

## Abschlussbericht

# Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten

November 2014

**Dr. Frank Graf, Manuel Götz**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Karlsruhe

**Marco Henel**

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

**Dr. Tanja Schaaf**

Outotec GmbH, Oberursel

**Dr. Robert Tichler**

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Linz, Österreich

**Herausgeber**

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.  
Technisch-wissenschaftlicher Verein  
Josef-Wirmer-Straße 1–3  
53123 Bonn

T +49 228 91885  
F +49 228 9188990  
info@dvwg.de  
www.dvgw.de



Die DVGW-Innovationsoffensive.  
[www.dvgw-innovation.de](http://www.dvgw-innovation.de)

**Technoökonomische Studie von  
Power-to-Gas-Konzepten  
Teilprojekte B-D  
Abschlussbericht**  
DVGW-Förderkennzeichen G 3/01/12 TP B-D

Leipzig, 7. November 2014

## **Bericht**

### **G 3-01-12 Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten**

#### **Teilprojekt B „Anlagenkonzepte und Betriebsoptimierung“**

**gefördert durch:** Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.  
Josef-Wirmer-Straße 1-3  
53123 Bonn

**durchgeführt von:** DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH  
Karl-Heine-Straße 109/111  
04229 Leipzig

**Bearbeiter:** Dipl.-Ing. (FH) Marco Henel  
Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring  
Anja Wehling

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Aufgaben und Ziele</b> .....	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Methodik</b> .....	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Generelle Erkenntnisse aus den Interviews und der Inventur ausgewählter Anlagen</b> .....	<b>11</b>
4.1	Gesamtüberblick der Interviews / Anlageninventur .....	11
4.2	Erkenntnisse aus dem Genehmigungsverfahren.....	12
4.2.1	Übersicht der Genehmigungsverfahren.....	13
4.2.2	Wirkung einer Genehmigung nach BImSchG.....	13
4.2.3	Sind PtG-Anlagen genehmigungsbedürftig? .....	14
4.2.4	Genehmigung – Verfahrensart .....	15
4.2.5	Sonstiges .....	16
4.2.6	Erkenntnisse aus den Interviews.....	18
4.3	Exemplarischer Meilensteinplan zur Umsetzung von PtG-Anlagen ...	20
4.4	Generelle Erkenntnisse aus Interviews .....	22
4.4.1	Wahl der Power-to-Gas-Standorte .....	22
4.4.2	Betriebsstunden / Betriebserfahrungen .....	23
4.4.3	Geschäftsmodelle.....	24
4.4.4	Investitionen / Kostenentwicklung .....	24
4.4.5	Wirkungsgrade .....	26
4.4.6	Sonstige Erkenntnisse.....	26
4.4.7	Technische Regeln.....	27
<b>5</b>	<b>Technische Gestaltungsbeispiele für Kernkomponenten</b> .....	<b>28</b>
5.1	Anwendungsbereiche von Power-to-Gas- und Einspeiseanlagen.....	28
5.2	Messkonzept (Wasserstoff-Einspeisung, Schema) .....	29
5.2.1	Gasbeschaffenheit .....	31
5.2.2	Volumenmessung.....	35
5.2.3	Mengenbewertung.....	38

5.3	Einspeiseleitung, Gasdruckregelung und Durchmischung .....	38
5.4	Verdichtung und Speicherung .....	40
<b>6</b>	<b>Definition von Anforderungen an Einspeiseanlagen.....</b>	<b>45</b>
6.1	Material- und funktionstechnische Anforderungen .....	46
6.2	Mess- und regelungstechnische Anforderungen .....	47
6.3	Sicherheitstechnische Anforderungen.....	49
6.4	Betriebstechnische und organisatorische Anforderungen .....	51
6.5	Regulatorische Anforderungen.....	52
<b>7</b>	<b>Bewertung der Optimierungsmöglichkeiten .....</b>	<b>53</b>
7.1	Elektrolyse und Methanisierung .....	53
7.2	Einspeiseanlage .....	57
<b>8</b>	<b>Handlungsempfehlungen.....</b>	<b>60</b>
8.1	Genehmigung von PtG- und Einspeiseanlagen.....	60
8.2	Empfehlungen zur Ausgestaltung der Einspeiseanlage und erforderlichen Entwicklungen .....	61
8.3	Regulatorische Empfehlungen für Einspeiseanlagen .....	63
8.4	Organisatorische Empfehlungen für Einspeiseanlagen.....	65
<b>9</b>	<b>Danksagung .....</b>	<b>67</b>
<b>10</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>68</b>
<b>11</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>70</b>
<b>Anlage 1</b>	<b>Fragebogen Interviews PtG-Pilotanlagen .....</b>	<b>73</b>
<b>Anlage 2</b>	<b>Projektziele und Verwendungszwecke EE-Gase der besichtigten PtG-Anlagen .....</b>	<b>77</b>
<b>Anlage 3</b>	<b>Beispiel: R&amp;I-Schema einer Wasserstoff-Einspeiseanlage inkl. Bypass und statischem Mischer (Einspei- sung in Erdgasverteilstnetz)79</b>	<b>79</b>
<b>Anlage 4</b>	<b>Überblicksmatrix Wasserstoff-Toleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Gasspeicherung sowie Mess- und Re- geltechnik (GDRMA).....</b>	<b>80</b>
<b>Anlage 5</b>	<b>Überblicksmatrix Wasserstoff-Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung.....</b>	<b>81</b>
<b>Anlage 6</b>	<b>Infoblatt: Charakterisierung der Genehmigungsverfahren von Power-to-Gas-Anlagen .....</b>	<b>83</b>

<b>Anlage 7</b>	<b>Meilensteinplan zur Errichtung von PtG-Anlagen .....</b>	<b>87</b>
-----------------	---	-----------

# 1 Zusammenfassung

Im Rahmen der durchgeführten Interviews mit Herstellern und (Netz)Betreibern wurden erstmalig eine repräsentative Anzahl von Power-to-Gas (PtG)-Anlagen detailliert charakterisiert und die bisherigen Betriebserfahrungen erfasst. Es wurden fünf Elektrolyseanlagen und eine Anlage mit nachgeschalteter Methanisierung, sowohl im In- als auch im Ausland Vor-Ort erfasst.

Im Rahmen der Anlagenbesichtigungen konnte die grundsätzliche technische Machbarkeit von PtG-Anlagen inkl. der Einspeisung von erneuerbarem Gas (EE-Gas) in das Gasnetz sowie die Verfolgung weiterer Nutzungspfade (z.B. Rückverstromung, Trailerabfüllung) durch die in Betrieb befindlichen Anlagen festgestellt werden. Da ein Großteil der untersuchten PtG-Anlagen erst während der Bearbeitungszeit dieses DVGW-Projektes in Betrieb genommen wurden, lassen sich aufgrund der geringen Betriebsstunden nur begrenzte Aussagen z.B. zur Verfügbarkeit aber auch zu möglichen Verbesserungen des Anlagendesigns ableiten.

Bei den meisten Anlagen wurde der intermittierende Betrieb von Elektrolyseuren mit Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) erprobt, derzeit können jedoch noch keine technischen Aussagen zu z.B. Lebenserwartung, Degradation oder Erzeugung-Nutzer-Konzept (z.B. Erzeugung von Druckwasserstoff und Einspeisung ohne Verdichtung) abgeleitet werden. Darüber hinaus ist nach Aussagen der Anlagenbetreiber ein wirtschaftlicher Betrieb unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht darstellbar, da die derzeitigen Erlösmöglichkeiten nicht zu einer Deckung der noch sehr hohen Investitionen und Betriebskosten führen.

Zur Etablierung dieser Technologie als ein festes Element im zukünftigen Energiesystem müssen demzufolge die Anlagen selbst, deren Planung, Errichtung und Betrieb so weiterentwickelt werden, dass all diese Phasen mit höchstmöglicher Effizienz und geringstmöglichen Kosten bei gleichzeitigem Erhalt der Sicherheit und der Verfügbarkeit umgesetzt werden können.

Um die wesentlichen und ggf. kritischen Punkte während der Planungs-, Bau- und Betriebsphase darzustellen, erfolgte eine Analyse der bisherigen Erfahrungen mit PtG-Pilotanlagen sowie vergleichbaren Anlagen (z.B. Biogasanlagen) im Rahmen dieses Teilprojektes B im Gesamtvorhaben G3-01-12 „Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten“. Fragestellungen zur Wirtschaftlichkeit ausgewählter Fallbeispiele wurden im Teilprojekt D makroökonomische Betrachtung analysiert. Teilprojekt C beschäftigt sich mit der technischen Umsetzung und Optimierung von Methanisierungsanlagen.

Die Erfahrungsanalyse erfolgte auf Grundlage von Interviews und Vor-Ort-Inspektionen. Folgende Aspekte wurden betrachtet:

- Standortauswahlkriterien
- Erfahrungen bei der Genehmigung und Abgleich mit den genehmigungsrechtlichen Grundlagen
- Angewendete technische Regelwerke bei der Errichtung und dem Betrieb
- Betriebserfahrungen und Optimierungspotenzial von Kernkomponenten (z.B. Elektrolyse, Methanisierung und Schwerpunkt: Einspeiseanlagen)
- Avisierte Geschäftsmodelle
- Orientierende Kostendarstellung der Gesamtanlagen und erwartete Kostenentwicklung

Basierend auf den gesammelten Erfahrungen, zukünftig erwarteten Technologieentwicklungen und aktuell gültigen Gesetzen, Normen und Regelungen wurden Anforderungen an Einspeiseanlagen definiert. Dazu wurden Optimierungspotenziale für die Umsetzung der Anforderungen innerhalb der aktuellen Regelungen ermittelt, bewertet und Empfehlungen (Messtechnik, Aufbau, Regelwerk) für die Planung und Umsetzung von Einspeiseanlagen zusammengetragen.

Die Kernergebnisse werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

### **Genehmigung von PtG-Anlagen**

Zukünftige, kommerzielle PtG-Anlagen sind nach derzeitigen Erkenntnisstand nach dem förmlichen Genehmigungsverfahren § 10 BImSchG (Bundesimmissionsschutzgesetz) zu genehmigen. Eine Ausnahme hiervon sind Anlagen im Labor- und Technikumsmaßstab. Sind die Anlagen genehmigungsfrei nach BImSchG ist zu prüfen, ob nach anderen Fachvorschriften Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb erforderlich sind. Insbesondere das Landesbaurecht ist zu beachten. Ein Informationspapier zur Einordnung der Genehmigungsverfahren nach BImSchG befindet sich im Anhang 6.

Einspeiseanlagen werden, sofern sie nicht im Rahmen des Genehmigungsverfahrens der PtG-Anlage nach BImSchG unterliegen, in der Regel nach Landesbaurecht genehmigt.

### **Betriebserfahrungen**

Die betrachteten Anlagen wiesen zum Zeitpunkt der Berichtserstellung (März 2014) Betriebszeiten im Bereich von 40 bis 1.700 Betriebsstunden auf. Die Hauptausrüstungsteile (Elektrolyse, Methanisierung, Einspeiseanlage) funktionierten zuverlässig.

## **Geschäftsmodelle / Kosten**

Derzeit wird die Speicherung und bedarfsgerechte Verstromung von EE-Gasen im Erdgasnetz als eine netzdienliche Nutzungsmöglichkeit von PtG aufgrund der geringen, finanziellen Anreize nicht favorisiert. Die Umsetzung von anderen Konzepten (z.B. „Windgas“, Mobilität) stellen nach Angaben der Anlagenbetreiber erfolgsversprechendere Möglichkeiten dar, da die Preise in diesen Segmenten hoch sind bzw. der Kunde bereit ist für den Mehrwert (Nachhaltigkeit) einen Aufschlag zum marktüblichen Preis zu zahlen.

Die Kosten der Pilotanlagen (nur Elektrolyse zzgl. Peripherien, Wasseraufbereitung und Gastrocknung) wurden in einer Spanne von 1.000 bis 2.000 EUR/kW<sub>el</sub> angegeben. Nach Herstellerangaben wird erwartet, dass die Kosten der Elektrolyse auf 500 bis 800 EUR/kW<sub>el</sub> (Leistungsklassen > 5 MW) sinken. Der Zielpreis für einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen liegt in Zukunft (2030) bei 1.000 EUR/kW<sub>el</sub> für die oben genannten Komponenten und die Anlagen zur Einspeisung in das vorhandene Gasnetz.

## **Anforderungen an Einspeiseanlagen**

Grundsätzlich sind die Anforderungen in den DVGW-Arbeitsblättern G 265-1 (Entwurf) / 2 / 3 (Entwurf) und die darin enthaltenen normativen Verweisungen auf weitere Arbeitsblätter, Regelungen und Normen für Einspeiseanlagen zu berücksichtigen. In jedem Fall sollten Errichter (Bauherr), Betreiber und EE-Gas- / Produkt-Abnehmer (z.B. Netzbetreiber, Endkunden, Verbraucher) den Umfang der Anforderung gemeinsam festlegen, um eine Optimierung der Anlage zu erreichen. Die technische Ausgestaltung, welche die Erfüllung der Anforderungen ermöglicht, ist projektspezifisch und damit zumindest für die verschiedenen Verwendungszwecke der Anlagen individuell und sollte im Vorfeld mit den zuständigen Behörden (auch mit Eichbehörden / TÜV) abgestimmt werden.

Die eingesetzten Materialien aller Komponenten (z.B. Einspeiseleitung, Armaturen, Gaszähler usw.) müssen gegenüber dem Medium Wasserstoff langzeitstabil sein. Es existieren umfangreiche Untersuchungen, Empfehlungen und Richtlinien, welche Werkstoffe für den Transport und die Verteilung von reinem Wasserstoff eingesetzt werden können. Bescheinigungen von Herstellern sind dabei zu berücksichtigen. Darüber hinaus muss die Funktionsfähigkeit möglichst über den gesamten Betriebszeitraum gewährleistet werden.

Mess- und regelungstechnisch sind die Anforderungen zur Einhaltung von Druck (DVGW-Arbeitsblatt G 491) und Konzentrationen von Wasserstoff (DVGW-Arbeitsblatt G 262, Zumischung ins Erdgasnetz) zu erfüllen. Grundsätzlich ist bei der

Einspeisung von EE-Gasen die Anforderungen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 einzuhalten. Zur Abrechnung des Brennwertes ist ein Messkonzept gemeinsam mit den Eichbehörden abzustimmen. Das DVGW-Arbeitsblatt G 685 ist entsprechend anzuwenden.

Für einen sicheren Umgang mit Wasserstoff und EE-Methan (SNG) sind die sicherheitstechnischen Anforderungen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 265-1/2 sowie G 491 und Technischen Regeln nach Betriebssicherheitsverordnung zum Bau und Betrieb für Wasserstoff- und SNG-Einspeiseanlagen einzuhalten. Diese spezifischen Anforderungen sind in Absprache mit dem TÜV festzulegen.

Die Sicherheitsanforderungen von Einspeiseanlagen inkl. der Sicherheitsdatenblätter und deren Prüfungen sind entsprechend auf die Betriebsmittel anzupassen. Bei reinem Wasserstoff und SNG (kann Anteile von Wasserstoff enthalten) muss eine Anpassung der Betriebsanweisung (z.B. Instandhaltung von Gasanlagen, Betriebsanweisung von Ausbläsern) sowie die Darstellung des Gefährdungspotenzials (z.B. Ermittlung von EX-Schutz-Zonen, Kennzeichnung und Arbeiten an Gasleitungen) erfolgen.

Zur Wartung / Instandhaltung von Anlagenkomponenten sind Strategien gemeinsam mit den Herstellern sowie den Behörden abzustimmen und festzulegen. Bei der Einspeisung von SNG kann auf Erfahrungen aus dem Biogasbereich zurückgegriffen werden. Darüber hinaus kann von Erfahrungen mit Wasserstoff in der Industrie partizipiert werden. Grundsätzlich sind die Anforderungen hinsichtlich Wartung nach DVGW-Arbeitsblatt G265-1/2, G 495, G 465-2, G 466-1 und G 469 einzuhalten. Projektspezifisch ist die gültige Zumischbegrenzung von Gasen (z.B. Wasserstoff) regulatorisch bzw. technisch zu prüfen. Bei der Einspeisung ins Erdgasnetz ist gemäß den DVGW-Arbeitsblättern G 260 / G 262 sowie in Abstimmung mit dem (nachgelagerten) Netzbetreiber die zulässige Zumischgrenze von Wasserstoff im Gasnetz festzulegen. Dazu sind bei Grenzüberschreitungen europäisch technische Regelungen zu beachten.

### **Optimierungsmöglichkeiten**

Als wesentliche, technische Optimierungspotenziale wurden Effizienzsteigerungen und Kostensenkungspotenziale bei der Herstellung der Elektrolyseure identifiziert (z.B. Serienfertigung). Darüber hinaus wird der Einsatz von Druckelektrolyseuren als vorteilhaft angesehen, da der Platzbedarf geringer ist und ggf. auf einen separaten Verdichter verzichtet werden kann was zu geringeren Gesamtkosten führen kann.

Es besteht heute bereits die Möglichkeit unter Verwendung von Druckelektrolyseuren (Ausgangsdruck bis 10 – 15 bar) vereinfachten Einspeiseanlagen zu errichten, um Wasserstoff direkt in die Verteilnetzebene einzuspeisen oder eine nachgeschaltete

Methanisierung (Betriebsdruck z.B. 10 – 20 bar) zu versorgen. In Zukunft streben die Hersteller Ausgangsdrücke von bis zu 80 bar an. Bei einem so hohen Elektrolyseur-Ausgangsdruckniveau kann der Anwendungsfall „Direkteinspeisung“ (ohne nachgeschaltete Verdichtung) auf die Transportnetzebene erweitert werden. Dazu können weitere Anwendungsbereiche (z.B. chemische Industrie, Hochdruckspeicherung für Methanisierung und Mobilität) bedient werden.

Zukünftig planen einige Hersteller eine 1 MW PEM-Elektrolyse in einem 40-Fuß-Container (etwa 12 m × 2,5 m × 2,5 m) inklusive Wasseraufbereitung, Gasreinigung und Steuerungselektronik zu installieren. Gelingt diese seitens der Hersteller angestrebte Reduzierung der Anlagengröße bei der PEM-Elektrolyse, besteht in jedem Fall ein weiteres hohes Kostenpotenzial bei der Anlagenaufstellung und deren Investitionen.

Als weitere Aufgabe wird die Optimierung und Abstimmung der Kernkomponenten Elektrolyse, Methanisierung und Kohlenstoffdioxid-Bereitstellung genannt, um die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage zu erhöhen. In diesem Zusammenhang ist die Auskopplung und Nutzung der Wärme aus der Elektrolyse und Methanisierung zur Effizienzsteigerung empfehlenswert.

Bei Einspeiseanlagen besteht nach Aussagen der Interviewten hohes Optimierungspotenzial in der Auflösung der Redundanz der Anlagenkomponenten. Dies betrifft insbesondere die Druck- bzw. Mengenregelung, die Messeinrichtungen und die Verdichtung. Alternativ zur redundanten Auslegung können höhere Verfügbarkeiten durch robuste und vereinfachte Anlagendesigns sowie eine effiziente Organisation des Bereitschaftsdienstes erreicht werden. In diesem Kontext sollte als Ziel eine Vereinheitlichung der Vorgaben von Einspeiseanlagen (z.B. Design und Aufbau) umgesetzt werden, um eine Verringerung der Anlagenindividualität und damit eine Kostenreduzierung zukünftig zu realisieren.

Hinsichtlich der Messtechnik besteht „Verschlankungspotenzial“ bei der Wasserstoff-Einspeisung, wenn eine sehr hohe Reinheitsklasse (5.0) und ausreichende Gastrocknung (Voraussetzung: Fremdbestandteile des erzeugten EE-Gases < 0,2 mol-% nach PTB G 14) gewährleistet werden kann. Sind diese Voraussetzungen erfüllt, kann sowohl auf die Feuchtemessung als auch auf eine kontinuierliche Messung der Fremdgasbestandteile Sauerstoff / Stickstoff verzichtet werden.

Hinsichtlich der eichamtlichen Abrechnungsmöglichkeiten von EE-Gasen kann der Einsatz eines Kalorimeters anstelle eines PGC nach ersten Einschätzungen die Investitionen für Gasanalytik um ca. 50% reduzieren. Zur Ermittlung der Gesamtkosten sollten die Betriebskosten auf Grundlage von konkreten Wartungsverträgen produktspezifisch verglichen werden. Darüber hinaus ist eine redundante Auslegung der

Messtechnik aufgrund der vorgegebenen Maßnahmen nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 (z.B. Ersatzwertbildung) nicht zwingend erforderlich.

Ein weiterer Ansatz zur Optimierung der erforderlichen Messtechnik ist die Einführung von Brennwertzuordnungssystemen, welche insbesondere in Netzen mit vielen EE-Gas-Einspeiseanlagen (PtG, Biogas) empfehlenswert sind.

### **Handlungsempfehlungen**

Bezüglich der Genehmigungsverfahren für PtG-Anlagen sollte ein einheitliches und effizientes Verfahren etabliert werden. Hierzu wird die Erstellung eines Leitfadens für Antragsteller und Behörden empfohlen. Für laufende oder in Anbahnung befindliche Vorhaben wird eine frühzeitige Kontaktaufnahme mit den Genehmigungsbehörden empfohlen.

Derzeit existieren nur wenige Regelungen, die die technischen Anforderungen an Anlagen und den Umgang im Zusammenhang mit reinen Wasserstoff beschreiben. Die Entwicklung eines technischen Merkblattes für Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze ist erforderlich und bereits in Bearbeitung (DVGW-Arbeitsblatt G 265-3, Entwurf). Darin werden die Grundlagen für die Herstellung, die Errichtung und den Betrieb von Leitungen und Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff zusammengefasst. Dazu wird die Anpassung von Zertifizierungen und Betriebsverordnungen zum Umgang mit wasserstoffhaltigen Gasen für Komponenten (z.B. Armaturen, Gaszähler) empfohlen.

In diesem Kontext wird auf die DVGW-Arbeitsblätter G 265-1 (Entwurf)/2 und deren zitierte Dokumente (DVGW-Regelwerk, Normen, Regelungen) verwiesen, welche im Wesentlichen die Grundlage für die Errichtung, Betrieb und Wartung von Einspeiseanlagen für Wasserstoff und SNG darstellen. Es wird daher die Anwendung dieser Regelungen für die Errichtung und den Betrieb von Einspeiseanlagen empfohlen. In diesem Kontext wird die Erstellung von abgestimmten Regelungen zum Umgang mit reinem Wasserstoff und SNG mit anderen Verbänden (z.B. Industrie: VCI) vorgeschlagen. Insbesondere regulatorische Empfehlungen für die Bereiche Elektrolyse und Methanisierung werden als zukünftige Arbeitsaufgabe gesehen.

In den meisten Interviews wurde angeraten, während der Bau- und Startphase von PtG-Anlagen ein entsprechendes Wissen sowie Strategien (z.B. Wartungsstrategie) zum Umgang mit reinem Wasserstoff aufzubauen. Im abgeschlossenen DVGW-Projekt G1-02-12 „Informations- und Sachstandsbogen zur Wasserstofftoleranz im Gasnetz“ wird ein Überblick zur Wasserstoff-Verträglichkeit einzelner Komponenten gegeben (siehe Anlage 4 und 5). Hierzu sind zukünftig weitere intensive Untersuchungen an den Komponenten durchzuführen, um qualitative Aussagen zur Technik und zum Umgang mit wasserstoffhaltigen Gasen machen zu können.

Aufgrund der aktuellen Rechtslage (Gasnetzzugangsverordnung) ist der Netzbetreiber verpflichtet die technische Mindestverfügbarkeit der Einspeiseanlage von 96 % sicherzustellen. Zur Vereinfachung des Designs für Einspeiseanlagen wird empfohlen, die heute existierenden Erfahrungen der Biogaseinspeisung hinsichtlich Auslegung (Redundanz), Bau, Betrieb und Wartung anzuwenden sowie alternative Möglichkeiten z.B. des Bereitschaftsdienstes (Schulung, Materialvorhaltung etc.) zu prüfen und deren Wirksamkeit zur Erfüllung der Anforderungen zu bewerten.

In diesem Zusammenhang sind auch Sicherheitsanforderungen von Einspeiseanlagen inkl. der Sicherheitsdatenblätter und deren Prüfungen anzupassen. Insbesondere bei der Einspeisung von Wasserstoff muss eine Anpassung der Datenblätter für Einspeiseanlagen erfolgen. Da SNG Anteile von Wasserstoff enthalten kann, sind gleiche Maßnahmen durchzuführen. Da in Zukunft mit Wasserstoff (wenn auch in geringen Konzentrationen von ca. 2 – 10 Vol.-%) im Erdgas zu rechnen ist, empfiehlt sich eine Anpassung der Sicherheitsdatenblätter durch den TK „Gasförmige Brennstoffe“. Da methanisierter Wasserstoff auch Anteile von Kohlenstoffmonoxid enthalten kann, sollte auch die Festlegung eines Grenzwertes für Kohlenstoffmonoxid in der 2. Gasfamilie (DVGW-Arbeitsblatt G 260) erfolgen.

## 2 Aufgaben und Ziele

Damit die Energiewende erfolgreich umgesetzt werden kann, bedarf es eines Aus- und Umbaus der Energieverteilung und somit der Netzinfrastruktur Gas und Strom. Insbesondere werden Speicher für die Vergleichmäßigung der fluktuierenden regenerativen Stromerzeugung benötigt. Hierfür reichen Kurzzeitspeicher (z.B. Schwungrad, Batterie und Pumpspeicher) nicht aus, sondern es werden Langzeitspeicher für große Speicherkapazitäten benötigt. Die einzige derzeitige Möglichkeit elektrische Energie langfristig in ausreichender Menge zu speichern ist die Wandlung von Strom in Gas mit anschließender Speicherung im Gasnetz (PtG). Um diese Technologie in die Gasinfrastruktur und in das Regelwerk des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW-Regelwerk) einzubinden sowie offene Fragen aus z.B. dem DVGW-Forschungsvorhaben „Energiespeicherkonzepte“ (G1-07-10) [1] zu klären und um ein umfassendes Verständnis zu erlangen, sind weitere Untersuchungen notwendig.

Derzeit befinden sich mehrere PtG-Demoprojekte in der Betriebs-, Planungs- und Umsetzungsphase. Der aktuelle Stand der Technik sowie Entwicklungspotenziale, insbesondere bei der Elektrolyse, sind in zahlreichen Studien zusammengefasst. Zu nennen sind hier beispielsweise die Arbeiten der Fraunhofer Institute IWES und ISE sowie des DVGW. Der DVGW hat vorliegende Erkenntnisse der Wasserstoffverträglichkeit der Erdgasinfrastruktur zusammengetragen, dokumentiert und bewertet [1], [2]. Hierbei werden auch verschiedene Anlagenkonfigurationen und Verschaltungen für die Wasserstoff- und die Synthetic Natural Gas (SNG)-Erzeugung betrachtet und Einspeisekonzepte untersucht.

In diesem Teilbericht sollen zum einen praxistauglichen Anforderungen für die Erarbeitung von sicheren und zuverlässigen Konzepten für PtG-Anlagen als Grundlage für die Erweiterung des DVGW-Regelwerkes identifiziert werden. Zum anderen sollen Hilfestellungen gegeben werden, die eine kostenoptimierte Anlagenkonfiguration ermöglichen.

Weiterhin werden die verfügbaren Erfahrungen bei der Genehmigungsplanung des Gasnetzanschlusses für erneuerbare Gase (EE-Gase) evaluiert. Hinsichtlich der Genehmigungsplanung von PtG-Anlagen inkl. der Einspeiseleitungen werden darüber hinaus Vereinfachungspotenziale identifiziert. Die Projektergebnisse schaffen Grundlagen für eine Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren dadurch, dass die genehmigungsrelevanten Technologien identifiziert und mit eingeübten Genehmigungsverfahren (z. B. Biogas) verglichen werden.

### 3 Methodik

Es wurden relevante Unternehmen (z.B. Anlagenbetreiber, Bauherren, Netzbetreiber, Hersteller) kontaktiert, um aktuelle Erfahrungen zusammenzutragen und Hemmnisse zu identifizieren. Ferner fließt der Wissensstand aus parallel durchgeführten Projekten z.B. DVGW-Projekt G3-02-12 „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung“ [3], „PtG Einspeiseanlage Stadtwerke Mainz“, „Machbarkeitsstudie RWE-Anlage in Ibbenbüren“ sowie Informationen zur Wasserstofftoleranz (DVGW-Projekt G1-02-12 „Informations- und Sachstandsbogen zur Wasserstofftoleranz im Gasnetz“ [2] und „HIPS-NET“) ergänzend ein.

In einem ersten Schritt wurde ein Fragebogen (Anlage 1) zu Kernthemen wie Genehmigungsverfahren, Anlagentechnik, Kosten- und Optimierungsmöglichkeiten als Grundlage für Interviews mit den relevanten Unternehmen erstellt. Im Rahmen dieser Interviews wurden die Erfahrungen und Informationen zusammengetragen und bewertet. Hierbei wurde ein besonderer Schwerpunkt auf die eichamtliche Bewertung der Messkonzepte gelegt.

In einem zweiten Schritt wurden ausgewählte Anlagen besichtigt, um Erfahrungen bei der Planung und Ausführung und in Hinblick auf erste Betriebserfahrungen zusammenstellen und bewerten zu können. Hierbei wurden technische Lösungen soweit möglich erfasst und anschließend vergleichend bewertet. Eine Auswahl der technischen Kernfragestellungen wurde an Partner bzw. bekannte Unternehmen außerhalb Deutschlands adressiert, um Erfahrungen anderer Länder im Projekt berücksichtigen zu können bzw. Anstöße für in Deutschland nicht etablierte aber sinnvolle Lösungen zu erhalten.

Für die Ableitung von Anforderungen an PtG-Anlagen wurden typische Anlagenkonzepte unter Berücksichtigung der erwarteten Anlagengrößen, Anlagenstrukturen z.B. Standort der Einspeiseanlage an der Gasleitung oder auf dem Elektrolysebetriebsplatz, Gasinfrastruktur (Druck und Lastgang) und der avisierten Betriebs- / Geschäftskonzepte betrachtet.

Sofern bei den Arbeiten Optimierungsmöglichkeiten identifiziert werden können, wurden diese bewertet und im Rahmen der Definition von Anforderungen berücksichtigt. Dies betrifft z.B. die Vermeidung von Verdichteranlagen durch den Einsatz von Druckelektrolyseuren. Hierbei wurden auch die Vor- und Nachteile der Technologien und deren zu erwartende Verfügbarkeit (Stand der Technik) berücksichtigt. Weiterhin wurde eine mögliche Nachrüstbarkeit von Wasserstoff-Einspeiseanlagen um ein Methanisierungsmodul betrachtet.

Abschließend wurden die technischen Anforderungen unter Einbindung der als positiv bewerteten Optimierungspotenziale überarbeitet und Empfehlungen für die Konzeption von PtG-Anlagen formuliert.

Die Bezeichnung der Anlagen (z.B. A...F) variiert bei den Kapiteln, um keine eindeutigen Rückschlüsse ziehen zu können, um welche PtG-Anlage es sich tatsächlich handelt.

## 4 Generelle Erkenntnisse aus den Interviews und der Inventur ausgewählter Anlagen

### 4.1 Gesamtüberblick der Interviews / Anlageninventur

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden folgende Anlageninventuren bzw. Interviews durchgeführt:

- |                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| • Anlagenbesichtigung / Interview   | ENERTRAG, Prenzlau (ENERTRAG)                  |
| • Anlagenbesichtigung / Interview   | RH2-WKA, Grapzow (RH2)                         |
| • Besichtigung Fertigung /Interview | ITM-Power, UK (ITM)                            |
| • Interview                         | Mitnetz Gas (Mitnetz)                          |
| • Anlagenbesichtigung / Interview   | ÖO. Ferngas Netz, AT (ÖO. Ferngas Netz)        |
| • Anlagenbesichtigung / Interview   | E.ON Storage, Falkenhagen (E.ON)               |
| • Anlagenbesichtigung / Interview   | Audi, EWE Werlte (Audi)                        |
| • Anlagenbesichtigung / Interview   | Gas Natural SDG, Sotavento Galicia ES (GS SDG) |

Die mit den Pilotanlagen verfolgten Ziele und die umgesetzten bzw. geplanten Verwendungsmöglichkeiten der EE-Gase sind in Anlage 2 dargestellt. Ein Schwerpunkt aller Vorhaben ist die Bewertung der verfügbaren Elektrolýsetechnik unter Berücksichtigung der avisierten (durch EE geprägten) Fahrweise. In den Anlagen in Prenzlau, Linz und Sotavento Galicia wird überwiegend Peak Shaving (Lastmanagement) und Ausgleich von Energieschwankungen als Stromdienstleistung erprobt. Die PtG-Anlage in Linz wurde neben einer Gasdruckregelstation installiert, welche die Abwärme aus der Elektrolýse zur Erdgasvorwärmung nutzt. Die Anlage in Grapzow wird netzdienlich gefahren und übernimmt anteilig darüber hinaus die Eigenversorgung des Windparks.

Die PtG-Anlage in Werlte verfügt über die derzeit größte Kohlenstoffdioxid-Methanisierungsanlage, welche jedoch zum Zeitpunkt der Besichtigungen (August 2013) noch nicht in Betrieb war. Derzeit werden die Komponenten Elektrolýse und Methanisierung aufeinander abgestimmt und optimiert. In den folgenden Monaten nach Inbetriebnahme ist zur weiteren Erforschung und Betriebsoptimierung ein Folgeprojekt (Projekt WOMBAT, [4]) geplant.

Ein weiterer Schwerpunkt der derzeit errichteten PtG-Anlagen liegt auf der Ermittlung und Bewertung der Betriebs- und Gestehungskosten von EE-Gasen. Somit besteht die Möglichkeit die bisher in Forschungsberichten abgeschätzten Gestehungskosten

zu verifizieren und zukünftige Geschäftsmodelle besser zu bewerten. Die potenziellen Ansätze der Verwendung von EE-Gasen sind bereits heute branchenübergreifend (Anlage 2). Derzeit ist nach Aussage der Anlagenbetreiber unter den gegebenen Rahmenbedingungen kein Verwendungspfad wirtschaftlich darstellbar. Dies wurde in der jetzigen Phase der Pilot- und Demoprojekte auch nicht erwartet. Festzustellen ist, dass es für eine Etablierung der Technologie am Markt veränderte Rahmenbedingungen bedarf.

Grundlegend kann ausgesagt werden, dass aufgrund der Vielzahl von PtG-Projekten und den ersten Informationen aus den Interviews die Machbarkeit der Technologie überzeugend demonstriert wurde und technisch als realistische Option für die Langzeitspeicherung von EE betrachtet wird. Die Einschätzung aus vorangegangenen Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive (z.B. G1-07-10 „Energiespeicherkonzepte“), dass die Kerntechnologien Elektrolyse und Methanisierung für diesen Anwendungsfall in unterschiedlichen Entwicklungsstadien analysiert, wurde bestätigt. Gerade für die Nutzung der Erdgasinfrastruktur als Langzeitspeicher ist es vorteilhaft, wenn zuverlässige und robuste Methanisierungstechnologien zur Verfügung stehen.

Im weiteren Verlauf des Berichtes werden öffentliche Informationen entsprechend den Quellenangaben zugeordnet. In einigen Abschnitten werden die Informationen anonymisiert zusammengefasst.

## **4.2 Erkenntnisse aus dem Genehmigungsverfahren**

Für die Errichtung und den Betrieb von PtG-Anlagen sind behördliche Genehmigungen einzuholen. Im Folgenden werden zunächst verschiedene Genehmigungsverfahren mit Schwerpunkt auf der Anlagengenehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) dargestellt und anschließend bisherige Erkenntnisse aus der Praxis ausgewertet.

Die Informationen dienen als Orientierung und Einordnung der Genehmigungsverfahren insbesondere für Anlagenbauherren. Die Einspeiseanlage kann in Rahmen des Genehmigungsverfahrens der Kernkomponenten (Elektrolyse, Methanisierung) nach BImSchG mit berücksichtigt werden. Fehlt die Zuständigkeit der Genehmigung aufgrund unterschiedlicher Standorte zwischen PtG- und Einspeiseanlage bzw. bei einem nachträglichen Anschluss der PtG-Anlage an das Erdgasnetz, greift in der Regel das Genehmigungsverfahren nach Baurecht.

## 4.2.1 Übersicht der Genehmigungsverfahren

Die nachfolgende Darstellung (Abb. 4.1) gibt einen groben Überblick über das Genehmigungsverfahren nach BImSchG für die Errichtung und den Betrieb von PtG-Anlagen.

Hier werden – aus heutiger Sicht – typische Fallkonstellationen dargestellt. Es handelt sich um eine verkürzte Darstellung, um die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit in dieser komplexen Materie zu gewährleisten. Die einschlägigen Rechtsgrundlagen werden genannt, auch um gegebenenfalls detailliertere Informationen recherchieren zu können.

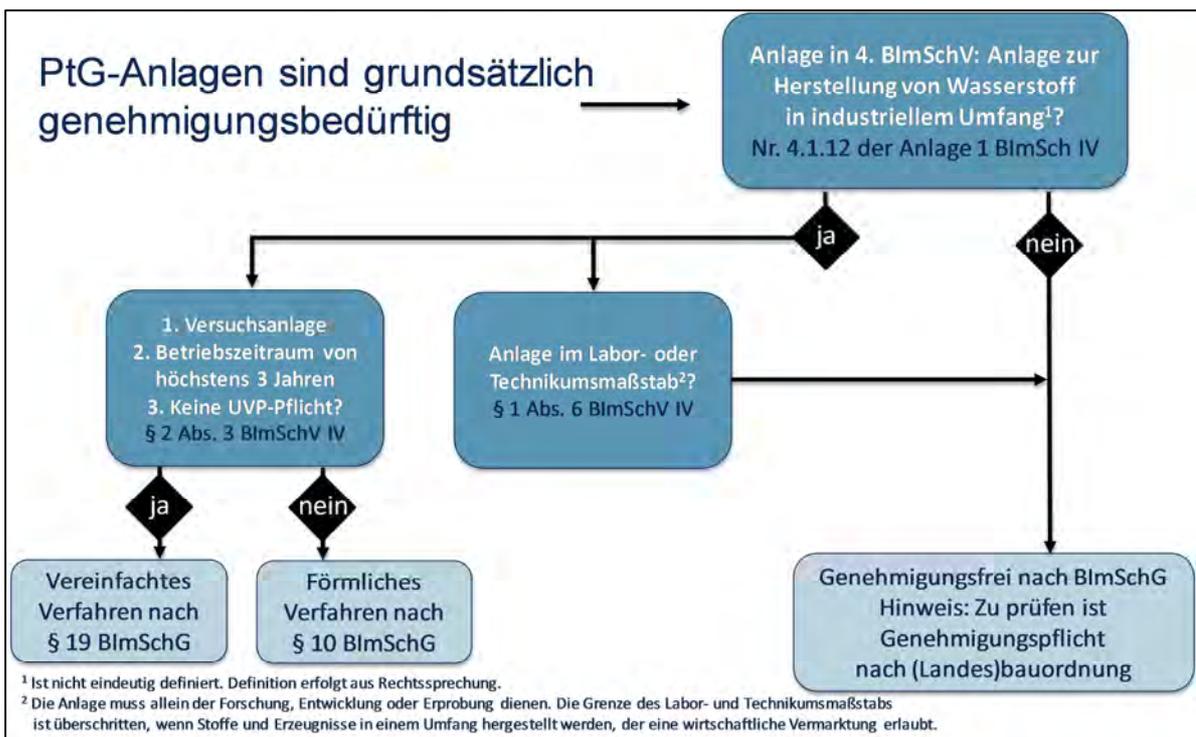


Abb. 4.1: Schematische Darstellung Genehmigungsverfahren nach BImSchG

## 4.2.2 Wirkung einer Genehmigung nach BImSchG

Die Genehmigung nach BImSchG entfaltet sogenannte Konzentrationswirkung, auch Konzentrationseffekt genannt, § 13 BImSchG. Diese Eigenschaft ist für das Verständnis der Wirkungsweise wichtig. Es bedeutet, dass die immissionsschutzrechtliche Genehmigung die meisten anderen für die Anlage erforderlichen behördlichen Entscheidungen mit umfasst. Die sonstigen Genehmigungen entfallen nicht, sondern sie werden mit erteilt. Dies dient einerseits der Koordination der Entscheidungsfindung unterschiedlicher Fachbehörden und andererseits der Verfahrensvereinfachung

und -beschleunigung für den Antragsteller. Die Konzentrationswirkung der Genehmigung erfasst u.a.

- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung,
- Baurechtliche Genehmigung,
- Erlaubnisse und Ausnahmen des Naturschutzrechts und
- Wasserrechtliche Zulassungen; nicht jedoch Erlaubnis oder Bewilligung<sup>1</sup>.

Dies gilt gleichermaßen für Genehmigungen die im vereinfachten und auch im förmlichen Verfahren nach BImSchG erlassen werden.

#### 4.2.3 Sind PtG-Anlagen genehmigungsbedürftig?

Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen bedarf der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, wenn sie „auf Grund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebs in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder in anderer Weise die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft zu gefährden, erheblich zu benachteiligen oder erheblich zu belästigen“, § 4 Abs. 1 BImSchG.

Entscheidend ist zunächst, ob die Anlage in der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) genannt wird. Laut Anlage 1 Nr. 4.1.12 sind Anlagen zur Herstellung von Gasen wie Wasserstoff in industriellem Umfang grundsätzlich genehmigungsbedürftig.

Zwischenergebnis: PtG-Anlagen sind grundsätzlich genehmigungsbedürftig.

Eine Ausnahme hiervon sind Anlagen im Labor- und Technikumsmaßstab. Ohne Genehmigung können Anlagen errichtet und betrieben werden, soweit sie der Forschung, Entwicklung oder Erprobung neuer Einsatzstoffe, Brennstoffe, Erzeugnisse oder Verfahren im Labor- oder Technikumsmaßstab<sup>2</sup> dienen. Hierunter fallen auch solche Anlagen im Labor- oder Technikumsmaßstab, in denen neue Erzeugnisse in der für die Erprobung ihrer Eigenschaften durch Dritte erforderlichen Menge vor der Markteinführung hergestellt werden, soweit die neuen Erzeugnisse noch weiter erforscht oder entwickelt werden, § 1 Abs. 6 BImSchV IV.

---

<sup>1</sup> Für genauere Angaben siehe bspw. [39]

<sup>2</sup> Definition: Anlage muss allein der Forschung, Entwicklung oder Erprobung dienen; dient sie auch anderen Zwecken, ist sie genehmigungsbedürftig. Die Grenze des Labor- und Technikumsmaßstabs ist überschritten, wenn Stoffe und Erzeugnisse in einem Umfang hergestellt werden, der eine wirtschaftliche Vermarktung erlaubt. Ausnahme nicht anwendbar für Anlagen des förmlichen Genehmigungsverfahrens sowie Anlagen, die unter die UVP Pflicht fallen. [39]

Sollte eine Anlage genehmigungsfrei sein, so bedarf es ungeachtet dessen der Prüfung, ob nach anderen Fachvorschriften Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb erforderlich sind. Insbesondere Baurecht ist zu beachten. Die Bestimmungen, ob eine Baugenehmigung zu beantragen oder das Anzeigeverfahren einschlägig ist, bestimmt sich nach der Bauordnung des jeweiligen Bundeslandes. Das Baugenehmigungsverfahren ist gegenüber der Genehmigung nach BImSchG nachrangig.

#### **4.2.4 Genehmigung – Verfahrensart**

Das BImSchG unterscheidet für die Neuerrichtung einer Anlage zwischen dem förmlichen Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG und dem vereinfachten Genehmigungsverfahren nach § 19 BImSchG.

##### **4.2.4.1 Förmliches Genehmigungsverfahren**

Für Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff ist das förmliche Genehmigungsverfahren durchzuführen, Anlage 1 Nr. 4.1.12 BImSchV IV – Buchstabe G. Im Unterschied zum vereinfachten Verfahren ist hier eine öffentliche Bekanntmachung und Auslegung der Antrags- und Projektunterlagen vorgeschrieben, die Dritten die Möglichkeit eröffnet Einwendungen zu erheben.

Weiterhin ist zu klären, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen ist. Dies wird anhand der Beschreibung in Anlage 1 Liste "UVP-pflichtige Vorhaben" des UVPG bestimmt. UVP-pflichtig ist die Errichtung und der Betrieb einer integrierten chemischen Anlage<sup>3</sup> (siehe Nr. 4.1 – X in Spalte 1). Handelt es sich nicht um eine integrierte chemische Anlage, sondern nur um eine Anlage zur Herstellung von Stoffen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang, so ist eine allgemein Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen (siehe Nr. 4.2 – A in Spalte 2). Im Anschluss wird entschieden, ob eine UVP durchzuführen ist. Die Wasserstoffherstellung fällt mit hoher Wahrscheinlichkeit zumindest in letztere Kategorie – UVP-Pflicht im Einzelfall. Bezüglich der Einordnung nach dem UVPG bestehen rechtliche Unsicherheiten. Die Dauer des förmlichen Genehmigungsverfahrens ist auf sieben Monate beschränkt. Die Frist beginnt mit dem Zeitpunkt, in dem die Antragsunterlagen vollständig eingereicht wurden, § 10 Abs. 6a BImSchG.

---

<sup>3</sup> Legaldefinition: Verbund zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang, bei dem sich mehrere Einheiten nebeneinander befinden und in funktioneller Hinsicht miteinander verbunden sind und zur Herstellung von anorganischen Grundchemikalien dienen.

#### **4.2.4.2 Vereinfachtes Genehmigungsverfahren**

Abweichend vom Regelfall des förmlichen Genehmigungsverfahrens kann das vereinfachte Verfahren nach § 19 BImSchG durchgeführt werden, wenn die Anlage

- ausschließlich oder überwiegend der Entwicklung und Erprobung neuer Verfahren, Einsatzstoffe, Brennstoffe oder Erzeugnisse dient (Versuchsanlage) und
- die Genehmigung (Betriebszeitraum) für einen Zeitraum von höchstens drei Jahren nach Inbetriebnahme der Anlage erteilt werden soll; dieser Zeitraum kann auf Antrag um höchstens ein Jahr verlängert werden und
- das Vorhaben nicht UVP-pflichtig ist.

Dieser Ausnahmetatbestand ist in § 2 Abs. 3 BImSchV IV geregelt und dient der vereinfachten Zulassung von Versuchsanlagen. Die potentielle Beeinträchtigung durch schädliche Umwelteinwirkungen ist hier zeitlich begrenzt und rechtfertigt auch daher eine inhaltliche wie zeitliche Verkürzung des Genehmigungsverfahrens.

Das vereinfachte Genehmigungsverfahren soll eine Dauer von drei Monaten nicht überschreiten. Die Frist beginnt mit Eingang der vollständigen Antragsunterlagen bei der Behörde, § 10 Abs. 6a BImSchG.

#### **4.2.5 Sonstiges**

##### **Genehmigungspflichtiger Anlagenumfang**

Das Genehmigungserfordernis erstreckt sich auf alle vorgesehenen

1. Anlagenteile und Verfahrensschritte, die zum Betrieb notwendig sind, und
2. Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten nach Nummer 1 in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen, § 1 Abs. 2 BImSchV IV.

Ziel ist es gerade die Anlage in ihrer Gesamtheit und deren Auswirkungen auf die Umwelt zu beurteilen. Eine (künstliche) Aufsplittung in einzelne Anlagenbereiche ist für das Genehmigungsverfahren unzulässig.

##### **Zum Umfang der Antragsunterlagen**

Bedingt durch die Konzentrationswirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung sind zahlreiche Unterlagen einzureichen, die nicht nur die Genehmigung nach BImSchG betreffen, sondern darüber hinaus auch für die baurechtliche und naturschutzrechtliche Genehmigung. Ist der Betreiber verpflichtet eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen, so erfolgt die Prüfung ebenfalls in diesem Verfahren.

## **Störfallverordnung**

Neben den bereits erwähnten Vorschriften, ist der Betreiber verpflichtet Maßnahmen zur Verhütung von Störfällen zu ergreifen und unter anderem ein Sicherheitskonzept zu erstellen, soweit bestimmt Mengenschwellen nach der Störfallverordnung erreicht sind. Die Prüfung erfolgt im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach §§ 10 bzw. 19 BImSchG. Sind im Betriebsbereich der Anlage Höchstmengen von 5.000 kg Wasserstoff (Erdgas 50.000 kg) vorhanden, dann sind die Grundpflichten der Verordnung zu beachten. Beträgt die Höchstmenge 50.000 kg und mehr, so sind die erweiterten Pflichten nach §§ 9-12 der Verordnung zu beachten (vgl. § 1 Abs. 1; Spalte 1 Nr. 38 Anhang 1 der 12. BImSchV (Störfallverordnung)).

§ 13 BetrSichV (Betriebssicherheitsverordnung) enthält einen Erlaubnisvorbehalt für die Abfüllung von Druckgasen z.B. in Trailer. Dieser Erlaubnisvorbehalt ist jedoch nur einschlägig, soweit die Füllanlage nicht als Energieanlage nach § 3 Nr. 15 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) einzustufen ist. Wird vor Ort Wasserstoff erzeugt, so dürfte es sich regelmäßig um eine Energieanlage handeln. Handelt es sich um voneinander getrennt zu betrachtende Betriebsbereiche, so greift der Erlaubnisvorbehalt.

## **Vorbescheid**

Es gibt die Möglichkeit durch Antrag auf einen Vorbescheid nach § 9 BImSchG einzelne Genehmigungsvoraussetzungen vorab zu prüfen. Das Prüfergebnis ist verbindlich und für das spätere Genehmigungsverfahren bindend. Hierdurch können bspw. kritische Fragen zur bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit geklärt werden. Dies bewahrt den Anlagenbetreiber davor das umfangreiche, zeit- und kostenintensive Genehmigungsverfahren sofort zu betreiben, obwohl nennenswerte Rechtsunsicherheiten bzgl. einzelner Fragen bestehen.

## **Aufschiebende Wirkung von Drittwidersprüchen**

Es empfiehlt sich schon vor Erteilung der Genehmigung einen Antrag auf sofortige Vollziehung der Genehmigung nach § 80 Abs. 2 Nr. 4 VwGO zu stellen. Im Unterschied zum Baurecht haben im Immissionsschutzrecht Widerspruch und Klage gegen die Genehmigung durch einen Dritten aufschiebende Wirkung. Legt ein Dritter diese Rechtsbehelfe ein, so gilt zunächst, dass der Anlagenbetreiber von der Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb der Anlage keinen Gebrauch machen kann bis die behördliche oder gerichtliche Entscheidung rechtskräftig entschieden wurde, § 80 Abs. 1 VwGO. Ein nachträglich gestellter Antrag nach § 80a Abs. 1 VwGO erfordert gegebenenfalls einen erhöhten Begründungsaufwand und trifft unter Umständen auf eine erhöhte Vorsicht der Behörde, die durch eine entsprechende Entscheidung z.B. den Baubeginn riskiert, dass die Durchsetzung der Rechte Dritter erschwert wird.

## 4.2.6 Erkenntnisse aus den Interviews

Ein Aufgabenschwerpunkt im Projekt, welcher bei der Durchführung der Interviews berücksichtigt wurde, ist die Bestandsaufnahme und Bewertung der Erfahrungen bei der Genehmigung der Anlagen. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass für die Erfahrungen der Antragsteller für Genehmigung, Errichtung sowie den Betrieb solcher Anlagen nur bedingt übertragbar sind. So wurden je nach Anlagentyp (z.B. Forschungsanlage) unterschiedliche Verfahren zur Genehmigung angewendet. Darüber hinaus führen Unterschiede in den Standorten teilweise zur Anwendung unterschiedlicher Rechtsgrundlagen. Die Antragsteller haben sich bei der Durchführung am vorliegenden Wissen entsprechender Anlagen (z.B. Windenergieanlage, Gasdruckregelanlage, Erdgasspeicher) orientiert, jedoch entstanden dabei neue Herausforderungen.

Das zukünftige Ziel sollte ein einheitliches und effizientes Genehmigungsverfahren für PtG-Anlagen sein. Eine Orientierung bietet hier der Leitfaden für die Genehmigung von Wasserstofftankstellen ([www.h2-genehmigung.de](http://www.h2-genehmigung.de)), welchen die NOW GmbH (Nationale Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) bereitgestellt hat. [5]

Im Folgenden werden die gesammelten Informationen aus den Interviews sowie eigene Recherchen und Erfahrungen zur Genehmigung von PtG- und Anschlussanlagen zusammengefasst und bewertet.

Grundsätzlich haben die Erfahrungen aus den Interviews gezeigt, dass die PtG-Anlagen überwiegend nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) in Verbindung mit der Bundes-Immissionsschutzverordnungen (BImSchV) genehmigt werden.

In Tab. 4.1 sind die Genehmigungsverfahren von einzelnen PtG-Anlagen zusammengefasst.

Tab. 4.1: Genehmigungsverfahren einzelner PtG-Anlagen

<b>PtG-Anlage</b>	<b>Genehmigung nach</b>
Anlage A	Vereinfachtes Verfahren nach § 19 BImSchG § 2 Abs. 3 BImSchV IV
Anlage B	Genehmigungsfrei nach BImSchG § 1 Abs. 6 BImSchV IV
Anlage C	nicht eindeutig zuordenbar
Anlage D	nicht eindeutig zuordenbar
Anlage E	Erweiterung / Unterordnung bestehender Anlagen (Ausland)

Die Anlage A wurde nach § 2 Abs. 3 BImSchV IV, im vereinfachten Verfahren nach § 19 BImSchG genehmigt. Die Anlage dient demzufolge als Versuchsanlage zur Erprobung von neuen Technologien. Dazu wurde die Genehmigung auf drei Jahre festgelegt. Nach Informationen der Behörden wird im Rahmen dieser Genehmigung eine solche Anlage als Industrieanlage definiert und nach Industrieemissions-Richtlinie gebaut, bei der im Normalfall eine aufwendige und intensive Industrieprüfung (z.B. Messung der potenziellen Emissionen) notwendig ist. Im vorliegenden Fall wurde jedoch in Zusammenarbeit mit der Genehmigungsbehörde eine Sonderlösung (jährliche Sichtprüfung der Anlage) vereinbart, da diese Anlage nur für einen begrenzten Zeitraum genutzt wird.

Anlage B wurde nach § 1 Abs. 6 BImSchV IV genehmigt. Diese Anlage ist nach BImSchG genehmigungsfrei, da es sich um eine Anlage im „Labor- oder Technikmaßstab“ handelt. Nach den Aussagen der Anlagenbetreiber ist demzufolge die Anlage an bestimmte Prämissen (z.B. keine Anlagenerweiterung möglich, Einsatz der Produkte ausschließlich für F&E-Bedarf) gebunden. Im vorliegenden Fall wurde eine baurechtliche Genehmigung eingeholt.

Das Genehmigungsverfahren von Anlage C kann nach Informationen aus dem Interview nicht eindeutig zugeordnet werden. Nach Aussagen des Anlagenbetreibers wurde jedoch die Genehmigung aufgrund des angrenzenden Windenergieparks „vereinfacht“. Eine öffentliche Auslegung des Vorhabens für Anbringung von Belangen wurde in diesem Zusammenhang durchgeführt. Dazu wurden bestehende Erfahrungen zur Genehmigung anderer Projekten herangezogen. Des Weiteren wurde seitens der Anlagenbauherren darauf hingewiesen umfangreiche Aufklärungsarbeit zu leisten, welche die Bereitstellung entsprechender Ressourcen erfordert.

Die Anlage D kann ebenfalls derzeit einem Genehmigungsverfahren nicht eindeutig zugeordnet werden. In diesem Fall flossen jedoch die langjährigen Erfahrungen des Bauherrn zur Genehmigung von Erdgasspeichern ein. Dazu wurden nach Angaben standardisierte Anlagenkomponenten eingesetzt, welche in größtenteils Anlehnung an die DVGW-Vorschriften fanden. Damit erfolgte auch der Nachweis zur Einhaltung zum „Stand der Technik“, welcher grundsätzlich bei allen PtG-Anlagen angewendet wurde. Für die Anlage D, welche Wasserstoff in das Erdgasnetz einspeist, bestand die Möglichkeit die gesamte Anlage entweder in der Nähe der einzuspeisenden Transportleitung oder neben einem bestehenden Umspannwerk zu errichten. Die Wahl fiel dabei auf letzteren Standort, da die Errichtung der Anlage an der Transportleitung Konflikte mit dem Landesentwicklungsplan hervorgerufen hätte und unter Umständen ein Raumordnungsverfahren durchgeführt werden müsste.

Die Anlage E, welche sich im Ausland befindet, ist genehmigungsseitig als Sonderfall zu betrachten. Diese Anlage wurde als Unterstützungsanlage zur Erdgasvorwärmung

(Wärmenutzung aus Elektrolyse) der anliegenden Gasdruckregelstation genehmigt. Dementsprechend handelt es sich hierbei um eine Erweiterung / Unterordnung der bestehenden GDRA.

Für die Errichtung von Gebäuden in denen Wasserstoff produziert wird, sei auf die Anforderungen in IGC Doc 15/06/E [6] hingewiesen. Darin enthalten sind u.a. auch Anforderungen zur Installation von Lüftungsanlagen, Wärmequellen und Peripherie. Hierbei handelt es sich nicht um eine DIN-Norm, jedoch kann die Einhaltung dieser Regelungen das Genehmigungsverfahren vereinfachen.

Gasdruckregel- und Einspeiseanlage, welche sich überwiegend außerhalb des Anlagengeländes befinden, können, soweit sie nicht im Rahmen eines Planfeststellungsverfahrens genehmigt wurden, nach dem jeweils geltenden Baurecht genehmigt werden. Derzeit deckt das DVGW-Regelwerk den Transport / die Verteilung von reinem Wasserstoff nicht ab. Für den Bau der Anschlussleitungen besteht die Möglichkeit nach Informationen aus den Interviews die Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtGv) für Leitungen von mehr als 16 bar Betriebsdruck sowie die Technische Regel für Rohrfernleitungen (TRFL) anzuwenden. Letztere sieht nach Abstimmung mit den Behörden die Installation von zusätzlichen Überwachungsmaßnahmen (z.B. Ausführung als molchbare Leitung, Installation eines Leckagesystems) vor. Bei der Einspeisung von Biogas (methanisierter Wasserstoff) können heute bereits die DVGW-Regelwerke (z.B. DVGW-Arbeitsblatt 265-1/2) zur Vereinfachung der Genehmigung und zum Nachweis „Stand der Technik“ angewendet werden. Die Einspeiseleitungen von Biogas bedürfen einer baurechtlichen Genehmigung.

### **4.3 Exemplarischer Meilensteinplan zur Umsetzung von PtG-Anlagen**

Zur Darstellung der beispielhaften Errichtung einer PtG-Anlage wurde ein Meilensteinplan erstellt (Anlage 7). In diesem Plan sind alle Hauptarbeitsschritte, die für die Errichtung einer PtG-Anlage erforderlich sind, aufgeführt.

Die terminliche Abfolge der einzelnen Positionen basiert auf den durchgeführten Interviews sowie den Erfahrungen bei der Errichtung ähnlicher gastechnischer Anlagen. Insgesamt muss in Abhängigkeit der zu errichtenden PtG-Pilotanlagen mit einer Planungs- und Bauphase von etwa 1,5 – 2 Jahren gerechnet werden. Dabei sind zwei wesentliche Punkte bei der Terminplanung zu berücksichtigen:

- die Genehmigungsphase (max. sieben Monate)
- die Lieferzeiten / Montage der Kernkomponenten (bis zu 12 Monate)

Die Lieferzeiten der Kernkomponenten (z.B. Elektrolyse, Methanisierung, ggf. Verdichter) sind verschieden und sollten vor der Planungsphase mit den favorisierten Herstellern abgestimmt / erfragt werden. Derzeit ist gerade bei der Elektrolyse mit Lieferzeiten von bis zu 12 Monaten zu rechnen, da diese in Manufakturarbeit gefertigt werden. Lieferzeiten für die Methanisierung sind derzeit nicht abschätzbar. Bei Beauftragung ist darauf zu achten, dass (sofern keine Komplettleistung beauftragt wurde) die entsprechenden technischen Unterlagen, z.B. Angaben zu Bauleistungen (Fundamente) und Schnittstellen für Energie- und Hilfsenergieanbindungen, vorab vom Hersteller zu liefern sind, damit eventueller Lieferverzug sich nicht bei der Bauplanung fortsetzt.

Weiterhin wurde der Meilensteinplan so gestaltet, dass Arbeiten wenn möglich parallel bearbeitet werden.

Bei der Errichtung (Hoch- und Tiefbau) der Anlage müssen terminliche Verzögerungen auf Grund der Wetterlage in den Wintermonaten berücksichtigt werden.

Der abgebildete Meilensteinplan ist als Orientierung zu sehen und kann als Grundlage für eine Terminplanung dienen. Dafür sind im Wesentlichen die verbindlichen Lieferzeiten der Hauptausrüstungen und die zeitliche Dauer der Genehmigungsplanung ausschlaggebend.

Nach Angaben der derzeit errichteten PtG-Anlagen haben die Bauherren in Abhängigkeit der Voraussetzungen und Anlagengrößen unterschiedlich Zeiträume für die Errichtung angegeben. In Tab. 4.2 sind diese zusammengefasst.

Tab. 4.2: Informationen zur Umsetzung von PtG-Anlagen aus den Interviews

<b>PtG-Anlage</b>	<b>Beginn (Erläuterung)</b>	<b>Gesamtzeit ab „Beginn“</b>
Anlage A	April 2009 (Planung)	~ 2,5 Jahre
Anlage B	1. Quartal 2012	~ 1 Jahre
Anlage C	Juli 2013 (Spatenstich)	~ 1 Jahre
Anlage D	Dezember 2010 (Planung)	~ 2 (3) Jahre
Anlage E	August 2012 (Baubeginn)	~ 1,5 Jahre
Anlage F	September 2012 (Grundsteinlegung)	~ 1,5 Jahre
Anlage G	2008	~ 1,5 Jahre

Nach Aussage von Anlage A liegen zwischen Planung und Inbetriebnahme der Anlage etwas mehr als zweieinhalb Jahren. Nach Angaben des Herstellers der Elektrolyseanlage (Anlage A) können zukünftig schlüsselfertige Elektrolyseelemente (z.B. Leistungsklasse 10 MW) innerhalb von zehn Monaten angefertigt werden. Die Errichtung und Inbetriebnahme ist mit weiteren vier Monaten anzusetzen.

Die Errichtung der Anlage B dauerte etwa ein Jahr. Der Projektstart lag im I. Quartal 2012. Der Spatenstich der Anlage C war im Juli 2013. Die Inbetriebnahme war im Januar 2014. Über die Planungsphase von Anlage B und C liegen keine Informationen vor.

Die Errichtung der Anlage D betrug insgesamt zwei Jahren. Die Ausschreibung und die Vergabe des Projektes sind mit einem Zeitraum von insgesamt einem Jahr anzusetzen. Die Lieferzeit der Anlagentechnik betrug neun Monate und die Montage der Komponenten vier Monate. Der Probetrieb wurde bei dieser Anlage auf 14 Tage festgelegt. Das Projekt wurde aufgrund ausstehender Genehmigungen im Rahmen der Errichtung von Windenergieanlagen um eine Jahr verzögert.

Die Anlagen E, F und G können mit einer Planungs- und Bauzeit von eineinhalb Jahren angesetzt werden. Der Baubeginn der Anlage E war im August 2012 und die Inbetriebnahme ein Jahr später. Grundsteinlegung der Anlage F war im September 2012 und die ersten Tests liefen im Herbst / Winter 2013. Die Anlage G wurde 2008 während einer Bauzeit von etwa einem Jahr errichtet.

Die dargestellten Informationen zur Errichtung der Anlagen sind für andere PtG-Anlagen nicht repräsentativ. Eine projektspezifische Abschätzung der Planungs- und Bauphasen ist mit den Genehmigungsbehörden und Herstellern vorzunehmen.

## **4.4 Generelle Erkenntnisse aus Interviews**

### **4.4.1 Wahl der Power-to-Gas-Standorte**

Bei der Standortwahl der derzeit errichteten PtG-Anlagen muss berücksichtigt werden, dass es sich hierbei um Forschungsanlagen handelt, welche vorrangig die Machbarkeit von PtG demonstrieren. Aus diesem Grund fiel die Entscheidung überwiegend auf bewährte und erschlossene Standorte (z.B. Biogasanlage Prenzlau, Biogasanlage Werlte, Windenergiepark Grapzow) an denen bereits entsprechende Genehmigungen bzw. Verträglichkeitsprüfungen durchgeführt wurden / vorlagen und darüber hinaus die notwendigen Grundmedien (z.B. Wasser, EE-Strom, Kohlenstoffdioxid-Quelle) vorliegen. Ein weiterer Aspekt ist die räumliche Nähe zu EE (Windparks oder Stromtrassen) und potenzielle Verwendungsmöglichkeiten (z.B. Erdgastassen, Tankstellen, Wärmesenken, Verkehrsanbindungsmöglichkeiten). Zukünftig müssen neben den bereits genannten Aspekten, spezifische Standortkriterien für die Einsatz- und Nutzungsmöglichkeiten (z.B. Stromspeicher EE, Mobilität) von EE-Gasen untersucht, definiert und berücksichtigt werden.

#### 4.4.2 Betriebsstunden / Betriebserfahrungen

Insgesamt können die in Betrieb befindlichen PtG-Anlagen aufgrund des Forschungscharakters sowie aktueller Laufzeiten seit Inbetriebnahme nur geringe Volllaststunden (VLS) bzw. Betriebsstunden (BS) und demzufolge nur wenige Betriebserfahrungen vorweisen (Tab. 4.3). Die Anlage A und Anlage B haben mit knapp über 1.500 VLS die meisten Betriebserfahrungen. Die Anlage C kann zum Zeitpunkt (Stand: März 2014) etwa 300 BS nachweisen. Die Anlage D hat etwa 40 BS und Anlage E 900 VLS erreicht. Die Anlage F befindet sich zu jetzigen Zeitpunkt noch im Testbetrieb.

Tab. 4.3: Kenndaten von PtG-Anlagen Stand: März 2014

PtG-Anlage	Anschlussleistung	VLS / BS	Betriebsdauer	Betriebsart
<b>Anlage A</b>	0,5 - 1 MW <sub>el</sub>	~ 1.600 VLS	29 Monate	Peak Shaving WEA (3.000 - 4.000 BS pro Jahr avisiert)
<b>Anlage B</b>	< 0,5 MW <sub>el</sub>	~ 1.700 VLS	~ 50 Monate	Peak Shaving WEA
<b>Anlage C</b>	0,5 - 1 MW <sub>el</sub>	~ 300 BS	15 Monate	Bandfahrweise WEA / autonom Peak Shaving (Planung)
<b>Anlage D</b>	< 0,5 MW <sub>el</sub>	40 BS	9 Monate	Leistungsgeführte WEA /
<b>Anlage E</b>	> 1 Mw <sub>el</sub>	~ 900 VLS	9 Monate	Strompreisgeführte WEA / autonom 4.500 VLS pro Jahr avisiert)
<b>Anlage F</b>	> 1 Mw <sub>el</sub>	Testbetrieb	9 Monate	Peak Shaving EE (3.000 VLS pro Jahr avisiert)

Hinsichtlich der eingesetzten technischen Komponenten existieren nach Aussagen der Anlagenbetreiber wenige erste Betriebserfahrungen. Dazu wurden einige Informationen als vertraulich eingestuft. Ein Anlagenbetreiber äußerte hauptsächlich Probleme hinsichtlich der eingesetzten Technik zur Rückverstromung des Wasserstoffes, während dessen andere wiederum sehr gute Ergebnisse mit ihrem BHKW für reinen Wasserstoff erzielten. Grundlegend sind jedoch bis auf eine Ausnahme keine Probleme mit der Elektrolyse bisher bekannt. Bei der Methanisierungsanlage lagen bis zum Zeitpunkt der Inventur nur wenige Erfahrungen vor.

Nach Informationen und Erfahrungen zur Verdichtung von Wasserstoff wurden auch hier keine Probleme geäußert. Die eingesetzten Verdichtertechniken (Kapitel 0) sind in ihrer Anwendung für den entsprechenden Betriebsdruck ausgelegt und als gasdichtes System konfiguriert. Aus Sicht der interviewten Gasnetzbetreiber existieren bei der Verdichtung von Biogas hauptsächlich Probleme im Bereich Frequenzum-

wandlung (Antrieb). Dazu werden Probleme bei elektronischen Bauteilen der Einspeisung aufgrund der international sinkenden Qualität angegeben. Die häufigsten Probleme im Biogasbereich, welche aufgrund der ähnlichen Anlagentechnik wo Erfahrungen bestanden ebenfalls abgefragt wurde, treten jedoch nach Aussagen bei der Zumischung von Flüssiggas auf. Hier ist insbesondere der Verdampfer mit einer hohen Ausfallrate zu benennen. Dieser Aspekt ist bei der Wasserstoffeinspeisung zu vernachlässigen, da keine Konditionierung stattfindet.

#### **4.4.3 Geschäftsmodelle**

In Anlage 2 sind die aktuellen Nutzungspfade der besichtigten PtG-Anlagen zusammengefasst. Die aktuell betriebenen PtG-Anlagen, welche zur Demonstration der Technologie und Erfahrungsgewinn der Betriebs- und Gestehungskosten konstruiert wurden, können derzeit (wenn überhaupt) nur in Nischenanwendungen wirtschaftlich dargestellt werden. Die Rückverstromung, Vermarktung von „Windgas“ und die Bereitstellung von Kraftstoffen bilden derzeit die drei wesentlichen Schwerpunkte der Pilotanlagen. Letzteres erscheint nach Aussagen der Anlagenbetreiber als vielversprechendstes Geschäftsmodell. Bei der Vermarktung von „Windgas“ muss berücksichtigt werden, dass hierfür die Kunden bereit sind höhere Preise zu zahlen.

Nach Aussage der Anlagenbetreiber können die Gestehungskosten von EE-Gasen durch die Reduzierung der Investitionen der Kernkomponenten (Elektrolyse, Methanisierung) nur geringfügig gesenkt werden. Dies bedeutet, dass trotz einer deutlichen Reduzierung dieser Investitionen ein wirtschaftlicher Betrieb unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht erreicht werden kann. Demzufolge haben Betriebskosten beeinflussende Kriterien (z.B. Betriebsszenarien, Strombezugskosten, Umlagen) als besonderen Stellenwert mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Für die Zukunft sind des Weiteren nach Meinungen aus den Interviews zusätzliche Anreize (z.B. Speichervergütung, Entkopplung aus EEG) für die Technologie zu schaffen.

Die Aufgabe der langfristigen Energiespeicherung von EE sowie die Nutzung erneuerbarer Wärme aus der Elektrolyse bzw. Methanisierung werden derzeit von den Anlagenbetreibern nicht als „Game Changer“ angesehen.

#### **4.4.4 Investitionen / Kostenentwicklung**

Die Investitionskosten der betrachteten PtG-Anlagen sowie die Erwartungshaltung der Interviewpartner bezüglich der Kostenentwicklung liegen in unterschiedlichen Größenordnungen und werden daher als Bandbreite dargestellt (Tab 4.4).

Tab. 4.4: Informationen zu Investitionen und spezifische Kosten

PtG-Anlage	Investitionen	Spezifische Kosten / Entwicklung
Anlage A	21 Mio. EUR (Gesamtinvestition) 10 Mio. EUR (Wasserstoffsystem)	3.000 EUR/kW <sub>el</sub> (Elektrolyse und Verdichtung) 800 – 1.500 EUR/kW <sub>el</sub> (Zukunft, Elektrolyse)
Anlage B	9,5 Mio. EUR (Gesamtinvestition)	1.000 – 2.000 EUR/kW <sub>el</sub> (Elektrolyse)
Anlage C	0,38 Mio. EUR (Wasserstoffsystem)	k. A.
Anlage D	6,5 Mio. EUR (Gesamtinvestition)	1.000 – 2.000 EUR/kW <sub>el</sub> (Elektrolyse)
Anlage E	1,7 Mio. EUR (Gesamtinvestition)	1.000 – 2.000 EUR/kW <sub>el</sub> (Elektrolyse)
Anlage F	20 Mio. EUR (Elektrolyse und Methanisierungsanlage) 5 Mio. EUR (Einspeiseanlage)	1.000 EUR/kW <sub>el</sub> (Zielpreis, Elektrolyse und Methanisierung)
Anlage G	1,5 Mio. EUR (Gesamtinvestition)	k. A. 500 – 800 EUR/kW <sub>el</sub> (Zukunft, Komplettsystem inkl. 12 h Speicher)

Die dargestellten Investitionen sind im Zusammenhang der Anlagengröße und den Nutzungspfaden (z.B. BHKW, Zwischenspeicherung) anzusetzen. Eine Preisspezifizierung einzelner Komponenten ist nicht möglich. Einige Anlagen wurden im Rahmen von nationalen Förderungsprogrammen bzw. auf Länderebene bis zu 50 % gefördert.

Zu den Gestehungskosten von EE-Gasen wurden im Rahmen der Interviews nur wenige Angaben gemacht. Nach Informationen vom Betreiber der Anlage E können Wasserstoffpreise erzielt werden, die unterhalb von aktuellen Preisen von Ottokraftstoff liegen. Die Wasserstoffgestehungskosten liegen bei der Anlage B etwa bei 36 Cent/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub> (Förderung der Investitionen). Diesem Wert sind entsprechend die Preise potenzieller Vermarktungspfade gegenzurechnen. Nach Aussage des Anlagenbetreibers erscheint dabei der Mobilitätssektor zwar noch nicht wirtschaftlich, jedoch am ehesten erschließbar.

Nach Informationen aus den Interviews liegen die spezifischen Investitionskosten zwischen 1.000 – 3.000 EUR/kW<sub>el</sub> installierter Elektrolyseleistung. Der Wert von 3.000 EUR/kW<sub>el</sub> ist nach Aussage inklusive Verdichtung (ohne Einspeisung) anzusetzen. Zukünftig lassen sich die Kosten jedoch laut Herstellerangaben bis auf etwa 800 – 1.500 EUR/kW für Anlagen >500 kW<sub>el</sub> ohne Verdichtung senken. Ein Hersteller gibt zukünftige Kosten (2030) für ein System bestehend aus Elektrolyseur, 12 Stunden-Speicher und Peripherie von 500 – 800 EUR/kW<sub>el</sub> an. Bei einer Entwicklung hin zur Druckelektrolyse ist ein Anstieg der spezifischen Kosten mit dem Druck (Ausgangsdruck Wasserstoff) anzusetzen. Weitere Investitionen und zukünftige De-

gressionen von Kernkomponenten werden im aktuellen DVGW-Projekt G3-03-12 „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“ zusammengefasst. Darin werden spezifische Investitionen für eine 200 kW<sub>el</sub> Elektrolyse inkl. Verdichter, Zwischenspeicher / Verdichter, Aufstellung / Bau, MSR und Einspeiseanlage in Höhe von etwa 4.300 EUR pro kW<sub>el</sub> (heute) genannt. Zukünftig werden Kostenreduzierungen aufgrund drei Technologiesprünge (Serienfertigung Elektrolyse, Umstellung auf Druckelektrolyse – Einsparung der Investitionen für die Verdichtung und Serienfertigung der Druckelektrolyse) erwartet. Dabei wird eine Reduzierung der Investitionen konservativ von 1.000 – 1.700 EUR pro kW<sub>el</sub> (Gesamtanlage: Elektrolyse und Einspeiseanlage) angenommen.

Die heutigen spezifischen Kosten bei der Methanisierungsanlage sind nach Angabe der Hersteller vertraulich. Der zukünftige Zielpreis soll nach Angaben des Anlagenbauers bei 1.000 EUR/kW<sub>el</sub> für die Elektrolyse- und Methanisierungstechnologie liegen. Dies sei abhängig von der bis dato erzielten Lernkurve. Aus Sicht des Anlagenbauers besteht jedoch hohes Kostensenkungspotenzial insbesondere bei der Elektrolyse sowie Skalierungseffekte bei der Methanisierung und Peripherien.

#### 4.4.5 Wirkungsgrade

Nach Aussagen der Hersteller und den geführten Interviews werden zurzeit folgende Wirkungsgrade erreicht. Für die alkalische Elektrolyse ist nach Angaben ein Wirkungsgrad je nach Hersteller zwischen 70 - 75 %<sub>H<sub>0</sub></sub> (Elektrolyseanlage) und für die Rückverstromung 30 – 38 %<sub>el</sub> (Rückverstromung BHKW) bzw. Wärmenutzung 40 %<sub>th</sub> (Wärme aus BHKW) anzusetzen. Angaben von Wirkungsgraden über 75 %<sub>H<sub>0</sub></sub> sind in der Regel auf dem Stack zu beziehen. Für die Rückverstromung mittels einfachen Motor und Generator (eingesetzte Technik einer Pilotanlage) liegt der Wirkungsgrad bei 18 - 29 %<sub>el</sub>.

Der Wirkungsgrad der Methanisierung liegt bei 80 %<sub>H<sub>0</sub></sub> und eine mögliche Wärmenutzung von 90 %<sub>th</sub> der Anlage. Der Anlagenbetreiber gibt den Gesamtwirkungsgrad der Anlage mit 54 %<sub>H<sub>0</sub></sub> (Elektrolyse + Methanisierung) und mit Wärmenutzung bis 70 %<sub>Gesamt</sub> (ohne Peripherie) an.

#### 4.4.6 Sonstige Erkenntnisse

Die Lebensdauer von alkalischen Elektrolyseanlagen wird bei einer konstanten Betriebsweise auf 20 Jahre geschätzt. Im fluktuierenden Betrieb sind umfangreiche Erneuerungen (Stacküberholung bzw. -austausch) aller 10 Jahre anzusetzen. Für die PEM-Elektrolyse wird ebenfalls eine Lebensdauer von 10 Jahren bei fluktuierendem

Betrieb erwartet. Ein Katalysatortausch der Methanisierungsanlage ist voraussichtlich aller 5 Jahre notwendig.

Zur Wartung der PtG-Anlage wird die Aufstellung eines Wartungskonzeptes empfohlen. Dieses sollte eine vorerst tägliche Sichtprüfung der Kernkomponenten (Elektrolyse, Methanisierung, Verdichter) enthalten. Im späteren Betrieb besteht hier die Möglichkeit die Zeiträume zu verlängern. Weitere zyklische Prüfungen sollten entsprechend den Herstellerangaben für Komponenten wie z.B. Sensorik, Druckgeräte und EX-Komponenten erfolgen. Diese Aufgabe sollte von Grundpersonal übernommen werden. Das Grundpersonal sollte geschult sein und idealerweise den Anlagenaufbau begleitet haben („Kennenlernen“ der Anlage).

Die jährlichen Wartungskosten für die Elektrolyse sind nach Angaben mit etwa 2 % der Investitionen anzusetzen. Vorgaben für Wartungsintervalle und Kosten bei der Methanisierung liegen noch nicht vor. Einige PtG-Anlagen werden grundsätzlich derzeit nur unter Aufsicht in Betrieb genommen. Eine Fernsteuerung, welche von einigen Anlagen heute schon umgesetzt wird, ist grundsätzlich möglich und unterliegt nach Aussage der Betreiber keiner besonderen Anforderung.

#### **4.4.7 Technische Regeln**

Nach Aussage der Bauherren wird die Anpassung von bestehenden Regelwerken und Normen hinsichtlich Wasserstoff dringend empfohlen. Derzeit existieren nur wenige Regelungen (z.B. Orientierung DVGW-Regelwerk, IGC, TRFL), die die technischen Anforderungen und den Umgang im Zusammenhang mit reinen Wasserstoff beschreiben. Neben der Weiterentwicklung des DVGW-Regelwerkes, welche aktuell bearbeitet werden, muss nach Aussagen der Bauherren die Betriebssicherheitsverordnung ebenso angepasst werden. Dazu sind entsprechend Wartungspläne der Peripherie sowie Einspeiseanlage zu generieren. Nach Überprüfung und ggf. Definition weiterer Schutzmaßnahmen (z.B. Installation von Sicherheitssensoren, Anpassung EX-Schutz) müssen auch Sicherheitsaspekte berücksichtigt werden. Im abgeschlossenen DVGW-Projekt G1-02-12 „Informations- und Sachstandsbogen zur Wasserstofftoleranz im Gasnetz“ werden technische Maßnahmen definiert, die bei der Einspeisung von Wasserstoff bis zu einer Toleranz von 10 Vol.-% durchzuführen sind (siehe Anlage 4 und 5). In Anlagenbereichen, die mit reinem Wasserstoff Kontakt haben, sind entsprechend weitere Maßnahmen zu identifizieren.

## 5 Technische Gestaltungsbeispiele für Kernkomponenten

Auf Basis der avisierten Betriebsziele der untersuchten Anlagen (siehe Anlage 2) können folgende Hauptanwendungsgebiete identifiziert werden:

- Einspeisung ins Erdgasnetz
- Rückverstromung
- Mobilität
- Technische Gase
- Eigenbedarf / Sonstiges (Wärmeversorgung)

Im Kapitel 6 werden die Anforderungen mit Schwerpunkt „Einspeisung ins Erdgasnetz“ definiert und erläutert. Dazu werden im weiteren Verlauf dieses Kapitels die regulatorischen Anwendungsbereiche und technischen Betrachtungsgrundlagen zusammengefasst.

### 5.1 Anwendungsbereiche von Power-to-Gas- und Einspeiseanlagen

In Abb. 5.1 sind die Anwendungsbereiche für Anlagen zur Einspeisung von EE-Gasen vereinfacht dargestellt und eine Auswahl von relevanten Normen und Regelungen zugeordnet.

Für die Kernkomponenten Elektrolyse und Methanisierung kann eine Orientierung zur Errichtung, Inbetriebnahme und Instandhaltung nach aktuellen Erkenntnissen derzeit nur Industriestandards stattfinden. Die ISO-Norm ISO 22734-1 (2008) definiert konkrete Anforderungen für die alkalische als auch PEM-Elektrolyse hinsichtlich Errichtung / Bauweise, Sicherheit und Leistungsregelungen. Nach den Erfahrungen aus den Interviews besteht jedoch akuter Handlungsbedarf, welcher die Erarbeitung von Normen und Regelungen zum Anwendungsbereich von Elektrolyse und Methanisierung vorsieht, dieser jedoch außerhalb des DVGW-Zuständigkeitsbereiches liegt.

Anlagen zur Einspeisung von Biogas werden laut § 3 EnWG (Abs. 15) als Energieanlagen definiert. Demzufolge sind Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff und SNG gleich einzuordnen. Hinsichtlich der Anforderungen an Energieanlagen gilt nach § 49 EnWG: Anlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicher-

heit gewährleistet ist. Dazu sind die wesentlichen Anforderungen verschiedener Arbeitsblätter (z.B. G 260, G 262, G 685...) des DVGW einzuhalten.

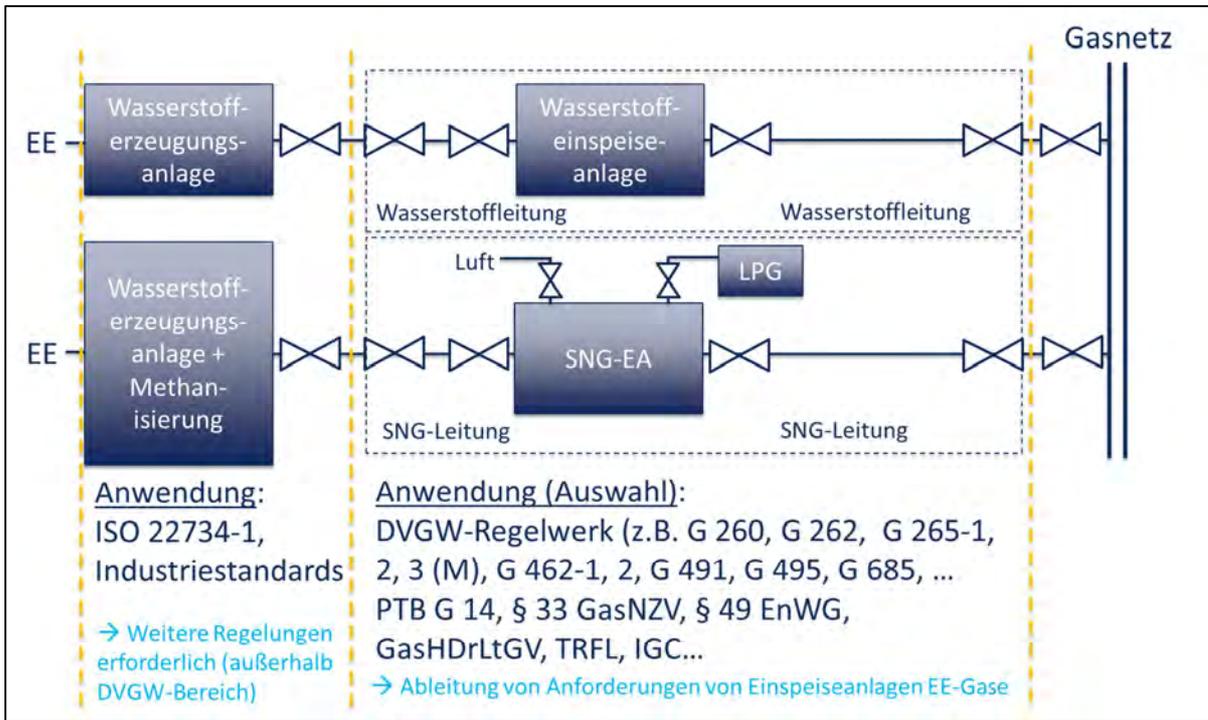


Abb. 5.1: Anwendungsbereich Gesetze, Verordnungen und Regelwerke für Anlagen zur die Einspeisung von EE-Gase

Darüber hinaus sind alle in Deutschland geltenden Regeln und Richtlinien zum Bau und Betrieb von Anlagen zur Einspeisung zu beachten, auch wenn sie in diesen technischen Anschlussbedingungen nicht ausdrücklich erwähnt sind. Hierzu zählen insbesondere die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV) sowie Unfallverhütungs- und Arbeitsschutzrichtlinien. Neben den allgemein anerkannten Regeln der Technik gelten die Festlegungen im Netzanschlussvertrag zwischen Einspeiser und Netzbetreiber.

## 5.2 Messkonzept (Wasserstoff-Einspeisung, Schema)

In Anlage 3 ist eine mögliche Variante einer Wasserstoff-Einspeiseanlage (R&I-Schema) anhand der aktuell gültigen Gesetze, Normen und Regelungen sowie den Erfahrungen aus den Interviews und Konsultation mit Eichbehörden abgebildet. Das R&I-Schema (Mess-, Regel- und Einspeisestrecke) stellt ein Beispiel zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasverteilnetz inkl. Bypassleitung mit statischem Mischer (Herstellung eines homogenen Gasmisches nach möglichst kurzer Strecke) dar. Die Ausgestaltung des Anlagendesigns und der Einsatz alternativer Mess- und Re-

gelungstechnik sowie Optimierungspotenziale sind unter Einhaltung der gültigen Regelwerke und eichrechtlichen Gesetze individuell möglich. Zu berücksichtigen ist, dass grundsätzlich projektspezifische Angaben z.B. zur Erzeugungslast, Druckstufen der Elektrolyse, Mischung und des Verteilnetzes (Netzstruktur, Endkunden, Lastfluss Grundgasstrom usw.) für die Auslegung notwendig sind.

Grundlegend müssen die aus den technischen Regelwerken gestellten Anforderungen eingehalten werden, dies betrifft im Wesentlichen:

- Anforderungen Wasserstoff-Einspeiseanlage (Entwurf G 265-3)
- Anforderung an die Gasbeschaffenheit: Wasserstoff und Grundgas (G 260 / G 262)
- Messtechnische Anforderungen (G 685, PTB G14)
- Anforderungen aus dem Biogasbereich (G 265-1/2 und „Normative Verweisungen“)
- Unmittelbare homogene Durchmischung an der Einspeisestelle (Vermeidung von Mischfahnen)
- Regelung und Einhaltung der zulässigen Druckanforderungen (G 265-1/2, G 496, ...)
- Gas-Druckregelanlagen (G 491)
- Weitere Anforderungen des Gasnetzbetreibers (z.B. Mindestvolumenstrom bei der Einspeisung)

Der Wasserstoff wird mittels Elektrolyse bereitgestellt. Grundlegend kann die Wasserstoff-Zumischung über die Leistungsänderung der Elektrolyse (an- und abfahren) geregelt werden. Um zusätzliche Degradationen der Elektroden aufgrund der unsteigen Zumischung im Erdgasverteilnetz zu umgehen, empfiehlt sich der Einsatz eines Zwischenspeichers (z.B. Tank). Die Regelstrecke besteht aus einem Mengenregelventil mit überlagerter Druckregelung (6). Die Mengenregelung erfolgt in diesem Beispiel auf Grundlage folgender Eingangsparameter:

- Volumenstrom  $F_{Q_{H_2}}$ ,
- Volumenstrom  $F_{Q_{Erdgas}}$ ,
- PGC-Analyse (Erdgas und Erdgas-Wasserstoff-Gemisch), optional Kalorimeter

Darüber hinaus ist zu empfehlen, dass folgende weitere Grundparameter für die Einspeisung von Wasserstoff festgelegt bzw. vereinbart werden:

- Mindestfließgeschwindigkeit Erdgasstrom
- Sicherheitsbeiwert für die Wasserstoff-Zumischkonzentration (z.B. Sicherheit von 10 % unterhalb der zulässigen Zumischgrenze)

Anlage 3 stellt nur ein Beispiel für eine Wasserstoff-Einspeiseanlage dar. Ergänzungen von Komponenten (z.B. Absperrarmaturen) aus Instandhaltungsgründen können optional eingesetzt werden. Darüber hinaus kann je nach projektspezifischer Anforderung auf den Einsatz einer Rückschlagklappe verzichtet werden. Des Weiteren wird in diesem Beispiel davon ausgegangen, dass die Gasbeschaffenheit im Erdgasverteilnetz bekannt ist, da diese vom Vorlieferanten kommuniziert wird. Dazu ist von einem hohen Reinheitsgrad (5.0) des Wasserstoffes auszugehen. Aus diesen Gründen kann ebenfalls auf den Einsatz von PGC's vor und nach dem Mischer (8) verzichtet werden. Unter Berücksichtigung der Messzeiten (Totzeit) eines PGC's kann optional eine Kontrollmessung (Abgriff) an diesen Stellen vorgenommen werden.

Zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgastransportnetz können neben den o.g. Anforderungen weitere hinzukommen. In molchbaren Leitungen ist die direkte Installation von stationären Mischer nicht möglich und die Errichtung eines Bypass mit zusätzlichen Kosten verbunden. Die Anforderung an die Durchmischung an der Einspeisestelle ist individuell zu prüfen, da in der Regel der nächste nachgelagerte Gasabnehmer weiträumig entfernt liegt. Hierfür ergeben sich jedoch weitere Grundparameter (z.B. turbulente Strömungsverhältnisse an der Einspeisestelle zur homogenen Durchmischung) für die Einspeisung. Generell ist beim Einsatz von Messtechnik für Erdgas-Wasserstoff-Gemische auf eine hinreichende Durchmischung zu achten. Die Messungen in der Mischungszone können signifikant fehlerbehaftet sein. Simulationen haben gezeigt, dass bei ungünstigen Strömungsbedingungen (geringe Strömungsgeschwindigkeiten) eine Vermischung erst nach mehreren Kilometern erfolgen kann. Des Weiteren sind Pendelzonen im Grundgas an der Wasserstoff-Einspeisestelle zu berücksichtigen. Zur Unterbindung von unzulässigen Überschreitungen von Wasserstoff-Konzentrationen ist ggf. die Einspeisung zu drosseln bzw. abzufahren. [7]

Im Folgenden wird auf die relevanten Komponenten einer Wasserstoff-Einspeiseanlage eingegangen. Bei der Einspeisung von SNG kann sich hinsichtlich der einzusetzenden Technik an der Einspeisung von Biogas orientiert werden. Die folgenden Betrachtungen gehen dennoch von geringe Wasserstoff-Konzentration im SNG aus.

### **5.2.1 Gasbeschaffenheit**

Zu diesem Thema wurden die relevanten Ergebnisse zu Prozessgaschromatographen (PGC) aus dem DVGW-Projekt G3-02-12 „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung“ zusammengestellt.

Für die Datenerhebung von PGC's wurde ein Fragebogen „PGC“ mit relevanten Kernfragen (z.B. Stand der Zulassung, Kalibriergas) erstellt und an vier Gerätehersteller versandt. Im Anschluss daran wurden mit den Herstellern RMG, Elster und Marquis weiterführende Themenschwerpunkte im Rahmen von Interviews durchgeführt. Zusammenfassend kann ausgesagt werden, dass sich derzeit bei den PGC-Herstellern (RMG, Elster und Marquis) in Deutschland PGC's zur eichamtlichen Messung bis 5 mol-% Wasserstoff in Abschluss der Zulassung durch die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) befinden bzw. bereits zugelassen sind. Weitere PGC's mit einer eichamtlichen Zulassung > 5 mol-% Wasserstoff befinden sich in technischer und genehmigungsrechtlicher Planung. Dazu befindet sich ein Gerät von RMG für Wasserstoff-Konzentrationen bis 20 mol-% in technischer und genehmigungsrechtlicher Planung; Marquis hat für den SAM-COMLETE 14 K die Zulassung bis 25 mol-% Wasserstoff beantragt (Abb. 5.2). Diese beiden Geräte sind mit zwei Trägergasen (Wasserstoff und Argon, Ar) ausgestattet.

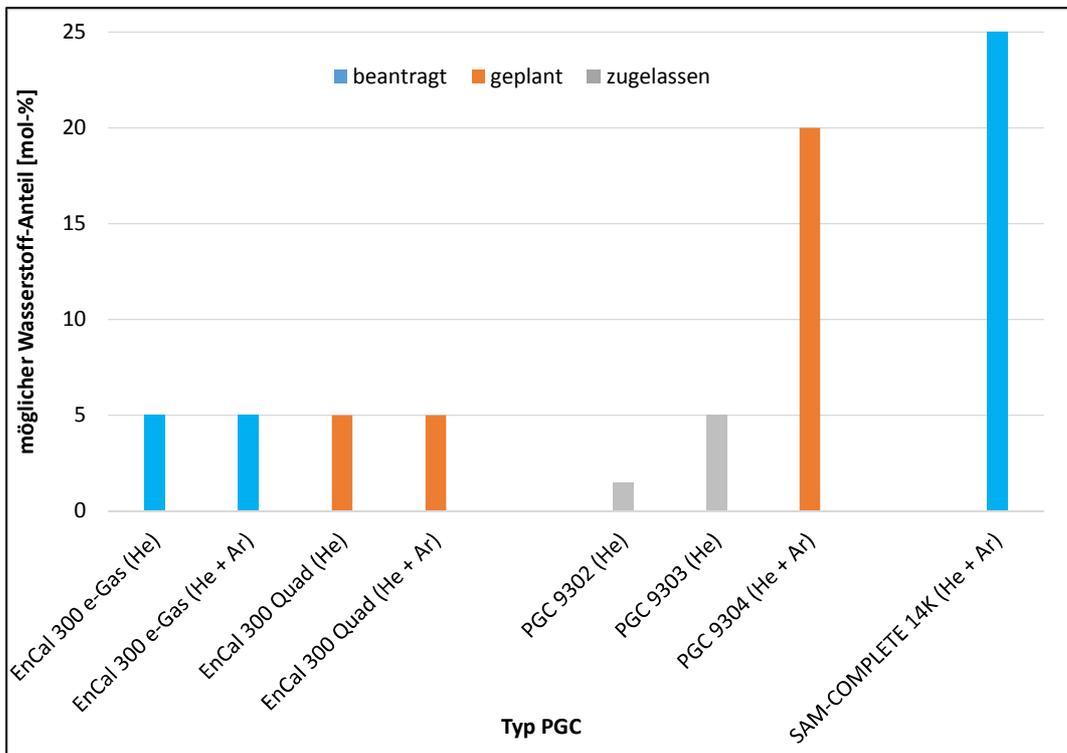


Abb. 5.2: Eignung von PGC nach Analyse Fragebogen „PGC“

Derzeit können die meisten eingesetzten PGC's im Gastransportnetz Wasserstoff nicht detektieren. Mit der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz haben die Hersteller von PGC's entsprechend reagiert und stellen derzeit neue Geräte zur Verfügung.

Die Begrenzung des Wasserstoff-Messbereichs von PGC's auf maximal 5 mol-% Wasserstoff resultiert dabei auf physikalischen Gründen. Die heute eingesetzten

PGC's verwenden für die Signalauswertung ausschließlich Wärmeleitfähigkeitsdetektoren. Bei der Verwendung von Helium (He) als Trägergas ist die Detektion von Wasserstoff somit begrenzt, da die Wärmeleitfähigkeiten beider Stoffe eng beieinander liegen. Als obere Grenze für die Messung von Wasserstoff bei He als Trägergas werden in der Regel 5 mol-% benannt. Zur Messung von höheren Wasserstoffkonzentrationen ist zur eindeutigen Bestimmung das alternative Trägergas Ar zu verwenden. Dies bedeutet, dass die Geräte mit einem zweiten Trägergas ausgestattet sein müssen.

Die Erweiterung der klassischen Erdgasanalyse um Wasserstoff als zusätzliche Komponente hat in der Regel eine Änderung der Trennsäule oder sogar eine Erweiterung um eine zusätzliche Trennsäule zur Folge. Die Trennung von Wasserstoff – genauso wie Sauerstoff bei der Messung von Bioerdgas – kann nur über eine Molsiebsäule erfolgen, die in den heutigen PGC's zur reinen Erdgasanalytik nicht vorhanden ist.

Gemäß den Elektrolyseurherstellern hat der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff aus PtG-Anlagen i.d.R. eine sehr hohe Reinheit (5.0) [1]. Darüber hinaus kann Sauerstoff aus der Elektrolyse und Stickstoff aus Spülvorgängen im Gas enthalten sein. Diese Gasbegleitstoffe sollten entsprechend mittels Messgerät (PGC) ergänzend erfasst werden. Grundsätzlich ist der Fremdgasanteil ab einem Wert von 0,2 mol-% zu erfassen (PTB G14) [8]. Nach Aussage durch die PTB ist die Reinheit des eingespeisten Wasserstoffes in regelmäßigen Abständen zu überprüfen. Beträgt die Reinheit 99,9 % oder mehr, so ist der Brennwert entsprechend DIN EN IOS 6976 „Erdgas - Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung“ zuzuordnen. Beträgt die Reinheit weniger als 99,9 % so ist eine kontinuierliche Messung durch ein PTB bestätigtes Verfahren zu erfassen. Des Weiteren ist der Sauerstoffgehalt so zu minimieren, dass an Übergabepunkten zu Untertagespeichern oder an Grenzübergabepunkten der Sauerstoffgehalt des Erdgas-Wasserstoffgemisches 0,001 Mol-% im Tagesmittelwert nicht überschreitet, es sei denn, die technische Notwendigkeit besteht nicht (DVGW-AB G 260). Der Brennwert ist entsprechen DIN EN IOS 6976 als Mischbrennwert zu bestimmen. [9]

Des Weiteren kann der Wasserstoff Anteile von Feuchtigkeit (Elektrolyt) enthalten. Anlagentechnisch ist hierfür i.d.R. eine Abscheidung bzw. Trocknung vorgesehen. Entsprechend dem DVGW-AB G 260 „Gasbeschaffenheit“ ist ein Grenzwert von maximal 50 mg/m<sup>3</sup> (MOP > 10 bar) bzw. 200 mg/m<sup>3</sup> (MOP ≤ 10 bar) einzuhalten. [10]

Dazu wird eine kontinuierliche Überwachung der Gasbegleitstoffe durch Probennahmen und Analysen empfohlen. Der Einsatz von nicht zulassungspflichtigen Messgeräten kann hierfür genutzt werden. Es liegt nahe, bereits beim Netzanschlussbegehren ein Messkonzept mit dem betroffenen Netzbetreiber und den zuständigen Eich-

behörden abzustimmen. Dazu sollten auch messtechnischen Anforderungen, z.B. Ort und Anzahl der Messstellen, Anforderungen zur Archivierung und Kommunikation der abrechnungsrelevanten Daten des Gasnetzbetreibers erfüllt werden. [7]

Aus materialtechnischer Sicht sind entsprechend der Herstellerangaben für die eingesetzten Komponenten bei PGC's aufgrund der avisierten Drücke keine Probleme zu erwarten. Hierzu liegen teilweise Materialbeständigkeitsnachweise für Wasserstoff vor. Dichtheitsprobleme sind nicht zu erwarten, da die Geräte mit He auf ihre Dichtheit geprüft werden.

Derzeit besteht dahingehend Handlungsbedarf neue PGC's für höhere Wasserstoffkonzentrationen (> 5 mol-% Wasserstoff) eichamtlich zuzulassen. Technisch sollte dies kein Problem darstellen. Es ist jedoch sinnvoll wirtschaftliche Anreize, welche die Weiterentwicklung unterstützen, zu setzen. Dies wäre durch eine sukzessive Erhöhung der Wasserstoffkonzentration im Erdgas möglich. Dazu müssen PGC's um ein zweites Kalibriergas (z.B. Argon) erweitert werden.

Im Rahmen der besichtigten PtG-Anlagen speisen derzeit zwei Pilotanlagen (Falkenhagen, Linz) Wasserstoff in das Erdgasnetz ein. Eine eichamtliche Messung mittels PGC liegt nach aktuellem Kenntnisstand nicht vor. Die Gasanalyse dient ausschließlich zur Überprüfung der Gasreinheit (Messung der Fremdgasbestandteile). Mit den derzeit verfügbaren PGC's lässt sich reiner Wasserstoff nicht eichamtlich messen. Da die Hersteller mittlerweile eine hohe Gasreinheit garantieren, ist dies nicht zwingend erforderlich. Zukünftig muss entschieden werden, ob eine Messung der Gasbegleitstoffe (Stickstoff, Sauerstoff) zwingend notwendig ist. Unter Vorgabe der Brennwertes des erzeugten Wasserstoffes könnte in Zukunft auf die Messung der Gasbeschaffenheit vollständig verzichtet werden. Bei Einhaltung der 0,001 Mol% Grenze für Sauerstoff für UGS bzw. GÜP ist allerdings eine nichteichamtliche Messung vorzusehen. Als kostengünstige Alternative zur Bestimmung des Brennwertes besteht des Weiteren die Möglichkeit der Brennwertermittlung mittels Kalorimeter. Nach Informationen aus einem PtG-Projekt wurde seitens der Eichbehörde auf diese Variante hingewiesen.

Die PtG-Anlage in Werlte, welche SNG in das Erdgasnetz einspeist, ist mit einem 13-K-PGC (RMG, PGC 9303) ausgerüstet, welche die Bestandteile Wasserstoff, Sauerstoff, Schwefelwasserstoff und Kohlenstoffdioxid misst. Innerhalb der vertraglichen Vereinbarung zwischen EWE und Audi darf der Gehalt des Wasserstoffes im SNG bis 5 Vol.-% (vor Einspeisung ins Erdgasnetz) liegen. Demzufolge besteht die Möglichkeit den Wasserstoff mittels eingesetzten PGC in dieser Größenordnung eichamtlich zu bestimmen. Die Möglichkeit höhere Wasserstoffanteile im Erdgas eindeutig zu bestimmen, ist aufgrund der wärmespezifischen Eigenschaften von He als Trägergas nicht möglich.

Entsprechend den dargestellten Informationen lassen sich für die Messung der Gasbeschaffenheit Anforderungen in Kapitel 6 ableiten. Kann eine ausreichende Durchmischung des einzuspeisenden EE-Gases nicht unmittelbar gewährleistet werden, ist darauf zu achten, dass die einzusetzende Messtechnik im Grundgas in ausreichendem Abstand von der Einspeisestelle aufgebaut ist.

Für weiterführende Informationen zu PGC's hinsichtlich Marktsituation, technische Voraussetzungen und Kostenbetrachtung zur Erneuerung im Erdgastransportnetz wird auf das DVGW-Projekt G3-02-12 „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung“ verwiesen.

### 5.2.2 Volumenmessung

Im folgenden Kapitel wurden die Einschätzungen der Einsatzfähigkeiten hinsichtlich des Messprinzips von Gaszählern für 10 und 100 Vol.-% Wasserstoff auf Grundlage der Erkenntnisse aus dem DVGW-Projekt G3-02-12 „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung“ zusammengefasst.

In den Zulassungen (MID / PTB) der Gaszähler ist die zulässige Wasserstoffkonzentration in der Regel nicht explizit spezifiziert. Im Rahmen der Zulassung von Gaszählern wird auf Prüfgase nach DIN EN 437 (DIN Deutsches Institut für Normung e.V.) [11] verwiesen. Bei diesen (Prüf-) gasen der 1. und 2. Gasfamilie (DVGW-Arbeitsblatt G 260, Stand: Mai 2008) werden in dieser Norm in Tabelle 2 Wasserstoff-Volumenanteile in Größenordnungen bis 59 Vol.-% Wasserstoff genannt. Die verwendeten Gaszähler werden jedoch überwiegend mit reinen Erdgasen (Erdgas H oder L) oder Luft geprüft und lassen daher nicht zwangsläufig eine Zulassung für Wasserstoff zu. Daher sollte in Verbindung mit der Zulassung des Gaszählers die Eignung für Wasserstoff vom Hersteller explizit spezifiziert sein. Dies kann in der Bauartzulassung oder Konformitätserklärung in Zusammenhang mit der Bedienungsanleitung geschehen. Gegebenenfalls ist die Eignung vom Hersteller separat zu bescheinigen. [7]

Zur Erfassung der Wasserstoff-Eignung von Gaszählern (Hochdruckgaszählern und Haushaltsgaszähler) wurde ein Fragebogen „Gaszähler“ für Hersteller zusammengestellt, in dem relevante Themenschwerpunkte (z.B. Zulassung, Einfluss von Wasserstoff auf das Messprinzip) adressiert wurden. Der Fragebogen wurde zweistufig aufgebaut. Im ersten Umlauf wurden hauptsächlich Fragen zur Zulassung und Eignung der Gaszähler formuliert. Innerhalb der zweiten Fragerunde wurden die Fragen zur Eignung detailliert bzw. weitere Einflüsse infolge von Wasserstoff abgefragt. Dieser Fragebogen wurde an insgesamt 14 Hersteller von Hochdruck- und Haushaltsgaszähler versandt.

Grundlegend ist dabei festzuhalten, dass alle Hersteller eine Eignung ihrer Gaszähler bis 10 Vol.-% Wasserstoff im Rahmen der Eichfehlergrenze angegeben haben. Einige Gaszähler werden sogar bis 100 % Wasserstoff mit und ohne Einschränkungen als geeignet eingestuft. Eine weitere Überprüfung und Berücksichtigung der Messbereiche und Betriebsparameter bis 10 Vol.-% Wasserstoff wird dennoch empfohlen. Die Verkürzung der Solllebensdauer von Gaszählern wird nach Herstellereinschätzung bei 10 Vol.-% Wasserstoff nicht erwartet. Entsprechend der Umfrage basieren die Angaben zumindest teilweise auf Prüfstandsversuchen.

Im EU-Projekt NATURALHY [12] wurden Balgengaszähler mit einem 50:50 Gemisch aus Wasserstoff und Methan geprüft. Insgesamt betragen die Messfehlerabweichungen weniger als 2 %. Eine Anpassung der Balgengaszähler ist demnach voraussichtlich nicht notwendig. Dennoch werden weitere Prüfstandsversuche mit anderen Zählertypen empfohlen.

In einem weiteren experimentellen Versuch wurde auf dem Hochdruckgaszählerprüfstand pigsar™ untersucht, inwiefern die Messabweichung durch die Anreicherung von Erdgas mit Wasserstoff Turbinenradgas- und Ultraschallgaszähler beeinflusst, oder ob es zu einem systematischen Einfluss führt. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass eine Beeinflussung des Messverhaltens des Turbinenradgaszählers durch die Wasserstoff-Zugabe bis 10 Vol.-% nicht gegeben ist. Ebenso war eine Beeinflussung des Ultraschallgaszählers bei einer guten Vermischung nicht zu erkennen. Es werden weitere Prüfstandsversuche empfohlen, bei denen der Einfluss von inhomogenen Durchmischungen (z.B. Mischfahnen, Pfropfenströmung) auf das Messverhalten untersucht wird. [13]

In der Handreichung der PTB „Wasserstoff im Erdgasnetz“ wird auf den Einsatz von zugelassenen Gaszählern beliebiger Technologie bis 5 Vol.-% hingewiesen [14]. Diese Gaszähler müssen nach DIN EN 437 mit wasserstoffhaltigen Prüfgasen geprüft worden sein und sind gemäß im Geltungsbereich des Eichgesetzes zugelassen, wenn in der Bauartenzulassung bzw. Konformitätsbewertung auf eine Spezifikation des Herstellers verwiesen wird, in der die Eignung für wasserstoffhaltigen Gase explizit erwähnt ist. Bisher existiert nur ein Gaszähler (thermischer Gaszähler, Firma Diehl Gas Metering GmbH) der bis zu einer Wasserstoffkonzentration bis 5 Vol.-% eichamtlich zugelassen ist. Als weiteren Handlungsbedarf wird insbesondere die eichamtliche Zulassung weiterer Gaszähler gesehen.

Aus materialtechnischer Sicht kann ausgesagt werden, dass eine Beständigkeit der Komponenten bis 10 Vol.-% Wasserstoff und der verwendeten Drücke gegeben ist. Sicherheitstechnisch sind bis 10 Vol.-% Wasserstoff keine zusätzlichen Risiken durch Permeation und Leckage zu erwarten. Die Bestätigung durch eine Überprüfung der Dichtungen, Verschraubungen und Verbindungen für Gaszähler insbesondere im

Altbestand mit He ist dennoch erforderlich und wird empfohlen. Für neue Gaszähler sind insbesondere die Hersteller sowie die Anpassung der Prüfgrundlagen (auch DVGW-Cert) für Gaszähler gefordert.

Weiterhin sind die Messabweichungen mit Schwerpunkt auf Mindestvolumen ( $Q_{\min}$ , Aufnahme von Fehlerkurven) durch weitere Prüfstandversuche zu erfassen. Hierzu sind Abgaben von Mindestfließgeschwindigkeiten und Mindestdrücke zu überprüfen, um eine Grenzkonzentration von Wasserstoff zu ermitteln. Auch die Überprüfung der Funktions- und Messgenauigkeit im Dauerbetrieb sollte dabei eine zentrale Rolle spielen. Hierzu sind Betrachtungen hinsichtlich der Eignungen bei schwankenden Wasserstoff-Konzentrationen mit einzubeziehen. Aus jetziger Sicht sind weitere Praxisuntersuchungen insbesondere für Bestandsgaszähler im Haushaltsbereich empfehlenswert.

Im Rahmen der besichtigten PtG-Anlagen, welche Wasserstoff in das Erdgasnetz einspeisen werden die Zählertypen Coriolisgaszähler (Linz und Falkenhagen) und Drehkolbengaszähler (Falkenhagen) für reinen Wasserstoff eingesetzt.

Nach Informationen aus dem Fragebogen „Gaszähler“ bestätigen die Hersteller eine Eignung ihrer Coriolisgaszähler zur eichamtlichen Messung von 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas. Darüber hinaus sind Coriolisgaszähler für den Einsatz von 100 % Wasserstoff unter Berücksichtigung der Auslegungskriterien geeignet. Nach derzeitigem Erkenntnisstand gibt es sowohl bei 10 als auch 100 Vol.-% Wasserstoff keine Auswirkung auf das Messprinzip. Drehkolbengaszähler können ebenfalls nach Informationen der Hersteller für die Messung von 10 Vol.-% Wasserstoff im Rahmen der Eichfehlergrenze im Erdgas eingesetzt werden. Unter Berücksichtigung der Betriebsbedingungen (hohe Betriebsdrücke) sind Drehkolbengaszähler auch für 100 % Wasserstoff einsetzbar. Insgesamt muss jedoch mit einer Verkleinerung des Messbereiches (Erhöhung von  $Q_{\min}$ ) gerechnet werden.

Nach Angaben von ÖÖ. Ferngas Netz ist der Coriolisgaszähler eichamtlich zugelassen. Gleiches gilt für die Gaszähler in Falkenhagen.

Entsprechend den dargestellten Informationen lassen sich für die Volumenmessung Anforderungen in Kapitel 6 ableiten. Unter Berücksichtigung der Betriebsparameter der PtG-Anlage scheint eine eichamtliche Messung von reinen Wasserstoff mittels geeigneten Gaszählern möglich. Eine Zulassung (Eintragung) von weiteren eichamtlichen Gaszählern zur Messung von Wasserstoff seitens PTB / Hersteller wird dennoch empfohlen.

Für weiterführende Informationen zu Gaszähler hinsichtlich Einfluss von Wasserstoff auf Messprinzipien wird auf das DVGW-Projekt G3-02-12 „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung“ verwiesen.

### 5.2.3 Mengenumwertung

In der Branche verwendete Zustandsmengenumwerter können prinzipiell für Gasgemische von bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff eingesetzt werden (auch für schwankende Konzentrationen) [15]. Bei Zumischungen bis 50 Vol.-% Wasserstoff betragen die Abweichungen bei der Anwendung der AGA8-Gleichung im gesamten Druckbereich weniger als 0,1 % (Abweichung der K-Zahl). Mit der AGA8-Gleichung können so auch größere Zumischungen von Wasserstoff problemlos berechnet werden. Hier wäre eine Erweiterung des Anwendungsbereichs (z.B. auf 25 Vol.-%) im DVGW-Arbeitsblatt G 486 anzustreben. Für die Anwendung der SGERG-Gleichung und Wasserstoff-Konzentrationen größer 10 Vol.-% ist eine nachträglich Korrektur der von den Mengenumwertern bestimmten Normvolumina durchzuführen. Die Mengenumwertung ist an einen zulässigen Dichtebereich gekoppelt (DVGW-Arbeitsblatt G 486).

In der Handreichung der PTB „Wasserstoff im Erdgasnetz“ wird darauf hingewiesen, dass Wasserstoff bei der Mengenumwertung zu berücksichtigen ist, sobald die Kompressibilitätszahl um mehr als 0,25 % abweicht. [14].

Für die Mengenumwertung von reinem Wasserstoff können sowohl die Zustandsgleichungen AGA8 als auch GERG2004 (beide in Deutschland zugelassen) eingesetzt werden.

Für weiterführende Informationen zur Mengenumwertung wird auf das DVGW-Projekt G3-02-12 „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung“ sowie G1-07-10 „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ verwiesen.

## 5.3 Einspeiseleitung, Gasdruckregelung und Durchmischung

Bei der Materialauswahl der Anbindeleitung (reiner Wasserstoff) kann auf herkömmlichen Leitungsstahl zurückgegriffen werden, der auch bei Erdgastransportleitungen eingesetzt wird. Zusätzlich ist jedoch die Wandstärke nach den entsprechenden Gutachten höher auszulegen [7]. In IGC Doc 121/04/E [17] und AD2000-Merkblätter [18] sind zudem Stähle aufgeführt, die für einen Einsatz von reinen Wasserstoff und für Erdgas-Wasserstoff-Gemische / SNG geeignet sind. Die Merkblätter nach [18] kennzeichnen die für die TRFL Normenwerk zulässigen Stahlsorten (Teil 2). Das TRFL-Normenwerk deckt als Medium auch Wasserstoff ab.

Gasdruckregelanlagen (GDRA) im Bestand wurden für Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 konzipiert welches auch die 1. Gasfamilie enthält (Stand: Mai 2008). Die Anlagen mussten bei geplanten Einsatz für wasserstoffreiche Gase spezi-

fisch zugelassen werden, was nicht für alle Anlagen vorausgesetzt werden kann. Die Neuauflage des DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Weißdruck, März 2013 [19]) enthält die 1. Gasfamilie nicht mehr. Demzufolge dürfen regulatorisch gesehen GDRA nur mit Erdgasen gemäß 2. Gasfamilie betrieben werden.

Regler, Armaturen und die Sicherheitsabsperreinrichtungen sind Bauteile die gemäß DIN EN 334 [20] (Gas-Druckregelgeräte für Eingangsdrücke bis 100 bar) und DIN EN 14382 [21] (Sicherheitseinrichtungen für Gas-Druckregelanlagen und -einrichtungen – Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 100 bar) in den GDRA verbaut werden. Der Anwendungsbereich bzgl. der Gasfamilien richtet sich in diesen Normen nach der DIN EN 437 [11] (Prüfgase – Prüfdrücke - Gerätekatoren). Bei (Prüf-)gasen der 1. und 2. Gasfamilie (Stand: Mai 2008) werden in dieser Norm in Tabelle 2 Wasserstoff-Volumenanteile in gleicher Größenordnung genannt. Die verwendeten Bauteile bestehender GDRA wurden jedoch überwiegend nur mit reinen Erdgasen (Erdgas H oder L) geprüft. Hier muss insbesondere eine Anpassung der Prüfvorschriften und die Prüfung mit wasserstoffhaltigen Prüfgasen vorgenommen werden. Dies schließt jedoch nicht alle Bauteile und Hersteller ein, da heute bereits einige Produktspezifikationen diverser Lieferanten explizit auf die Verwendung ihrer Produkte (z.B. Gasdruckregelgerät, Armaturen) für Stadtgas und reinen Wasserstoff hinweisen. [1]

Aus materialtechnischer Sicht wird daher die Wasserstoff-Verträglichkeit von metallischen Bauteilen in GDRA im Bestand bis zu 30 Vol.-% Wasserstoff vorausgesetzt. Eine Wasserstoff-Verträglichkeit von metallischen Werkstoffen für höhere Konzentrationen bzw. reinen Wasserstoff muss entsprechend durch Zertifizierungen bzw. Herstellerangaben freigegeben werden (Einspeiseleitung).

In einigen Industriebereichen werden seit Jahrzehnten die gleichen Druckregelgeräte für reinen Wasserstoff verbaut, die auch für Erdgas eingesetzt werden. Es konnten keine Anzeichen identifiziert werden, die den Schluss nahe legen, dass Wasserstoff in diesem Bereich zu Material- und Funktionseinschränkungen geführt hat [22]. In Falkenhagen wurden standardisierte Komponenten für die GDRA eingesetzt, welche in weitesten Teilen Anlehnung an die DVGW-Vorschriften fanden. Bei der PtG-Anlage in Linz wurden wesentliche Teile aus Edelstahl installiert, welche eine hohe Verträglichkeit gegenüber reinem Wasserstoff vorweisen.

Für Kunststoffe und Elastomere (Dichtungen und Membranen) kann auf Grundlage von Beständigkeitstabellen eine gute Widerstandsfähigkeit gegenüber 100 % Wasserstoff vorausgesetzt werden [23]. Dabei zu berücksichtigen ist, dass durch Membranen, Verbindungsstellen oder Dichtungen geringe Mengen an Wasserstoff hindurchpermeieren, was in geringerer Größenordnung auch im Betrieb mit Erdgas auftritt.

Dies ist jedoch abhängig vom Wasserstoff-Partialdruck zu sehen und kann bei ordnungsgemäßer Montage insgesamt vernachlässigt werden.

Bei der Einspeisung von Wasserstoff ist die Herstellung eines homogenen Gasgemisches nach möglichst kurzer Laufstrecke zu gewährleisten. Die Durchmischung des Wasserstoff mit dem Erdgas ohne statischen Mischer ist maßgeblich abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit des Grundgasstroms und von der Geschwindigkeit des eintretenden Wasserstoff-Strahls (Auftrieb wasserstoffreicher Gasbereiche, Mischung im Freistrah), wobei diese zumindest in Transportleitungen in der Praxis stark variieren kann, bis hin zum vorübergehenden Einschluss [24]. Ein homogenes Gasgemisch liegt nach eigenen Schätzungen bei einer Eindüsung (T-Stück) von Wasserstoff bei turbulenter Strömung im Erdgasnetz nach einer Strecke von  $100 \times DN$  vor. Bei der Anwendung eines statischen Mischers reichen i.d.R. Längen zwischen  $0,5 - 2 \times DN$  aus um eine vollständige Durchmischung zu erreichen [25]. Bei langsameren laminarer Strömungen ergeben sich jedoch bedingt durch Schichtenbildung Werte von z.B.  $4.000 \times DN$  (Extrapolation von Simulationsergebnissen). Bei der Pilotanlage in Falkenhagen haben Simulationsrechnungen gezeigt, dass im Falle der Einspeisung des Wasserstoff über ein T-Stück eine Mindestgasgeschwindigkeit von  $3 \text{ m/s}$  im Grundgas erforderlich ist, um nach  $10$  bis  $20 \text{ m}$  nach der Einspeisestelle eine ausreichende Vermischung zu erhalten. Bei Gasgeschwindigkeiten von  $0,3 \text{ m/s}$  im Transportnetz ist das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch erst nach etwa  $2,5 \text{ km}$  homogen durchmischt. Nach erfolgter Mischung muss auch in längerfristig stehendem Gas nicht mehr mit einer Entmischung gerechnet werden. Inhomogene Wasserstoff-Verteilungen über den Rohrquerschnitt sind nicht zu erwarten. Für Leitungsbetrieb und -wartung ergeben sich in dieser Hinsicht keine Konsequenzen. [24]

Im Bereich der Wasserstoff-Einspeisung können Konzentrationen bis  $100 \%$  Wasserstoff auftreten und Einflüsse auf Leitungsstähle und Schweißnähte der Erdgasleitungen ausüben. Dies ist entsprechend im Rahmen der Projektplanung zu untersuchen und bei kritischen Rahmenbedingungen (z.B. erhöhte mechanische Spannungen im Bereich der Einspeisestelle) sind entsprechende Maßnahmen zu veranlassen.

## 5.4 Verdichtung und Speicherung

In Abb. 5.3 sind die Einsatzbereiche von unterschiedlichen Verdichtungsprinzipien dargestellt. Zusätzlich sind die Anforderungen welche durch PtG-Anlage gestellt werden dargestellt.

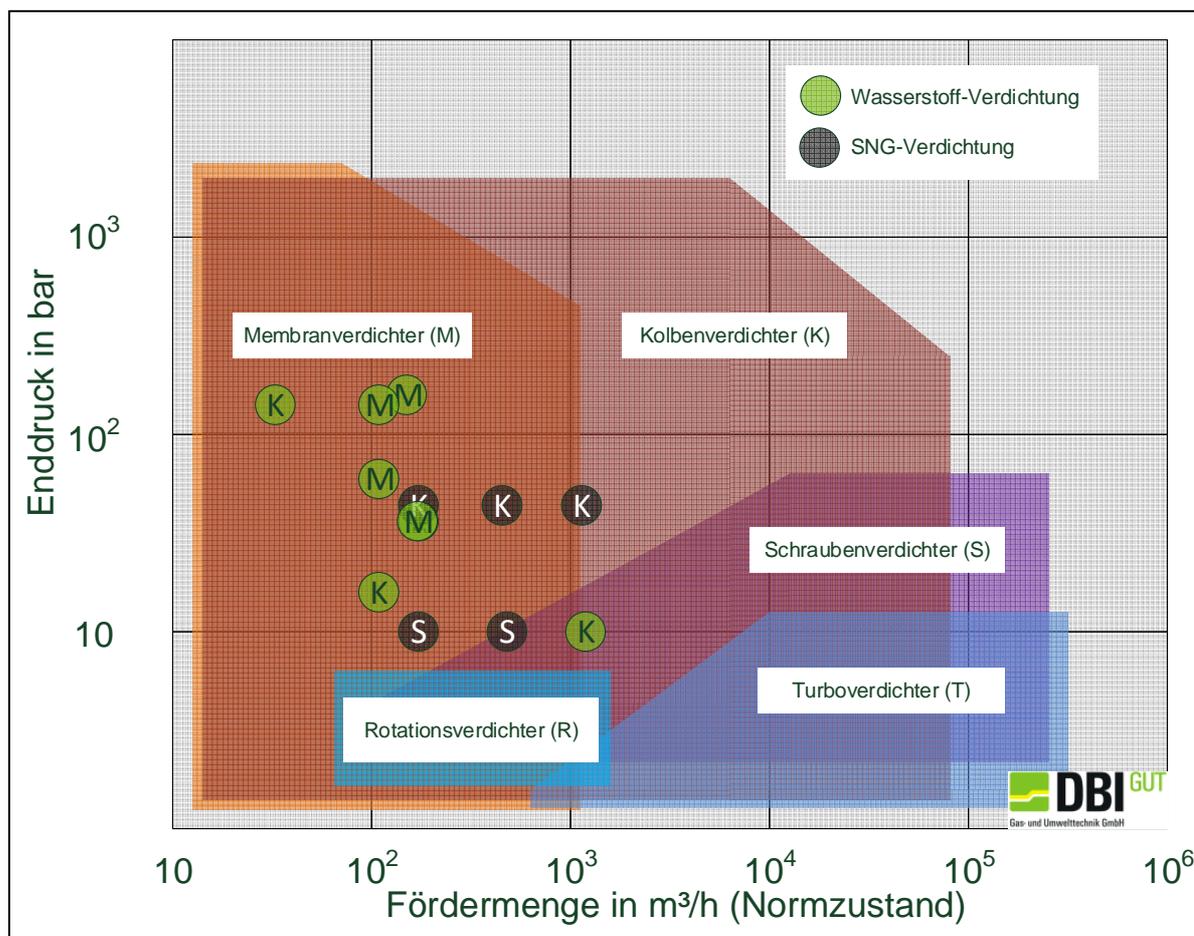


Abb. 5.3: Typische Einsatzbereiche von Verdichtungsprinzipien und Anforderungen aktueller PtG-Anlagen

Die Gasverdichtung in Membranverdichtern erfolgt über elastische Metall-Membranen, die durch einen pulsierenden Hydraulikdruck beaufschlagt wird. Vorteil dieser Technik ist, dass sich keinerlei gleitende oder zu schmierende Bauteile im Gasraum befinden. Demzufolge ist mit keiner Eintragung von Verunreinigung zu rechnen. Dazu ist das System hermetisch vom Ölraum sowie nach Außen abgedichtet und damit nahezu leakagefrei. Die Materialien müssen entsprechend für Wasserstoff ausgelegt werden. Als Membranwerkstoff kann z.B. rostfreier Chrom-Nickel-Stahl eingesetzt werden. Bedingt durch die langsamlaufende und wassergekühlte Ausführung zeichnen sich Membranverdichter durch hohe Laufruhe aus. Membrankompressoren werden für Fördermengen von wenigen l/h bis zu einigen 100 m<sup>3</sup>/h (Betriebszustand, bei entsprechendem Vordruck) und bis für Enddrücke von 4.000 bar angeboten. Membranverdichter haben einen Wirkungsgrad von 80 – 85 % und erreichen ein Verdichtungsverhältnis von 1:20.

Schraubenverdichter gehören zur Gruppe der mehrwelligen Verdrängermaschinen, die kleinere Volumenströme mit großen Druckverhältnissen pro Stufe wirtschaftlich

wandeln können. Das gemeinsame Kennzeichen aller Verdrängermaschinen ist ein gekapselter Arbeitsraum, dessen Größe sich während eines Arbeitsspieles zyklisch verändert. Durch die Rotationsbewegung der beiden Wellen wird das Fluid in axialer Richtung von der Saug- zur Druckseite befördert. Vorteil diese Technik liegt darin, dass kein Riemenantrieb notwendig ist. Es entsteht keine Druckpulsation. Um adiabaten Zuständen näher zu kommen, wird eine Kühlung durch Öleinspritzung gewährleistet. Schraubenverdichter können auch als Trockenläufer ausgeführt werden und hohe Durchflussmengen ( $\gg 1.000 \text{ m}^3/\text{h}$ , Betriebszustand) bei mittleren Enddruck verdichten.

Hubkolbenkompressoren arbeiten ebenfalls nach dem Verdrängungsprinzip. Der Kolben saugt während des Abwärtshubes das Fluid über das Saugventil an. Das Gas wird gekapselt verdichtet und über das Druckventil ausgestoßen. Kolbenkompressoren gibt es in ein- und mehrzylindrigen, sowie in ein- und mehrstufigen Ausführungen. Mehrzylindrige Kompressoren werden bei höheren Liefermengen verwendet, mehrstufige Kompressoren bei höheren Drücken. Kolbenverdichter können Gase auf einen Druck von über 1.000 bar komprimieren und fördern bis zu  $10.000 \text{ m}^3/\text{h}$  (Betriebszustand). Der Wirkungsgrad liegt bei 80 – 85 % und das Verdichtungsverhältnis beträgt 1:6.

Ausschließlich diese drei Verdichtervarianten werden in den besichtigten PtG-Anlagen eingesetzt. Aus diesem Grund wird auf Rotations- und Turboverdichter nicht weiter eingegangen. Eine der betrachteten PtG-Anlage verwendet keinen Verdichter, da die PEM-Elektrolyse in der Lage ist einen Ausgangsdruck von bis zu 195 bar zu erzeugen.

Die Anlage A verwendet zwei Hubkolbenverdichter, welche den atmosphärisch erzeugten Wasserstoff von 1 bis auf 25 bar verdichten. Darüber hinaus steht ein Membranverdichter zur Verfügung, welcher den Wasserstoff bis auf 200 bar (Trailerabfüllung) verdichten kann. In Kombination der drei Verdichtervarianten sind entsprechend Enddrücke von 25, 50, 75 und 100 bar möglich. Die Zwischenspeicherung erfolgt in zwei unterschiedlichen Speichern. Für die zwei Hubkolbenverdichter steht ein Pufferspeicher, welcher direkt von der Elektrolyse gespeist wird, zur Verfügung. Nach vorliegenden Informationen benötigen die Hubkolbenverdichter für den Einsatz einen bestimmten Mindestvordruck bzw. -vorrat an Wasserstoff. Die eigentliche Zwischenspeicherung erfolgt in drei Speichertanks bei etwa 42 bar (Normvolumen  $3 \times 110 \text{ m}^3$ ). Die Elektrolyse erzeugt einen maximalen Normvolumenstrom von  $120 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Anlage B verwendet ebenfalls einen Membranverdichter, welcher den Wasserstoff bis 300 bar aufgrund der Speicherung mittels Druckflaschen (Normvolumen  $15 \text{ m}^3$ ) verdichtet. Der Einsatz eines Pufferspeichers vor der Verdichtung ist nach Aussage des Betreibers ebenfalls als notwendig und vorteilhaft. Die Elektrolyse erzeugt den

Wasserstoff mit einem Ausgangsdruck bis zu 10 bar und einem maximalen Normvolumenstrom von 200 m<sup>3</sup>/h. Vorteil der Druckelektrolyse liegt in dem Fall bei der Einsparung eines Vorverdichters.

Die Anlage C produziert einen maximalen Normvolumenstrom von 360 m<sup>3</sup>/h bei einem Ausgangsdruck bis zu 10 bar. Mittels Hubkolbenverdichter bzw. Membranverdichter wird der Wasserstoff bis auf 55 bar verdichtet und ohne Zwischenspeicherung in die Erdgastransportleitung eingespeist. Mit der Installation dieser beiden Verdichtervarianten möchte der Betreiber Grundkenntnisse über die Wasserstoffverdichtung gewinnen und Optimierungspotenziale identifizieren.

Bei der Anlage D sind zwei Hubkolbenverdichter installiert, die den Wasserstoff bis auf 200 bar in drei Kompressionsstufen verdichten. Die Anlage erzeugt einen maximalen Normvolumenstrom von 60 m<sup>3</sup>/h Wasserstoff bei einem Ausgangsdruck bis 10 bar. Der Wasserstoff wird in Flaschenbündel zwischengespeichert. Die maximale Speicherkapazität liegt bei 1.725 m<sup>3</sup> (Normvolumen).

Bei der Anlage E besteht die Möglichkeit das erzeugte Biogas bzw. SNG aus der Methanisierungsanlage in das örtliche Verteilnetz (Betriebsdruck 0,8 bar) oder in das regionale Verteilnetz (Betriebsdruck 30 - 50 bar) einzuspeisen. Dafür stehen insgesamt zwei Vorverdichter (Schraubenverdichter) bis 10 bar und drei Endverdichter (Hubkolbenverdichter) bis 70 bar zur Verfügung. Demzufolge besteht die Möglichkeit Biogas (700 m<sup>3</sup>/h) bzw. SNG (325 m<sup>3</sup>/h) separat und in Kombination einzuspeisen. Die Elektrolyse erzeugt einen maximalen atmosphärischen Normvolumenstrom von 1.300 m<sup>3</sup>/h Wasserstoff. Der erzeugte Wasserstoff wird in einem Pufferspeicher eingeleitet und mittels Zwischenverdichter in einem weiteren Speichertank (bis 10 bar) als Pufferspeicher für die Methanisierung gespeichert. Dieser Speichertank ist so ausgelegt, dass dieser die Methanisierung etwa eine Stunde mit Wasserstoff versorgen kann.

Zusammenfassend werden nach Angaben von Erfahrungen und hinsichtlich der Fördermengen bzw. des zu erzielenden Enddrucks Kolben- und Schraubenverdichter für den Einsatz im Biogasbereich empfohlen. Diese Aussagen können nach ersten Einschätzungen der PtG-Anlagenbetreiber auch für Wasserstoff übertragen werden.

Diese Aussagen stellen erste Anhaltspunkte für die Vorauswahl der für den jeweiligen Anwendungsfall geeignetsten Verdichtervariante dar. Dazu müssen weitere Kriterien und Anforderungen (z.B. Gaszusammensetzung, Feuchtegehalt, Pulsation, Aufstellungsort) für das Projekt spezifisch definiert und bewertet werden. Nach derzeitigem Erkenntnisstand sind Membran-, Schrauben- und Kolbenverdichter für den Einsatz von EE-Gasen grundlegend geeignet. Nach den Erfahrungen der Netzbetreiber im Bereich Biogas haben sich insbesondere Schrauben- und Kolbenverdichter

bewährt. Aufgrund der derzeit vorliegenden geringen VLS können keine konkreteren Erfahrungen von Verdichtervarianten dargestellt werden.

In jedem Fall ist nach Informationen aus den Interviews ein Pufferspeicher vor dem Verdichter vorzusehen. Bei der eigentlichen Zwischenspeicherung über kurze Zeiträume sind folgende Speichermöglichkeiten derzeit in Anwendung bzw. geeignet:

- Flaschentanks bis 300 bar (höhere Drücke möglich)
- Röhrenspeicher / Speicherleitung bis 100 bar
- Tankspeicher bis 45 bar (höhere Drücke möglich)
- Kugelspeicher bis 20 bar

Die Auswahl des Speichertyps ist projektspezifisch individuell auszulegen. Dazu sind die Anforderungen an Speicherdruck und -volumen entsprechend zu definieren.

## 6 Definition von Anforderungen an Einspeiseanlagen

Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Anforderungen auf Grundlagen der bisher dargestellten Informationen und Erkenntnisse (Kapitel 5) unter Berücksichtigung der DVGW-Arbeitsblätter G 265-1 (Entwurf) / 2 / 3 (Entwurf) und den darin enthaltenen normativen Verweisungen auf weitere Arbeitsblätter, Regelungen und Normen in fünf unterschiedliche Kategorien zusammengefasst:

- Material- und funktionstechnische Anforderungen
- Mess- und regelungstechnische Anforderungen
- Sicherheitstechnische Anforderungen
- Betriebstechnische und organisatorische Anforderungen
- Regulatorische Anforderungen

Diese Anforderungen beziehen sich neben den heute umgesetzten Nutzungspfaden ausschließlich auf Anlagen zur Einspeisung von EE-Gasen (Wasserstoff und SNG) in das Erdgasnetz. Weitere Einsatzmöglichkeiten / Nutzungspfade von PtG-Anlagen (z.B. Rückverstromung, Bereitstellung technischer Gase und Kraftstoffe) und deren Definition von Anforderungen werden teilweise berücksichtigt.

Die Betrachtung findet für die Einspeisung von Wasserstoff und SNG sowohl in Verteil- als auch in Transportnetze statt. Dabei wird im Folgenden eine Konzentration von 100 % Wasserstoff für die Wasserstoff-Einspeisung und bis 10 Vol.-% Wasserstoff für die SNG-Einspeisung (max. Wasserstoff-Anteil im SNG aufgrund der unvollständigen Umsetzung bei der Methanisierung) angenommen.

Bei einigen Nutzungspfaden sind die Anforderungen optimal umsetzbar oder müssen entsprechend der vorliegenden Faktoren (z.B. Netzstruktur, Gasbestandteile Grundgasstrom) geprüft werden. In jedem Fall sollten Errichter (Bauherr), Betreiber und EE-Gas- / Produkt-Abnehmer (z.B. Netzbetreiber, Endkunden, Verbraucher) den Umfang der Anforderung gemeinsam festlegen, um eine Optimierung der Anlage zu erreichen. Die definierte Auswahl ist als Anreiz für die weitere Entwicklung von Anforderungen zu sehen. Die technische Ausgestaltung, welche die Erfüllung der Anforderungen ermöglicht, ist projektspezifisch und sollte im Vorfeld mit den zuständigen Behörden (auch mit Eichbehörden / TÜV) abgestimmt werden.

## 6.1 Material- und funktionstechnische Anforderungen

- **Materialverträglichkeit**

Die eingesetzten Materialien aller Komponenten (z.B. Einspeiseleitung, Armaturen, Gaszähler usw.) müssen gegenüber dem Medium Wasserstoff langzeitstabil (möglichst über den gesamten Betriebszeitraum) sein. Die wesentlichen zu berücksichtigende Mechanismen sind Degradation (Korrosion, Herauslösen von Stabilisatoren) und Permeation (Durchdringung des Materials vom zu transportierenden Medium).

Die Eignung der Komponenten insbesondere für reinen Wasserstoff kann durch Zertifizierungen und / oder Bescheinigung der Hersteller gewährleistet werden (siehe Kapitel 5.3). Darüber hinaus existieren bereits umfangreiche Untersuchungen, Empfehlungen und Richtlinien, welche metallischen Werkstoffe für den Transport und die Verteilung von reinem Wasserstoff eingesetzt werden können (z.B. IGC Doc 121/04/E, AD2000-Merkblätter, TRFL Teil 2 für Rohrleitungen). Der Einsatz von Kunststoffen für reinen Wasserstoff ist überwiegend unproblematisch. Im Einzelfall sind Prüfungen durchzuführen.

Für SNG-Einspeiseanlagen können nach derzeitigem Erkenntnisstand die in Biogasanlagen eingesetzten Materialien (Metalle und Kunststoffe) bis zu einer Konzentration von 10 Vol.-% Wasserstoff (max. Wasserstoff-Anteil im SNG) weiterhin eingesetzt werden.

Die anzuwendenden Regelungen und Normen sind im Wesentlichen:

- DVGW-Arbeitsblatt G 265-1/2 – Biogaseinspeiseanlagen
- DVGW-AB G 462-1/2, 463 – Gasleitungen aus Stahl
- IGC Doc 121/04/E – HYDROGEN TRANSPORTATION PIPELINES
- Technische Regel für Rohrfernleitungen (TRFL)
- Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV)

Komponenten, die für weitere Nutzungspfade erforderlich sind (z.B. BHKW, Zapfsäule) ist von 10 Vol.-% bzw. reinem Wasserstoff ebenfalls eine Verträglichkeit nachzuweisen. Weiterführende Informationen sind im Endbericht des DVGW-Projektes G1-02-12 „Sachstandsbogen zur Wasserstoff-Toleranz“ zusammengefasst (Anlage 4 und 5).

- **Funktionsfähigkeit**

Die Funktionsfähigkeit von Armaturen (z.B. Druckregelgerät), Sicherheits- und sonstiger Einrichtungen muss über den gesamten Betriebszeitraum gewährleistet sein. Einspeiseanlagen müssen so dimensioniert und geplant sein,

dass die Anforderungen (z.B. mess- und regelungstechnische Anforderungen) erfüllt werden, welche in den nachfolgenden Abschnitten detailliert beschrieben werden. Diese Anforderungen gelten sowohl für reinen Wasserstoff als auch SNG.

Die anzuwendenden Regelungen und Normen sind im Wesentlichen:

- DVGW-Arbeitsblatt G 265-1/2 – Biogaseinspeiseanlagen

## 6.2 Mess- und regelungstechnische Anforderungen

Grundsätzlich sind die Anforderungen (z.B. Gasbegleitstoffe, Feuchtegehalt, Schwefelanteile) nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 sowie G 262 für Wasserstoff und SNG einzuhalten. In diesem Zusammenhang und unter Berücksichtigung der Anforderungen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 685 / PTB ergeben die folgenden Aspekte:

- **Gasbestandteile / relevanten Gaskennwerte**

Bei der Ermittlung der Gasbeschaffenheit sind folgende im Kontext mit PtG-Anlagen relevante Anforderungen bekannt:

- Wasserstoff: Bei einer reinen Wasserstoff-Anwendung müssen die Fremdgasanteile ab 0,2 mol-% (Sauerstoff, Stickstoff) gemessen werden (PTB G14). [8]
- SNG: Im SNG sind ab einer Konzentration von 0,2 mol-% Wasserstoff (und weiteren Bestandteilen z.B. Kohlenstoffmonoxid) dieser gaschromatographisch zu bestimmen (PTB G14). [8]

Darüber hinaus kann eine eichamtliche Messung von Wasserstoff (derzeit bis 5 mol-% möglich) im bestimmten Anwendungsfällen (z.B. SNG-Einspeisung oder Erdgasstrom) zu Abrechnungszwecken (DVGW-Arbeitsblatt G 685) gefordert sein (siehe Kapitel 5.2.1). Dieser Nachweis kann in Absprache mit der Eichbehörde auch anderweitig (z.B. Nachweis über Probenahme) erfolgen.

Bei der Methanisierung können weitere Gase (z.B. Kohlenstoffmonoxid) im SNG enthalten sein. Diese müssen entsprechend (z.B. für Abrechnungszwecke) erfasst werden. Für diesen Anwendungsfall kann z.B. ein geeigneter (ge-eichter) PGC (z.B. 13-Komponenten-PGC) oder, wenn nur der Brennwert ermittelt werden muss, ein Kalorimeter eingesetzt werden.

Bei der Einspeisung ins Erdgasnetz sind darüber hinaus Informationen über die Gaszusammensetzung des Grundgases erforderlich (z.B. aufgrund vorhandener Wasserstoff-Anteile im Erdgasnetz). Eine Messung mittels PGC

kann demzufolge vor der Einspeisung zur Messung der möglichen Wasserstoff-Konzentration in Erdgas und nach der Einspeisung zu Abrechnungszwecken installiert werden. Diese Anforderungen sind anlagenspezifisch zu definieren und gelten sowohl für Wasserstoff als auch SNG. Die geeignete Messtechnik ist an entsprechender Stelle (z.B. nach Vorliegen eines homogenen Gasgemisches) zu positionieren.

- **Volumenstrom**

Zur Messung des Volumenstroms von EE-Gasen sind geeigneten Gaszähler (siehe Kapitel 5.2.2) auszuwählen. Dazu kann bei bestimmten Nutzungsmöglichkeiten eine eichamtliche Volumenmessung der EE-Gase erforderlich sein. Für die Messung von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen sind geeignet Messprinzipien (z.B. Ultraschallgaszähler, Coriolisgaszähler) auszuwählen und unter Berücksichtigung der Auslegungsparameter (z.B. Mindestvolumenstrom) einzusetzen. Darüber hinaus sind Informationen über den Volumenstrom des Grundgases bei der Einspeisung ins Erdgasnetz notwendig. Diese Information dient der Einhaltung und Zumischung insbesondere von reinem Wasserstoff. Die geeignete Messtechnik ist an entsprechender Stelle (z.B. nach Vorliegen eines homogenen Gasgemisches) zu platzieren. Die Anforderungen die sich hieraus ergeben, resultieren im Wesentlichen aus dem DVGW-Arbeitsblatt G 685.

- **Feuchtegehalt**

Bei der Einspeisung von EE-Gasen ins Erdgasnetz ist ein Feuchtegehalt nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 von maximal  $50 \text{ mg/m}^3$  (MOP > 10 bar) bzw.  $200 \text{ mg/m}^3$  (MOP  $\leq$  10 bar) für Wasserstoff einzuhalten (siehe Kapitel 5.2.1). Bei anderen Nutzungsmöglichkeiten können entsprechend deren Vorgaben abweichende Werte vorliegen. Die Sensoren, welche zur Feuchtebestimmung in Erd- und Biogas angewendet werden (z.B. Feuchtefühler Bartec), können ohne Probleme auch unter Berücksichtigung der Thermodynamik (Wassergehalt / Taupunkt) für reinen Wasserstoff eingesetzt werden. Die Messtechnik ist an entsprechender Stelle zu platzieren. Bei einer ausreichenden Trocknung (siehe Kapitel 5.2.1) des Wasserstoffes / SNG kann auf die Feuchtemessung verzichtet werden. Eine Feuchtemessung zur Überprüfung der Trocknung wird grundsätzlich jedoch empfohlen. Für die weiteren Nutzungsmöglichkeiten muss der Einsatz einer Feuchtemessung optional entschieden werden.

- **Brennwertbestimmung**

Zur Zuordnung oder eichamtlichen Bestimmung des Brennwertes als Abrechnungsgrundlage für verschiedene Nutzungsmöglichkeiten (z.B. Einspeisung ins Erdgasnetz, technische Gase) ist dieser mit geeigneter Messtechnik (z.B.

PGC, Kalorimeter) zu erfassen. Hierfür sind die Anforderungen nach DVGW-Regelwerk G 685 und PTB zu berücksichtigen.

- **Druckregelung**

Die Einhaltung und Überwachung der Druckregelung in allen Anwendungsbereichen und Wasserstoff-Konzentrationen muss gewährleistet werden. Bei der Einspeisung von EE-Gasen ins Erdgasnetz kann eine technische Orientierung am DVGW-Regelwerk (DVGW-Arbeitsblatt G 491) stattfinden.

- **Mengenregelung**

Bei der Einspeisung ins Erdgasnetz ist insbesondere die Regelung der Zumischung von Wasserstoff (Einhaltung der max. Zumischgrenze) von Bedeutung. Dabei kann eine Orientierung am DVGW-Regelwerk (DVGW-Arbeitsblatt G 265-1) und Industriestandard stattfinden.

- **Homogene Gasgemische**

Die Herstellung eines homogenen Gasgemisches, insbesondere für Wasserstoff an der Einspeisestelle im Erdgasnetz (siehe Kapitel 5.3), ist zu gewährleisten. Dies sollte nach Möglichkeit innerhalb kürzester Strecke, mindestens jedoch bis zum nächsten Messpunkt oder Abnehmer, realisiert sein. Hierfür sind in der Regel statische Mischer vorteilhaft. Ist dies aus technischen (z.B. Erhaltung der Molchbarkeit) oder wirtschaftlichen Gründen nicht umsetzbar, sind entsprechende Zumischkriterien zu definieren, die eine ausreichende Durchmischung der Gase realisieren. Diese Zumischkriterien können sich z.B. über einen Mindestvolumenstrom oder Mindestfließgeschwindigkeit definieren. Weitere technische Lösungsmöglichkeiten (z.B. Mischung im Normalbetrieb einer GDRA) sind anwendbar. In der Regel sollte hierfür ein Nachweis geliefert werden. In diesem Zusammenhang sind gleichzeitig Pendelzonen mit unzulässiger Wasserstoffanreicherung zu vermeiden. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass statische Mischer überwiegend im Verteilnetzbereich eingesetzt werden. Bei der Einspeisung ins Transportnetz werden entsprechende Zumischvoraussetzungen (z.B. Mindestfließgeschwindigkeiten) definiert. Diese Anforderungen sind aktuell Gegenstand im Entwurf des DVGW-Arbeitsblattes G 265-3.

### **6.3 Sicherheitstechnische Anforderungen**

Grundsätzlich sind sicherheitstechnische Anforderungen nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 265-1/2 sowie G 491 und Technischen Regeln nach Betriebssicher-

heitsverordnung zum Bau und Betrieb für Wasserstoff- und SNG-Einspeiseanlagen einzuhalten.

- **Gebäude / Anlagen**

Zur Errichtung von Gebäuden in den Wasserstoff-Systeme betrieben werden, sind sicherheitstechnische Anforderungen zu berücksichtigen. Hierfür kann auf die Anforderungen nach DVGW-Arbeitsblatt G 265-1/2 sowie G 491 und IGC Doc 15/06/E [6] verwiesen werden. Darin enthalten sind u.a. Anforderungen zur Installation von Lüftungsanlagen, Wärmequellen und Peripherie. Dazu werden Mindestabstände zu anderen Komponenten definiert. Die Regelung können als Richtlinie bei der Errichtung genutzt werden, um Prozesse zur Genehmigung zu vereinfachen.

- **Sicherheitstechnik**

Für einen sicheren Umgang mit Wasserstoff ist die Installation zusätzlicher bzw. erweiterter Sicherheitstechnik erforderlich. In diesem Zusammenhang sind Räume mit Wasserstoffsensoren auszustatten, ein erweitertes NOT-AUS-System (z.B. Spülung der Anlage mit Stickstoff) zu installieren und ein Mindestluftaustausch zu garantieren. Bei der Einspeiseleitung können zusätzliche Überwachungsmaßnahmen (z.B. Ausführung als molchbare Leitung, Leckageüberwachungssystem) notwendig sein. Diese spezifischen Anforderungen sind in Absprache mit dem TÜV festzulegen. Hierfür können verschiedene Methoden zur Einhaltung der Gewährleistung angewendet werden. Bis 10 Vol.-% Wasserstoff besteht sicherheitstechnisch keine relevante Erhöhung des Risikos (DVGW-Projekt G1-02-12). Eine Anpassung der EX-Zonen ist dennoch wahrscheinlich. Nach IGC Doc 15/06/E [6], welche Anforderungen von Wasserstoff-Station beinhalten wird hinsichtlich einer explosionsfähigen Atmosphäre auf die EU-Richtlinie 1999/92/EG verwiesen. Diese fordert eine Risikobewertung von Anlagen durchzuführen und eine Klassifizierung von EX-Bereichen festzulegen. Darüber hinaus fordert die Richtlinie Mitarbeiter entsprechend für den Umgang mit Wasserstoff zu schulen. Die Qualifizierung des Personals erlaubt gleichzeitig das Arbeiten an diesen Anlagen. Weiterführende Informationen zur Sicherheit für Wasserstoff sind im IGC Doc 15/06/E, DVGW-Projekt G1-07-10 „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ und G1-02-12 „Sachstandsbogen zur Wasserstoff-Toleranz“ zusammengefasst. Für die Einspeisung von SNG können die DVGW-Arbeitsblätter G 265-1/2 sowie G 491 angewendet werden.

## 6.4 Betriebstechnische und organisatorische Anforderungen

- **Betriebs- und Sicherheitsanweisungen**

Die Sicherheitsanforderungen von Einspeiseanlagen inkl. der Sicherheitsdatenblätter und deren Prüfungen sind entsprechend auf die Betriebsmittel anzupassen. Bei reinem Wasserstoff und SNG muss eine Anpassung der Betriebsanweisung (z.B. Instandhaltung von Gasanlagen, Betriebsanweisung von Ausbläsern) sowie die Darstellung des Gefährdungspotenzials (z.B. Ermittlung von EX-Schutz-Zonen, Kennzeichnung und Arbeiten an Gasleitungen) erfolgen. Als Grundlage für die Definition von Anforderungen kann auf IGC Doc 15/06/E [6] verwiesen werden. Darin sind Anweisungen für den Betrieb von Wasserstoff-Anlagen und weiteren Komponenten (z.B. Verdichter) abgebildet. Die derzeit existierenden Anweisungen beziehen sich lediglich auf reines Erdgas.

- **Wartung / Instandhaltung**

Zur Wartung / Instandhaltung von Anlagenkomponenten sind Strategien gemeinsam mit den Herstellern sowie den Behörden abzustimmen und festzulegen. IGC Doc 15/06/E [6] gibt teilweise Wartungsintervalle von Komponenten (z.B. Verdichteranlagen) vor, welche mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Bei der Einspeisung von SNG kann auf Erfahrungen aus dem Biogasbereich zurückgegriffen werden. Darüber hinaus kann von Erfahrungen im Industriebereich gelernt werden. Grundsätzlich sind die Anforderungen hinsichtlich Wartung nach DVGW-Arbeitsblatt G265-1/2, G 495, G 465-2, G 466-1 und G 469 einzuhalten.

- **Redundanz**

Die Ausführung von redundanten Komponenten muss projektspezifisch geprüft werden und liegt letztendlich in Verantwortung des Netzbetreibers. Bei der Einspeisung ins Erdgasnetz ist dies die redundante Ausführung der Anlagenteile (z.B. GDRA, Verdichter), welche die Verfügbarkeit der Einspeiseanlage von 96 % gewährleisten. Bei anderen Nutzungspfaden ist optional die Redundanz hinsichtlich der Einhaltung von Lieferverträgen zu prüfen und festzulegen.

- **Rücksprache**

Neben den technischen und organisatorischen Anforderungen ist in jedem Fall Rücksprache mit weiteren Partner (z.B. Verwender der EE-Gase, TÜV, Eichbehörde) vorzunehmen, da diese ergänzende Anforderungen projektspezi-

fisch stellen können. Praktiziert wird dies bereits zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer zur Einspeisung von Biogas.

Das Messkonzept (Erfassung der Gasbestandteile / Volumenmessung) und deren Anforderungen sind grundsätzlich mit der Eichbehörde abzustimmen. Die Messtechnik ist an entsprechender Stelle zu platzieren.

## 6.5 Regulatorische Anforderungen

- **Zumischgrenzen**

In jedem Anwendungsfall muss geprüft werden, ob eine Zumischbegrenzung von Gasen (z.B. Wasserstoff) regulatorisch oder technisch vorliegt und eingehalten werden muss. Bei der Einspeisung ins Erdgasnetz ist gemäß den DVGW-Arbeitsblättern G 260 / G 262 sowie in Abstimmung mit dem (nachgelagerten) Netzbetreiber die zulässige Zumischgrenze von Wasserstoff im Gasnetz festzulegen. Eine Zumischgrenze für technische Anwendungen (Rückverstromung, technische Gase) kann ebenfalls seitens der Hersteller oder Endkunden für verschiedene Gase festgelegt werden. Weiterführende Informationen zu Verträglichkeitsgrenzen von Wasserstoff unterschiedlicher Anwendungen sind im DVGW-Projekt G1-02-12 „Sachstandsbogen zur Wasserstoff-Toleranz“ zusammengefasst (Anlage 4 und 5).

- **Europäische Regelungen**

Bei der Einspeisung von EE-Gasen ins Erdgasnetz sind bei Grenzüberschreitungen europäisch technische Regelungen zu beachten. Die vier Organisationen (International Organisation for Standardization, Europäisches Komitee für Normung, Europäische Union, Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen) wären befugt verbindliche Festlegungen für die Erdgasbeschaffenheit im Gasnetz auf europäischer bzw. internationaler Ebene zu treffen. Eine einheitliche Normierung existiert bisher nicht. Keine der identifizierten internationalen und europäischen Normen enthält konkrete Vorgaben zur zulässigen Konzentration von Wasserstoff im Erdgasnetz. Da keine einheitliche europäische Normung der Erdgasqualität existiert, sind die jeweiligen nationalen Normen maßgeblich, um die zulässige Wasserstoffkonzentration im Erdgas zu beurteilen.

## 7 Bewertung der Optimierungsmöglichkeiten

Aus den Ergebnissen der durchgeführten Interviews sowie den Anlageninventuren werden im Folgenden Ansätze zur Optimierung von Anlagenkomponenten zusammengefasst. Der Fokus liegt dabei auf der Einspeiseanlage von EE-Gasen. Ergänzend dazu werden die Hinweise aus den Interviews zu den Kernkomponenten (Elektrolyse und Methan) dargestellt. Eine Bewertung der Optimierungs- und Entwicklungsmöglichkeiten der technischen Komponenten erfolgt jeweils in den Kapiteln (Tab. 7.1 und 7.2). Diese erfolgt im Hinblick auf eine Reduzierung der Investitionen von PtG- und Einspeiseanlagen und damit einer Senkung von Gestehungskosten für EE-Gase (wirtschaftliche Bewertung).

### 7.1 Elektrolyse und Methanisierung

Das größte Entwicklungs- und Kosteneinsparpotenzial liegt nach Aussage der Interviewpartner (Anlagenbetreiber / Bauherrn) bei der alkalischen und PEM-Elektrolyse. Diese Aussage bezieht sich sowohl auf die Reduzierung der Investitionskosten aufgrund der Automatisierung als auch auf die Steigerung der Effizienz. Besonders hohes technisches und kostenspezifisches Entwicklungspotenzial wird bei der PEM-Elektrolyse zukünftig erwartet.

Siemens nennt Größenordnungen von 1.200 EUR pro  $\text{kW}_{\text{el}}$  für ein PEM-Komplettsystem (inkl. Stromversorgung, Netzanbindung, Peripherie usw. ohne Anbindung an das Gasnetz, 2030) der Leistungsklasse bis 10  $\text{MW}_{\text{el}}$ . Bei größeren Anlagen werden spezifischen Investitionskosten in der Größenordnung von 700 EUR pro  $\text{kW}_{\text{el}}$  angestrebt. [26]

ITM nennt zukünftige Kosten von 500 – 800 EUR/ $\text{kW}_{\text{el}}$  für ein Elektrolysesystem inkl. 12 Stunden-Speicher und Peripherie aber ohne Gasnetzanbindung. Im derzeit laufenden DVGW-Projekt „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“ wird eine Kostenanalyse für Elektrolyse- und Wasserstoff-Einspeiseanlagen durchgeführt. Insgesamt ist eine Kostendegression von PtG-Anlagen in drei Technologiesprüngen zu sehen:

- Serienfertigung,
- Umstellung auf Druckelektrolyse (Einsparung der Investitionen für die Verdichtung) und
- Serienfertigung Druckelektrolyse.

Die im Projekt eruierten Kosten liegen nach konservativen Angaben bei etwa 1.700 EUR/kW<sub>el</sub> für eine zukünftige komplette PtG-Anlage (Druckelektrolyse, MSR, Einspeiseanlage und Aufstellung) zur Einspeisung von Wasserstoff.

Dazu bietet die PEM-Elektrolyse laut Herstellerangaben den Vorteil deutlich besser auf wechselnde Lastbedingungen reagieren zu können. In diesem Zusammenhang wird demzufolge mit geringeren Degradationen der Elektroden und somit zu einer Verringerung der Wartungskosten gerechnet.

Darüber hinaus ist der Platzbedarf für PEM-Elektrolysesysteme deutlich geringer. Nach Angaben der Hersteller liegt der Platzbedarf in etwa um den Faktor 30 unter den Platzanforderungen alkalischer Systeme. Hydrogenics will zukünftig eine 1 MW PEM-Elektrolyse in einem 40-Fuß-Container (etwa 12 m × 2,5 m × 2,5 m) inklusive Wasseraufbereitung, Gasreinigung und Steuerungselektronik installieren. Gelingt diese seitens der Hersteller angestrebte Reduzierung der Anlagengröße bei der PEM-Elektrolyse, besteht in jedem Fall ein weiteres hohes Kosteneinsparpotenzial bei der Anlagenaufstellung und deren Investitionen. Nach Angaben aus dem DVGW-Projekt liegen die derzeitigen Kosten dafür etwa bei 10 % der Gesamtinvestitionen. In diesem Zusammenhang sollte ein modularer und standardisierter Anlagenbau von den Hersteller angestrebt werden.

Sowohl bei der alkalischen als auch bei der PEM-Elektrolyse ist in Zukunft mit einer Entwicklung in Richtung Druckelektrolyse zu rechnen. Hierzu besteht die Möglichkeit Investitionen und Betriebskosten, die für eine sonst oft erforderliche, nachgeschaltete Verdichtung erforderlich sind, (zzgl. Pufferspeicher) einzusparen. In diesem Kontext ist mit einer Reduzierung von Aufstellflächen, Wartung und zusätzlichen Betriebsrisiken zu rechnen. Diese Einsparungen wirken sich vor allem auf die Investitionen und Betriebskosten von Einspeiseanlagen aus. Bei einem energetischen Vergleich zwischen einer mechanischen und chemischen Verdichtung sind die Unterschiede jedoch prozentual gering (Beispiel: Enddruck 80 bar, mechanische Verdichtung liegt ~ 3 % höher) und demzufolge die Gewichtung der Optimierung niedrig [27]. Als weiteren Forschungsbedarf gilt es jedoch ein wirtschaftliches Optimum für die Entwicklung der Druckelektrolyse im Hinblick der Anwendungen zu generieren. ENERTRAG (McPhy Energy Deutschland GmbH) gibt für die alkalischen Elektrolyseure einen zukünftigen Druckbereich von 30 bis 60 bar an. Nach Aussage von Siemens wird ein Druckoptimum zwischen 30 und 50 bar zukünftig für die PEM-Elektrolyse gesehen. ITM fertigt PEM-Elektrolysestacks mit einem derzeitigen Ausgangsdruck bis 15 bar an. Systeme mit Ausgangsdrücke von bis zu 80 bar werden derzeit von ITM entwickelt. Anwendungsfall ist hier die Einspeisung von Wasserstoff in Transportleitungen ohne Zwischenverdichter und die Reduzierung der erforderlichen Verdichtungsenergie für die Zwischenspeicherung.

Derzeit sind PEM-Elektrolyseure nur mit geringer Wasserstoff-Ausbeute (aufgrund kleiner Leistungen) auf dem Markt verfügbar. In den Pilotanlagen werden aber heute schon PEM-Elektrolyseure (z.B. Frankfurt) eingesetzt. Die elektrischen Leistungen liegen unterhalb von 1 MW. Alkalische Elektrolyseure sind heute bereits im MW-Bereich verfügbar und werden in Werlte (2 MW<sub>el</sub> pro Stack) eingesetzt. Siemens, Hydrogenics und ITM versprechen in Zukunft die PEM-Elektrolyse im MW-Bereich zu entwickeln, die sich für größere Leistungen auch modular zusammenfügen lassen. Darüber hinaus verspricht Siemens Anlagengrößen bis 10 MW in Containerbauweise.

Hinsichtlich Lebensdauer gibt Siemens einen Zeitraum von zehn Jahre an und hält 16.000 Lastwechseln pro Jahr für die PEM-Elektrolyse für möglich. Nach Aussagen von ENERTRAG (McPhy Energy Deutschland GmbH) ist bei den alkalischen Systemen eine Stacküberholung in ähnlichem Zeitraum je nach Fahrweise notwendig. Diese Aussagen gilt es zu verifizieren und die Lebensdauer sowie die Lastwechsel in Zukunft zu erhöhen.

Neben der Produktion von Wasserstoff aus der Elektrolyse fällt als Nebenprodukt Sauerstoff an. Dieser Sauerstoff, welcher eine sehr hohe Reinheit besitzt, entweicht derzeit bei allen PtG-Anlagen ungenutzt in die Atmosphäre. Ansätze zur Nutzung in Klärwerken oder als medizinischer Sauerstoff liegen vor, sind aber zurzeit nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich umsetzbar. Die Nutzung des erzeugten Sauerstoffs ist nach Aussagen von Gasproduzenten selbst bei kostenloser Bereitstellung aufgrund der weiteren Arbeitsschritte (z.B. Verdichtung, Trailerabfüllung) schwer vermarktbar. Daher wird die Gewichtung des Optimierungspotenzials als niedrig bewertet. In Zukunft gilt es neben dem erzeugten Sauerstoff auch die Abwärme der Elektrolyse zu nutzen.

Aufgrund dessen, dass derzeit lediglich eine SNG-PtG-Anlage errichtet wurde, sind nur wenige Praxisinformationen zu dieser Technologie im Anwendungsbereich PtG verfügbar. In jedem Fall müssen die Komponenten Elektrolyse, Methanisierung und Kohlenstoffdioxid-Quelle aufgrund des hohen zu erwartenden Optimierungspotenzials zukünftig aufeinander abgestimmt werden. Bei der PtG-Anlage in Werlte wurde hierfür das Projekt „Wirkungsgradoptimierung der Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts“ aufgesetzt [4]. Darüber hinaus ist weiteres Optimierungspotenzial hinsichtlich des Erzeugung-Anwendung-Pfades (z.B. Konzentration Methangehalt und Nebenprodukte, Ausgangsdruck SNG) notwendig.

Nach Angaben von Audi wird ein geringes bis mäßiges Kostenreduktionspotenzial aus den Skalierungseffekten bei der Methanisierung zzgl. Peripherie erwartet. Zielpreis laut Audi sind in Zukunft 1.000 EUR/kW<sub>el</sub> für Elektrolyse- und Methanisierungs-

anlage, welcher in Abhängigkeit der Anzahl gebauter Anlagen sowie Erfahrungen zu sehen ist.

Tab. 7.1: Optimierungsmöglichkeiten Elektrolyse und Methanisierung

Anlagenkomponente	Maßnahme zur Optimierung	Gewichtung des Optimierungspotenzial
Elektrolyse	DC/DC-Kopplung, Leistungselektronik	hoch
	Reduzierung der Investitionen bei der Elektrolyse durch Serienfertigung / Skalierungseffekte	hoch
	Verringerung des Platzbedarfs bei der PEM-Elektrolyse	hoch
	Wärmeauskopplung aus der Elektrolyse	hoch
	Erhöhung der Lebensdauer von Komponenten (Elektroden)	mittel
	Entwicklung von Druckelektrolyseuren	mittel
	Verringerung der Wartungs- und Instandsetzungszyklen	mittel
	Dynamische Fahrweise und flexible Steuerung	mittel
	Optimierungspotenzial hinsichtlich des Erzeugung-Anwendung-Pfades	mittel
	Nutzung des erzeugten Sauerstoffes	niedrig
	Steigerung der Effizienz (spezifischer Verbrauch)	niedrig
Methanisierung	Kompatibilität zwischen Elektrolyse (+ weiteren Komponenten) und Methanisierung	hoch
	Entwicklung von neuen Katalysatoren	hoch
	Wärmeauskopplung aus der Methanisierung	hoch
	Reduzierung der Investitionen bei der Methanisierung durch Serienfertigung / Skalierungseffekte	mittel
	Optimierungspotenzial hinsichtlich des Erzeugung-Anwendung-Pfades	mittel
	Dynamische Fahrweise und flexible Steuerung	mittel
	Verringerung der Wartungs- und Instandsetzungszyklen	mittel

Eine wesentliche Aufgabe ist die Weiterentwicklung der Katalysatoren mit Schwerpunkt auf längere Einsatzdauern und höhere Resistenz gegenüber Gasbegleitstoffen. Nach Aussagen von Audi ist bei der SNG-Anlage in Werlte ein Katalysatortausch voraussichtlich alle fünf Jahre notwendig. Dies ist abhängig von der Schwefelkonzentration, welcher zu einer Schädigung der Katalysatoren führt. Hierfür sind entsprechende Maßnahmen (z.B. erhöhte Reinigungsstufe des Kohlenstoffdioxids) zu erproben und zu optimieren. Darüber hinaus wird sich innerhalb der nächsten Monate zeigen, wie gut die Methanisierung auf Lastwechsel reagieren kann.

Ein entscheidender Aspekt bei der Anlagenoptimierung ist die Auskopplung und Nutzung der Wärme aus der Methanisierung. Diese Option der Effizienzsteigerung wird bereits in Werlte umgesetzt. Die Methanisierung mit Temperaturen von über 500 °C kann insbesondere prozessinternen Wärmesenken und Wärmenetzen bedienen. Nach Angaben aus den Interviews wird die Nutzung der Abwärme als hohes Potenzial zur Effizienzsteigerung bewertet. Zukünftig sind hierfür ein geeignetes Wärmemanagement aufzustellen bzw. Standorte nach diesem Kriterium zu prüfen.

## 7.2 Einspeiseanlage

Bei Einspeiseanlagen (meist bestehend aus Gasdruck- bzw. Mengenregelung, Volumen- und Gasbeschaffenheitsmessung sowie Verdichtung) besteht nach Aussagen aus den Interviews hohes Optimierungspotenzial in der Auflösung der Redundanz der Anlagenkomponenten. Dies betrifft insbesondere die Druck- bzw. Mengenregelung, die Messeinrichtungen als auch die Verdichtung. Alternativ zur redundanten Auslegung können höhere Verfügbarkeiten durch robuste Anlagendesigns (auch Verzicht von Verdichtungseinheiten z.B. durch Einbindung in Netze mit geringeren Betriebsdrücken) sowie einer effizienten Organisation des Bereitschaftsdienstes erreicht werden. Insbesondere können die bereits vorhandenen Erfahrungen zur Wartung und Instandhaltung von Einspeiseanlagen aus dem Biogasbereich genutzt werden. Die Zentralisierung und Erweiterung von Wartungsprozessen und damit die Erhöhung der Verfügbarkeit von Einspeiseanlagen wird insgesamt als mittelmäßiges Optimierungspotenzial eingestuft.

Die einschienige Ausführung der Einspeiseanlagen, der Verzicht oder das Downsizing der Verdichter (z.B. GDRA bzw. einfacher Verdichtung) können nicht nur Investitionen sondern auch Betriebs- und Wartungskosten sparen. Der Einsatz von Druckelektrolyseuren führt insbesondere zur Vermeidung von Investitionen für Verdichter. Darüber hinaus werden Platzbedarf, Wartung und Betriebsrisiken der Einspeiseanlage erheblich reduziert. Es besteht heute bereits die Möglichkeit Druckelektrolyseure (Ausgangsdruck bis 10 – 15 bar) mit vereinfachten Einspeiseanlagen zu kon-

struieren, um Wasserstoff direkt in die Verteilnetzebene einzuspeisen oder die Methanisierung (Betriebsdruck z.B. 10 – 20 bar) zu versorgen bzw. für Folgeanwendungen zwischen zu speichern. In Zukunft kann bei einem höheren Wasserstoff-Ausgangsdruck der Anwendungsfall „Direkteinspeisung“ auf die Transportnetzebene (bis 80 bar) erweitert werden. Dazu können weitere Anwendungsbereiche (z.B. chemische Industrie, Hochdruckspeicherung für Methanisierung und Mobilität) bedient werden.

Weiteres hohes Potenzial wird hinsichtlich der Einsparung der Zwischenspeicherung (z.B. Tanks) bei der Einspeisung von Wasserstoff gesehen, da sowohl die Elektrolysetechnik dynamischer gesteuert werden kann als auch sich die Wasserstoff-Toleranz des Erdgasnetzes erhöht. Neben den Investitionen für die Zwischenspeicher können sowohl Flächen und Wartungskosten eingespart werden. In Summe üben diese Positionen (Investitionen + Betriebskosten) einen hohen Einfluss aus.

Messtechnisch kann bei einer ausreichenden Trocknung des Wasserstoffes auf die Feuchtemessung verzichtet werden. Die Vorgaben nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 zum Feuchtegehalt von maximal 50 mg/m<sup>3</sup> (MOP > 10 bar) bzw. 200 mg/m<sup>3</sup> (MOP ≤ 10 bar) sind hierfür entsprechend zu berücksichtigen. Die Hersteller von Elektrolyseuren garantieren darüber hinaus einen sehr reinen Wasserstoff (Reinheitsklasse 5.0). In diesem Zusammenhang ist zu überprüfen, ob die Messung der Fremdgasbestandteile (0,2 mol-%, PTB G 14) zwingend notwendig ist. Die Gewichtung des Optimierungspotenzials wird nach derzeitigem Kenntnisstand als mittelmäßig eingestuft.

Hinsichtlich der eichamtlichen Abrechnungsmöglichkeiten von EE-Gasen kann der Einsatz eines Kalorimeters statt PGC's (eichfähig) nach ersten groben Einschätzungen etwa 50 % der Investitionen einsparen. Darüber hinaus ist eine redundante Auslegung von Messtechniken aufgrund der vorgegebenen Maßnahmen nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 (z.B. Ersatzwertbildung) nicht zwingend erforderlich. Da die Messtechnik zur Abrechnung einen erheblichen Kosteneinfluss auf die Einspeiseanlage ausübt, ist das Optimierungspotenzial als hoch einzustufen. Ein weiterer Ansatz zur Optimierung kann zukünftig in der Einführung von Brennwertzuordnungssystemen liegen. Hierfür sind zwar umfangreiche Investitionen sowie Betriebsaufwendungen erforderlich, aber in Netzen mit vielen EE-Gas-Einspeiseanlagen (PtG, Biogas) kann durch die Reduzierung der sonst erforderlichen PGC's bzw. Kalorimeter dennoch eine deutliche Kosteneinsparung erreicht werden. Hierbei sollten die Investitionen und Betriebskosten über den avisierten Betriebszeitraum ermittelt und verglichen werden. In jedem Fall ist die Konsultation der Eichbehörde bei der Ausgestaltung der Einspeiseanlage insbesondere der Messtechnik angeraten.

Tab. 7.2: Optimierungsmöglichkeiten Einspeiseanlage

Anlagenkomponente	Maßnahme zur Optimierung	Gewichtung des Optimierungspotenzials
Einspeiseanlage	Auflösung der redundanten Auslegung von Komponenten	hoch
	Kostenreduzierung durch modulare Bauweise der Einspeiseanlage	hoch
	Entfall Zwischenspeicher (aufgrund dynamischer Netzfahrweise)	hoch
	Brennwertzuordnungssystemen (alternative Brennwertbestimmung – Kalorimeter statt PGC)	hoch
	Keine Fremdgasbestimmung und Feuchtemessung (Erzeugung von „reinen“ EE-Gasen)	mittel
	Zentralisierung und Erweiterung von Wartungsprozessen	mittel
	„Vereinfachte“ Ausgestaltung der Einspeiseleitung	mittel

## 8 Handlungsempfehlungen

Im Rahmen der durchgeführten Interviews wurden seitens der Anlagenbetreiber, Hersteller und Gasnetzbetreiber Empfehlungen und Hinweise gegeben, die im Folgenden zusammengefasst werden. Diese werden in vier Bereichen strukturiert dargestellt.

### 8.1 Genehmigung von PtG- und Einspeiseanlagen

Im Rahmen des Projektes konnte ermittelt werden, dass die bisher errichteten PtG-Anlagen überwiegend nach dem BImSchG bzw. BImSchV genehmigt wurden. Nach Rücksprache mit den Anlagenbauherren wurden bei einigen PtG-Anlagen ein „Vorgespräch“ mit den Behörden geführt, welches insbesondere mit Blick auf das Genehmigungsverfahren vorteilhafte Auswirkungen (z.B. Verkürzung der Genehmigungsphase, Absprache zur einzureichenden Unterlagen) hatte. Die Interviewpartner empfehlen daher Vorgespräche mit den genehmigten Behörden (Mittelbehörde der Länder: Regierungspräsidium, Länderpräsidium) zu führen.

Darüber hinaus sind Standorte zu wählen, an denen grundsätzliche Voraussetzungen (z.B. BImSchG-Genehmigung anderer Anlagen), welche gegebenenfalls auf die Eignung des Standorts schließen lassen, vorliegen. Eine separate Genehmigung nach BImSchG für die PtG-Anlage muss jedoch in jedem Fall durchgeführt werden.

Die frühzeitige Kommunikation zwischen Bauherrn, Eichbehörden und TÜV zur Abstimmung von Mess-, Regel- und Sicherheitskonzepten wirken ebenso vereinfachend. Dazu ist parallel eine umfangreiche Aufklärungsarbeit gegenüber der Öffentlichkeit und potenziellen Endverbrauchern (z.B. Endkunden Erdgasnetz) vorteilhaft.

Zukünftiges Ziel sollte die Schaffung eines einheitlichen Ablaufplanes zum Genehmigungsverfahren sein. Die Anwendung von bestehenden und anerkannten Normen und Regelungen (z.B. DVGW-Regelwerk) gilt als Nachweis zur Anwendung „Stand der Technik“ und führt zu einer Vereinfachung des Genehmigungsprozesses.

Gasdruckregel- und Einspeiseanlage, welche sich überwiegend außerhalb des Anlagengeländes befinden, können, soweit sie nicht im Rahmen eines Planfeststellungsverfahrens genehmigt wurden, nach dem jeweils geltenden Baurecht genehmigt werden. Derzeit deckt das DVGW-Regelwerk den Transport / die Verteilung von reinem Wasserstoff nicht ab. Für den Bau der Anschlussleitungen besteht die Möglichkeit nach Informationen aus den Interviews die Gashochdruckleitungsverordnung

(GasHDrLtGv) für Leitungen von mehr als 16 bar Betriebsdruck sowie die Technische Regel für Rohrfernleitungen (TRFL) anzuwenden.

## **8.2 Empfehlungen zur Ausgestaltung der Einspeiseanlage und erforderlichen Entwicklungen**

Mit den errichteten Pilotanlagen wurde die prinzipielle technische Machbarkeit von PtG demonstriert. Dabei wurde gezeigt, dass neben dem Grundgedanken, PtG als Brücke zur Speicher von EE im Gasnetz zu etablieren, viele weitere Nutzungspfade (z.B. Mobilität, Rückverstromung) heute bereits umgesetzt werden bzw. sind Gegenstand weiterer bereits in Anbahnung befindlicher Pilotvorhaben. Die gemachten Erfahrungen sind im Folgenden in Form von technischen Empfehlungen und Schwerpunkten für zukünftige Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für Einspeiseanlagen zusammengefasst.

### **Technische Empfehlungen für Einspeiseanlagen**

Bei der Materialauswahl und Funktionsfähigkeit von Komponenten ist auf die Wasserstoff-Verträglichkeit zu achten. Hierfür stehen bereits umfangreiche Grundkenntnisse (DVGW-Projekte G1-07-10 / G1-02-12) zur Verfügung. Dazu existieren Materialempfehlungen (z.B. IGC Doc 121/04/E) für Werkstoffe für einen Umgang mit reinem Wasserstoff.

Zur eichamtlichen Messung und technischen Machbarkeit (Umsetzung und Gewährleistung) der Zumischung für Wasserstoff und SNG werden die Abstimmung mit den Eichbehörden / Herstellern und die Anwendung geeigneter Komponenten (PGC, Gaszähler) empfohlen. Grundsätzlich sollten ausschließlich Geräte und Armaturen eingesetzt werden, die seitens der Hersteller für den Einsatz von Wasserstoff zugelassen sind. Des Weiteren sollten die Bedienungsanleitungen bzw. Erklärungen des Herstellers die Eignung Einsatz explizit erwähnen.

Nach Informationen aus den Interviews werden die PtG-Anlagen überwiegend nur unter Aufsicht vor Ort betrieben. Zukünftig wird dabei auf einen ferngesteuerten Betrieb gesetzt. Hierfür sollten nach Angaben der Anlagenbetreiber frühzeitige Standards definiert und Schnittstellen zur Fernwirktechnik entwickelt werden. Handlungsbedarf wird auch bei der Steuerung (Software zur Fernsteuerung) gesehen, insbesondere um die Anforderungen des intermittierenden Betriebes abzubilden.

Eine Verdichtung von reinem Wasserstoff wird derzeit mit den Varianten Kolben-, Schrauben- und Membranverdichtern erfolgreich praktiziert, was auch durch die Interviewpartner bestätigt werden konnte. Daher können diese Verdichtungsprinzipien

generell empfohlen werden. Eine standortspezifische Bewertung zur Verdichterauswahl ist jedoch angeraten.

Zur Betriebsoptimierung wird in jedem Fall der Einsatz eines Pufferspeichers für die Verdichtung empfohlen. Der Einsatz und die Auslegung eines Zwischenspeichers (z.B. Tanks, Flaschen) sind projekt- und betriebsspezifisch vorzunehmen.

Es wird empfohlen zu prüfen in wie weit der Einsatz eines Druckelektrolyseurs sich positiv (Einsparung eines Verdichters oder Verdichterstufe) auf die Anlagenausgestaltung auswirkt. Zukünftig sollten mögliche Druckanforderungen bei der Anwendung EE-Gase mit berücksichtigt werden. In jedem Fall ist mit einer Reduzierung der Investitionen, Platzbedarf, Wartung und Betriebsrisiken zu rechnen. Dazu kann ein vereinfachtes Anlagendesign die Verfügbarkeit der Einspeiseanlage erhöhen.

Weiterhin sollte die Einbindung von Einspeiseanlagen an Mittel- und ggf. Niederdrucknetze in der Planungsphase berücksichtigt werden. Dies kann zur Reduzierung der Anlagenkomplexität (Verdichter) führen. Auch wenn eine Aufnahme der EE-Gas nicht ganzjährig möglich ist, kann eine Rückspeisung (aus dem MD- / ND- in das vorgelagerte Netz) an anderer Stelle deutlich effizienter sein (ggf. kleinere Anlage mit geringeren Betriebsdrücken ausreichend).

Sicherheitstechnisch sind insbesondere beim Umgang mit Wasserstoff zusätzliche Maßnahmen zu treffen. Gebäude in denen Wasserstoff hergestellt wird, wird vor allem die Installation von ausreichenden Wasserstoffdetektoren empfohlen und ein angemessener Raumluf austausch pro Stunde (z.B. fünffacher Luftaustausch pro Stunde) vorausgesetzt. Gleiches gilt für Gebäude in denen sich GDRA und Verdichter befinden. Die entsprechenden Sicherheitsinstallationen (z.B. Gasdetektionssensoren für Wasserstoff) sind gemeinsam mit dem TÜV abzustimmen und abzunehmen.

### **Empfehlungen für F&E- Schwerpunkte für Einspeiseanlagen**

Als F&E- Schwerpunkte für Einspeiseanlagen wird im Wesentlichen die Identifizierung von derzeit nicht untersuchten Materialien und deren Verträglichkeit gegenüber Wasserstoff (> 10 Vol.-%) gesehen. Darüber hinaus besteht Forschungsbedarf hinsichtlich der Langzeitbeständigkeit und Dichtheit gegenüber Wasserstoff der eingesetzten Geräte und Armaturen.

Zur eichamtlichen Abrechnung von EE-Gase sind die notwendigen Investitionen und Betriebskosten der unterschiedlichen Maßnahmen (PGC, Kalorimeter, Brennwertzuordnungssoftware) zu definieren und zu bewerten. Brennwertzuordnungssysteme befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstatus und müssen zukünftig in Praxisversuchen erprobt werden. Die eichamtliche Zulassung von PGC's für höhere Wasser-

stoff-Konzentrationen sowie die Anpassung der Zulassungen und Prüfgrundlagen für Gaszähler werden als organisatorische / regulatorische Maßnahmen gesehen.

Bei der Verdichtung von reinen Wasserstoff ist nach aktueller Information kein F&E-Bedarf bekannt. Eine Verifizierung muss nach entsprechender Erfahrung der derzeit betriebenen Verdichteranlagen erfolgen. Bei den Verdichtern für SNG, welche geringe Konzentrationen von Wasserstoff enthalten können, muss eine Wasserstoff-Verträglichkeit geprüft werden. Als konkreten Forschungsbedarf gilt es jedoch ein wirtschaftliches Optimum für die Entwicklung der Druckelektrolyse im Hinblick der Anwendungen (z.B. Einspeisung ins Erdgasnetz, chemische Industrie) zu generieren. Erste Berechnungen dazu wurden bereits durchgeführt. Demzufolge wird eine Verschaltung aus energetischer Sicht z.B. Einspeisung in Transportleitung im ersten Schritt chemisch bis 15 – 18 bar (Ausgang Druckelektrolyse) und im zweiten Schritt mechanisch bis 60 – 80 bar (Enddruck) empfohlen.

GDRA sind derzeit nur für Erdgase nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 ausgelegt. Hierzu sind die technischen Auslegungsparameter hinsichtlich reinem Wasserstoff zu überprüfen und entsprechend anzupassen.

Die angesprochenen Themenschwerpunkte sind überwiegend heute schon Bestandteil von laufenden F&E-Projekten. Ein erster Überblick wird im DVGW-Projekt G1-02-12 „Sachstandsbogen zur Wasserstoff-Toleranz“ wiedergegeben.

Bei der Einspeisung von SNG können die derzeit bestehenden DVGW-Regelwerke (DVGW-Arbeitsblätter G 260, G 265-1/2, G 495 usw.) angewendet werden. Ein konkreter Forschungsbedarf im Zusammenhang mit PtG wird aktuell nicht gesehen.

### **8.3 Regulatorische Empfehlungen für Einspeiseanlagen**

Derzeit wird beim DVGW eine Prüfgrundlage (DVGW-Arbeitsblatt G 265-3) für die Einspeisung von Wasserstoff erarbeitet. Die Prüfgrundlage soll technische Anforderungen für Einspeiseanlagen (Stichleitung / Einspeiseanlage) zukünftig definieren. Darüber hinaus wird die Anpassung von Zertifizierungen und Betriebsanleitungen zum Umgang mit wasserstoffhaltigen Gasen für Komponenten (z.B. Armaturen, Gaszähler) empfohlen.

In diesem Zusammenhang sind auch Sicherheitsanforderungen von Einspeiseanlagen inkl. der Sicherheitsdatenblätter und deren Prüfungen anzupassen. In der Regel ist der PtG-Anlagenbetreiber (Inverkehrbringer) verpflichtet eine Gefährdungsbeurteilung (Maßnahmen für den Betrieb) der Anlage durchzuführen und ein entsprechendes Sicherheitsdatenblatt zu erstellen. Das Sicherheitsdatenblatt ist dazu bestimmt, dem berufsmäßigen Verwender (z.B. Netzbetreiber) die beim Umgang mit Stoffen

und Gemischen notwendigen Daten und Umgangsempfehlungen zu vermitteln, um die für den Gesundheitsschutz, die Sicherheit am Arbeitsplatz und den Schutz der Umwelt erforderlichen Maßnahmen treffen zu können. Die aktuell eingesetzten Sicherheitsdatenblätter sind in der Regel für reines Erdgas (EU-Sicherheitsdatenblatt Erdgas, getrocknet) nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 (2. Gasfamilie) ausgelegt und beinhalten keine Hinweise auf Wasserstoff-Anteile. Demzufolge muss insbesondere bei der Einspeisung von Wasserstoff eine Anpassung der Datenblätter für Einspeiseanlagen erfolgen. Da SNG Anteile von Wasserstoff enthalten kann, sind gleiche Maßnahmen durchzuführen. Derzeit existiert offiziell kein Grenzwert für Kohlenmonoxid, welches im SNG aufgrund der Prozessumwandlung in unterschiedlichen Konzentrationen enthalten sein kann. In diesem Kontext besteht die Möglichkeit ein Grenzwert für Kohlenmonoxid in der 2. Gasfamilie (G 260) durch das TK „Gasförmige Brennstoffe“ festlegen zu lassen.

Zu prüfen ist jedoch, ob die Sicherheitsdatenblätter im Biogasbereich zumindest für SNG übertragbar sind. Für reinen Wasserstoff existieren Sicherheitsdatenblätter im Industriebereich aus denen die Informationen zur Erstellung / Anpassung genutzt werden können. Da in Zukunft mit geringen Konzentrationen von Wasserstoff (2 – 10 Vol.-%) im Erdgas zu rechnen ist, empfiehlt sich eine Anpassung der Sicherheitsdatenblätter durch den TK Gasförmige Brennstoffe. Hinsichtlich der technischen Dichtigkeit und Umgang mit Wasserstoff kann darüber hinaus ebenfalls von Anwendungen aus der Industrie gelernt werden. Gleichzeitig kann bei der Erstellung von Anweisungen zum Umgang mit reinem Wasserstoff eine Orientierung aus der Industrie stattfinden. Die technische Regel DVGW-Arbeitsblatt G 265-1 wird derzeit überarbeitet. Ein Entwurfspapier liegt bereits vor. Diese Regel ist entsprechend der Einspeisung von SNG anzuwenden.

Zur Erreichung eines technischen und wirtschaftlichen Optimums von Einspeiseanlagen sind nach Aussage eines Gasnetzbetreibers regulatorische Anpassungen und Vorgaben notwendig, die eine optimale Ausgestaltung der Einspeiseanlage über die Einzelinteressen von Anlagen- und Netzbetreiber stellt. Die Vielfalt von technischen Ausführungen von Biogas-Einspeiseanlagen ist darauf zurückzuführen, dass derzeit keine konkreten Anforderungen in einschlägigen Regelwerken (z.B. DVGW-Regelwerk) definiert sind, die ein einheitliches Anlagendesign von Einspeiseanlagen erleichtern. Hierfür wird eine Vereinheitlichung der Vorgaben (z.B. Design und Aufbau Einspeiseanlage) empfohlen, um eine Verringerung der Anlagenindividualität und damit eine Kostenreduzierung zukünftig zu realisieren. Nach Aussage des Gasnetzbetreibers reichen die konkreten Anforderungen hinsichtlich der Einspeiseanlagen im DVGW-Regelwerk jedoch nicht aus, um kostenoptimale Ausgestaltung der Anlagen zu erreichen. Den Kostenanteil für Einspeiseanlagen, den der Netzbetreiber zu tragen hat, kann entsprechend § 20 b Verordnung über die Entgelte für den Zu-

gang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV) gewälzt werden. Der Kostenanteil des Anschlussnehmers ist anteilig und der Höhe nach beschränkt. Im Ergebnis haben weder der Anlagen- noch der Netzbetreiber ein starkes Interesse an Kostenminimierung. Überdies ist der Netzbetreiber verpflichtet die Mindestverfügbarkeit von 96 % sicherzustellen, was z.B. durch redundante (doppelte) Ausführung von GDRA oder Verdichter erreicht wird. Im Rahmen eines Positionspapiers der BNetzA zur „Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze“ [28] äußerte sich diese hinsichtlich der Anschlussverfügbarkeit, dass der Netzbetreiber gemäß § 33 GasNZV die technische Verfügbarkeit der Einspeiseanlage dauerhaft, mindestens aber zu 96 % pro Jahr, sicherzustellen hat. Die Anschlusspflicht und Verfügbarkeit entbindet den Netzbetreiber auch bei einer intermittierenden Fahrweise nicht. Hält der Netzbetreiber den Anschluss zu mehr als 4 % nicht vor und wird der Anschluss innerhalb dieser Zeit durch den Einspeiser nicht genutzt, bleibt diese Nichteinhaltung für den Netzbetreiber folgenlos. Aus dieser Stellungnahme heraus ist der Netzbetreiber verpflichtet die hohe Verfügbarkeit (96 %) auch für die Einspeisung von EE-Gasen zu gewährleisten. Aus den gewonnenen Erfahrungen der Biogaseinspeisung kann der Netzbetreiber jedoch Designvereinfachungen vornehmen, wobei das Risiko beim Netzbetreiber selbst liegt.

## 8.4 Organisatorische Empfehlungen für Einspeiseanlagen

Der Wissensstand von Komponentenherstellern (z.B. Gasturbinen, Verdichtern, Armaturen) hinsichtlich der Wasserstoff-Anwendung sowie konkrete Konzentrationsverträglichkeiten sind nach Angaben der geführten Interviews derzeit als lückenhaft zu beschreiben. Dies konnte auch im Rahmen verschiedener DVGW-Projekte (G1-02-12, G3-02-12) bestätigt werden. Hierzu sind zukünftig intensive Untersuchungen an den Komponenten durchzuführen, um qualitative Aussagen zur Technik und zum Umgang mit wasserstoffhaltigen Gasen machen zu können.

In diesem Zusammenhang wurde in den meisten Fällen der durchgeführten Interviews geraten, während der Bau- und Betriebsphase ein entsprechendes Wissen sowie Strategien (z.B. Wartungsstrategie) zum Umgang mit reinem Wasserstoff aufzubauen. Im abgeschlossenen DVGW-Projekt G1-02-12 „Informations- und Sachstandsbogen zur Wasserstofftoleranz im Gasnetz“ wird ein Überblick zur Wasserstoff-Verträglichkeit einzelner Komponenten gegeben (siehe Anlage 4 und 5). Dieser Wissensstand ist zukünftig in Folgeprojekten und durch weitere Aussagen der Hersteller (z.B. Langzeituntersuchungen) zu verifizieren.

Insgesamt ist für die Errichtung einer PtG-Anlage ausreichend Grundpersonal zu Verfügung zu stellen. In der ersten Betriebsphase werden tägliche Sichtprüfungen empfohlen. Darüber hinaus sind Wartungskonzepte mit Serviceverträgen für die verschiedenen Anlagenkomponenten abzustimmen. Individuell sind einzelne Komponenten auch häufiger zu prüfen. Zur Vereinfachung und Standardisierung der Wartungskonzepte kann zukünftig die Zentralisierung eines Services von regionalen PtG- und Einspeiseanlagen erfolgen.

Die Definition von Anforderungen hat gezeigt, dass diese anlagenspezifisch und in Abhängigkeit des Nutzungspfades zu definieren sind. Darüber hinaus müssen Anlagenbauherren und Abnehmer (z.B. Netzbetreiber, Endkunden, Verbraucher) den Umfang der Anforderung spezifisch festlegen. Zur Realisierung und Gewährleistung dieser Anforderungen können unterschiedliche Möglichkeiten und Techniken eingesetzt werden.

## 9 Danksagung

Diese Teilstudie wurde von der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH im Auftrag des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) durchgeführt. Wir danken dem DVGW für die Beauftragung und die angenehme Zusammenarbeit.

Darüber hinaus danken wir folgende Firmen und Personen für die Bereitstellung von Unterlagen und die fachliche Unterstützung:

- Herr Dr. Hermann Pengg, AUDI AG
- Herr Florencio Gamallo, ENERTRAG AG
- Herr Sven Pyka, ENERTRAG Agrar GmbH
- Herr Dr. Klaus Steiner, E.ON New Build & Technology GmbH
- Herr Thomas Götze, EWE AG
- Herr Thilo Ponath, EWE AG
- Herr Dr. Osmann Kurt, EWE AG
- Frau Dr. Milagros Rey Porto, Gas Natural SDG, S.A.
- Herr John Chamber, Gas Natural SDG, S.A.
- Herr Simon Bourne, ITM Power Plc
- Herr Phil Doran, ITM Power GmbH
- Herr Marcus Newborough, ITM Power Plc
- Herr John Newton, ITM Power Plc
- Herr Michael Wenske, McPhy Energy Deutschland GmbH
- Herr Jürg Ziegenbalg, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
- Herr Konrad Peterka, OÖ. Ferngas Netz GmbH
- Herr Martin Weiße, WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH

## 10 Abkürzungsverzeichnis

AB	Arbeitsblatt
Ar	Argon
BauGB	Baugesetzbuch
BGZ	Balgengaszähler
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnungen
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CGZ	Coriolisgaszähler
DKZ	Drehkolbengaszähler
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE-Gase	Erneuerbare Gas (Gase aus Erneuerbaren Energien)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GDRA	Gasdruckregelanlagen
GasHDrLtgV	Gashochdruckleitungsverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
He	Helium
H <sub>2</sub>	Wasserstoff (molekular)
K	Komponenten
LPG	Liquefied Petroleum Gas
N <sub>2</sub>	Stickstoff (molekular)
O <sub>2</sub>	Sauerstoff (molekular)
PGC	Prozessgaschromatograph/en
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PtG	Power-to-Gas (Strom zu Gas)
Q <sub>max</sub>	Maximaldurchfluss
Q <sub>min</sub>	Mindestdurchfluss
ROV	Raumordnungsverfahren
SNG	Synthetic Natural Gas
TRZ	Turbinenradgaszähler
TÖB	Träger öffentlicher Belange

USZ	Ultraschallgaszähler
VLS	Volllaststunden
WSZ	Wirbelstromgaszähler

## 11 Literatur

- [1] DBI, DVGW-EBI, E.ON, VNG, IWES im Auftrag vom DVGW , „DVGW-Projekt G1-07-10: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,“ Bonn, 2010 bis 2013.
- [2] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH im Auftrag des Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Marco Henel, Gert Müller-Syring, Informations- und Sachstandsbogen zur Wasserstofftoleranz im Gasnetz Wasserstofftoleranz im Gasnetz (im Rahmen des DVGW-F&E-Vorhabens G1-02-12), 2014.
- [3] DVGW-Projekt "Energiemessung", Dr. Peter Schley, Marco Henel, Dieter Wolf, Christian Fiebig, DVGW-Projekt G3-02-12 „Einfluss von Wasserstoff auf die Energiemessung und Abrechnung“, 2014.
- [4] WOMBAT „Wirkungsgrad-Optimierung Methanisierungs- und Biogas-Anlagen-Technologie“, [http://www.google.de/imgres?imgurl=http://forschung-energiespeicher.info/fileadmin/user\\_upload/projektassets/WOMBAT/BMU\\_1\\_WOMBAT\\_Arminwaesche.jpg&imgrefurl=http://forschung-energiespeicher.info/wind-zu-wasserstoff/projektliste/projekt-einzelansicht/Weltw](http://www.google.de/imgres?imgurl=http://forschung-energiespeicher.info/fileadmin/user_upload/projektassets/WOMBAT/BMU_1_WOMBAT_Arminwaesche.jpg&imgrefurl=http://forschung-energiespeicher.info/wind-zu-wasserstoff/projektliste/projekt-einzelansicht/Weltw), 2014.
- [5] NOW GmbH, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, Leitfaden zum Genehmigungsprozess für Wasserstofftankstellen, [www.h2-genehmigung.de](http://www.h2-genehmigung.de), 2014.
- [6] EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION AISBL, IGC Doc 15/06/E, GASEOUS HYDROGEN STATIONS, 2006.
- [7] gwf-Gas / Erdgas, Ausgabe Dezember 2013, Dr. Klaus Steiner, Leiter Feldversuche & Systemtests, E.ON New Build & Technology GmbH, Messtechnik für die Verteilung von regenerativen Gasen in der Erdgasinfrastruktur, Essen, 2013.
- [8] Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Messgeräte für Gas, G 14, 2007.
- [9] Handreichung der Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Wasserstoff im Erdgasnetz, 13.09.2013.
- [10] Technische Regel – Arbeitsblatt G 260 "Gasbeschaffenheit", März 2013.
- [11] DIN EN 437, „Prüfgase - Prüfdrücke Gerätekategorien,“ September 2009.
- [12] EU Projekt NATURALHY, Reliability of domestic gas meters, 2009.
- [13] gwf-Gas, Erdgas Veröffentlichung, Dr. Klaus Steiner, Dieter Wolf, Alexey Mozgovoy und Dr. Detlef Vieth, Einfluss von Wasserstoff auf die Hochdruckfehlerkurve von Erdgaszählern, Mai 2013.
- [14] Sarge, S.: PTB-Handreichung, „Wasserstoff im Erdgasnetz“, 2. Entwurf, 11.09.2013.
- [15] DVGW-Projekt G3-02-12, E.ON, DBI, „Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung,“ 2013.
- [16] E.ON Ruhrgas AG.

- [17] EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION (EIGA), „HYDROGEN TRANSPORTATION PIPELINES, IGC Doc 121/04/E, GLOBALLY HARMONISED DOCUMENT,“ 2004.
- [18] AD 2000 Merkblatt W4, „Werkstoffe für Druckbehälter, Rohre aus unlegierten und legierten Stählen,“ Ausg. 05.2008.
- [19] DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Entwurf), „Technische Regeln - Gasbeschaffenheit,“ Januar 2012.
- [20] DIN EN 334, „Gas-Druckregelgeräte für Eingangsdrücke bis 100 bar,“ Juli 2009.
- [21] DIN EN 14382, „Sicherheitseinrichtungen für Gas-Druckregelanlagen und -einrichtungen - Gas-Sicherheitsabsperreinrichtungen für Eingangsdrücke bis 100 bar,“ Juli 2009.
- [22] Infraseriv GmbH & Co. Höchst KG, „Befragung im Rahmen des Sachstandsbogens zur Wasserstofftoleranz,“ August 2013.
- [23] Air Liquide Deutschland GmbH, „Air Liquide; 1x1 der Gase; Physikalische Daten für Wissenschaft und Praxis,“ Karten Druck & Medien GmbH & Co. KG, Mönchengladbach, 2007.
- [24] Dr. Arnd Schmücker, Open Grid Europe GmbH, „Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen,“ April 2013.
- [25] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.
- [26] Workshop ESPEN, Dr. Manfred Waidhas, Siemens, Elektrolyse als Schlüsselement, München, 28.11.2013.
- [27] DBI-Fachforum, Energiespeicher - Piltanlagen, R. Hanke-Rauschenbach, Aspekte der Hochdruck-Wasserelektrolyse im Kontext von Power-to-Gas-Anwendung, Berlin, 2013.
- [28] Bundesnetzagentur (Entwurf), Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze, Januar 2014.
- [29] PGC-Hersteller: Marquis, RMG, Elster-Intromet, „Herstellerbefragung im Rahmen DVGW-Projektes G3-02-12,“ Juli 2013.
- [30] PTB-A „Messgeräte für Gas“, PTB-A 7.63, „Anforderungen an Kalibriergase für Brennwert- und Gasbeschaffenheitsmessgeräte,“ Mai 2011.
- [31] Technischen Regel Gas G14 der Physikalisch-Technische Bundesanstalt, „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“, Ausgabe 11/07,“ 2007.
- [32] <http://www.hzwei.info/blog/2012/11/09/grundstein-fur-power-to-gas-kraftwerk-in-falkenhagen-gelegt/>, Grundstein für Power-to-Gas-Kraftwerk in Falkenhagen gelegt, Publiziert am 9. November 2012 von Sven Geitmann .
- [33] <http://www.gasnaturalfenosa.com/en/home/press+room/news/1285338473668/1321965233395/gas+natural+fenosa+and+the+sotavento+galicia+foundation+analysed+the+uses+of+hydrogen+as+an+energy+vector+at+a+seminar.html>, Gas Natural Fenosa and the Sotavento Galicia Foundation analysed the uses of hydrogen as an energy vector at a seminar, 28.10.2011 zugriff 10.02.2014.

- [34] <http://www.doebler-pr.de/thuega-vorreiter-bei-power-gas/>, Thüga Voreiter Power to Gas, online abgerufen: 11.02.2014.
- [35] Prof. Dr.-Ing. Prof. h.c. Jens Mischner, „Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze; Workshop Fachhochschule Erfurt,“ 28.08.2013.
- [36] Elster GmbH, „Elster-Instromet Journal 3/2008,“ 2008.
- [37] Projekt „HYPOS Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany, [www.hypos-eastgermany.de](http://www.hypos-eastgermany.de), "Umsetzung von H2-Industrieprojekten im großtechnischen Maßstab in der mitteldeutschen Wirtschaftsregion", 2014.
- [38] Gas-Wärmeinstitut e.V., Fraunhofer Institut UMSICHT, Wuppertal Institut, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse - Untersuchung im Auftrag vom BGW und DVGW, Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, August 2005.
- [39] EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION AISBL, IGC Doc 122/11/E, ENVIRONMENTAL IMPACTS OF HYDROGEN PLANTS, 2011.
- [40] § 13 Rdnr. 6 ff BImSchG Kommentar, Jarass, 10. Auflage, 2013.

## Anlage 1 Fragebogen Interviews PtG-Pilotanlagen

### DVGW-Forschungsprojekt G 3-01-12 "Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten"

#### TP B „Anlagenkonzepte und Betriebsoptimierung“

Die Studie befasst sich mit der Untersuchung von Planungsgrundlagen als Basis für die Definition von Anforderungen. Dazu werden Erfahrungen bei der Genehmigungsplanung von Anlagenkomponenten z.B. Gasnetzanschlusses eruiert und ausgewertet. Das zu erreichende Ziel ist die Identifizierung von sicheren, zuverlässigen und preiswerten Konzepten für PtG- und Einspeiseanlagen als Grundlage für die Erweiterung des DVGW-Regelwerkes.

Checkliste für PtG-Anlagen:

Stand:

Position	Bezeichnung
Grundlegende Angaben zur PtG-Anlage	<u>Zweck / Ziel der PtG-Anlage</u> <i>Einspeisung Erdgasnetz, Kraftstoff, Rückverstromung, F&amp;E,...?</i> <i>Projektziele der Anlage?</i> <i>Welche Geschäftsmodelle wurden verfolgt?</i> <i>Netzgekoppelt oder autark – direkter Anschluss an erneuerbare Energieerzeuger (z.B. Windpark oder Photovoltaik) oder Anschluss an öffentliches Stromnetz?</i> <i>Hybridkonzepte - Batterie oder sonstige Pufferkonzepte zum Ausgleich kurzzeitiger Schwankungen (Typ, Kapazität)?</i> <i>Weitere Angaben zum Nutzen der PtG-Anlage?</i>
	<u>Herstellung von H<sub>2</sub> oder CH<sub>4</sub></u> <i>Nutzung einer Methanisierungsanlage?</i>
	<u>Erfolgt eine Einspeisung ins Erdgasnetz?</u> <i>Transport- oder Verteilnetz?</i> <i>Druckstufe? Welche Wasserstoffzumischgrenze wurde festgelegt?</i> <i>Warum wurde dieser Einspeisepunkt ausgesucht?</i>
	<u>Förderung / Finanzierung</u> <i>Gab es eine Ko-Finanzierung und wenn ja in welcher Größenordnung?</i> <i>Wie wird die Anlage finanziert (F&amp;E-Anlage, Marketing, ...)?</i> <i>Würde sich die Anlage tragen, wenn der eingesetzte Strom kostenlos oder die Investitionskosten wälzbar wären?</i> <i>Wie hoch waren die spezifischen Kosten für die Ely (&lt; oder &gt; 1.000 EUR/kW)?</i> <i>Was würde beim Betrieb der Anlage am besten unterstützen (z.B. niedrige Strombezugskosten, hohe VLS)?</i>
Planung und Genehmigung	<u>Kategorisierung der PtG-Anlage</u> <i>z.B. Anlage nach EnWG, Industrieanlage,...</i>
	<u>Planfeststellungsverfahren (Planungsdaten)</u> <i>Welcher Erfahrungen wurden gemacht (Erfahrungen mit Ämtern)? Wie sind die Umgebungsbedingungen der Anlage definiert (Umwelteinflüsse, Anlagenzugänglichkeit)?</i>
	<u>Umweltverträglichkeitsprüfung (ja / nein)</u> <i>Welche Erfahrungen wurden bei einer Prüfung gemacht? Optimierungspotenziale?</i>

	<p><u>BlmSchG-Genehmigung (ja / nein)</u>  <i>Welche Erfahrungen wurden bei einer Genehmigung gemacht? Optimierungspotenziale?</i>  <i>Technische Dichtheit der Anlage bzw. Prüf- und Inspektionsplänen definiert?</i></p>
	<p><u>Baugenehmigungen</u>  <i>Welche Erfahrungen wurden gemacht?</i></p>
	<p><u>Rechtserwerb der Grundstücke (Dienstbarkeiten, Planungsvarianten)</u>  <i>Welche Erfahrungen (auch Umgang mit dem Fakt "H2-Anlage") wurden gemacht?</i></p>
	<p><u>Ausschreibung / Leistungsverzeichnis</u>  <i>Welche Erfahrungen wurden gemacht?</i></p>
	<p><u>Berücksichtigung von Anlagenerweiterungen für z.B. Methanisierung</u>  <i>Ist ein Anlagenerweiterung (Methanisierung, Anlagenvergrößerung) geplant oder wurde dies mit berücksichtigt?</i></p>
	<p><u>Welche technischen Regelwerke kamen zur Anwendung? (bitte Datum mit angeben):</u>  <i>z.B. DVGW-Regelwerk, TRFL, EIGA, ASME, API, BS, Regeln für Ex und Brandschutz ...</i></p>
	<p><u>Folgende technische Regelwerke sollten erarbeitet werden? Wo gibt es Handlungsbedarf?</u></p>
<b>Terminplanung (Kurzdarstellung der Terminkette)</b>	<p><u>Grobplanung, Vermessung und Genehmigungsphase</u>  <i>Zeitbedarf?</i></p>
	<p><u>Bestellung von Haupt-Komponenten (z.B. Elektrolyse, Verdichter)</u>  <i>Geplante Lieferzeiten?</i></p>
	<p><u>Detailengineering Anlage</u>  <i>Geplante Dauer?</i></p>
	<p><u>Detailengineering Bau</u>  <i>Geplante Dauer?</i></p>
	<p><u>Montage der Hauptkomponenten</u>  <i>Geplante Dauer?</i></p>
	<p><u>Probetrieb</u>  <i>Geplante Dauer?</i></p>
	<p><u>Aufgetretene Verzögerungen</u>  <i>Grund und Dauer der Verzögerungen?</i>  <i>Tatsächliche Inbetriebnahme?</i></p>
<b>Errichtung PtG-, Einspeiseanlage sowie Anbindungsleitung</b>	<p><u>Bauweise (offene / geschlossen)</u>  <i>Gebäude- oder Containerbauweise</i></p>
	<p><u>Anordnung der Komponenten</u>  <i>Aufstellungsplan</i></p>
	<p><u>Flächenbedarf (siehe Planungsdaten)</u>  <i>Flächenangaben zu Elektrolyseeinheiten, Verdichterstationen,...</i></p>
	<p><u>Modulare Anlagenteile / Manufakturherstellung</u>  <i>Welche Teile wurde vorgefertigt angeliefert und welche wurden in Manufaktur hergestellt?</i></p>

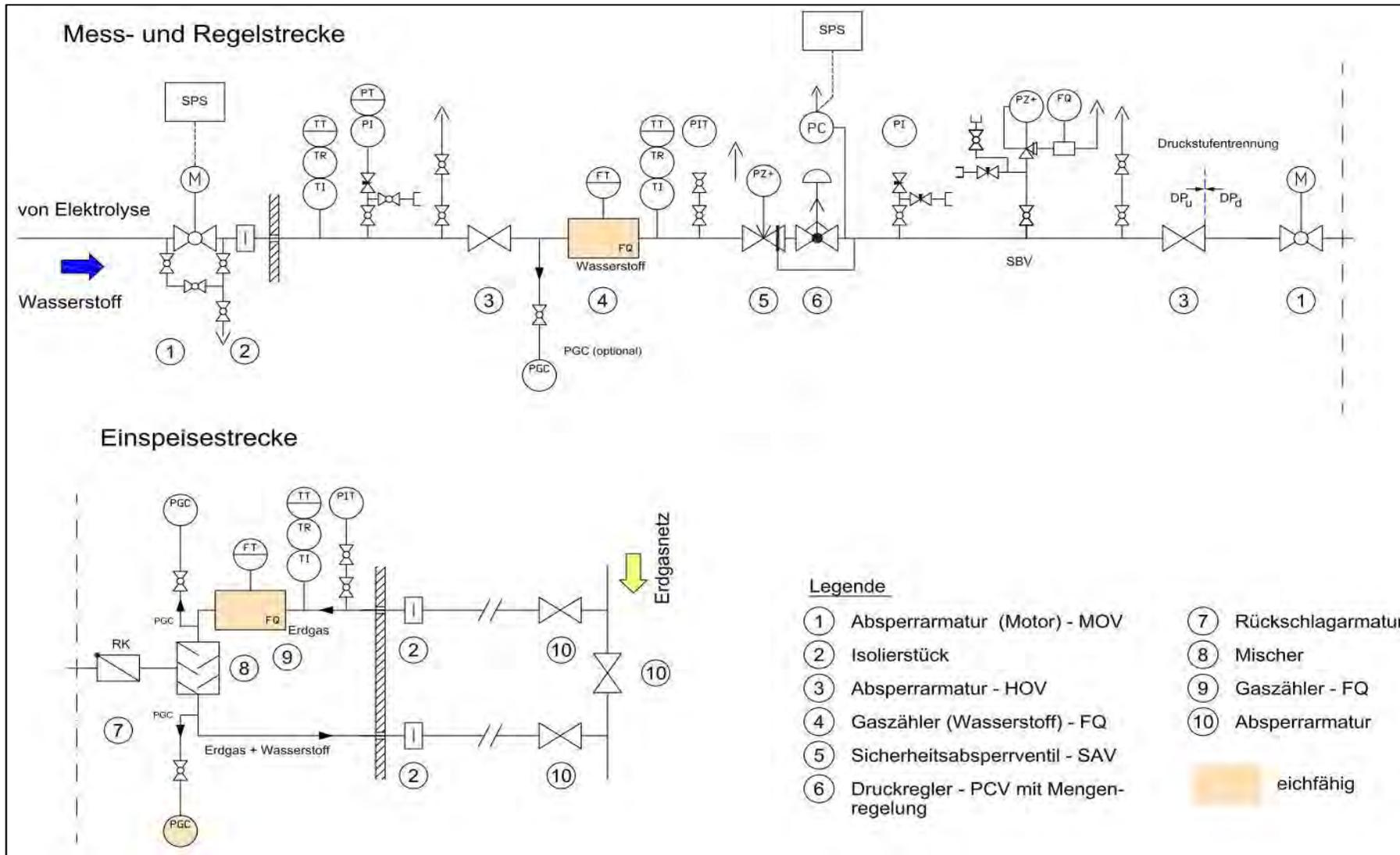
	<p><u>Ausführung der H<sub>2</sub>- / CH<sub>4</sub> Anbindungsleitung (z.B. Bau nach TRFL)</u>  <i>Welche Komponenten wurden verbaut (motorbetriebene Kugelhähne, GZ,...)?</i>  <i>Installation eines Leckageüberwachungssystem / Molchschleusen?</i>  <i>Warum wurde diese Ausrüstung gewählt?</i></p>
	<p><u>Ausrüstung der Einspeisestelle (T-Stück, Injektionslanzen etc., Anzahl motorbetriebene Kugelhähne)</u>  <i>Darstellung einer Inventarliste: Einsatz T-Stück, Injektionslanzen, Anzahl motorbetriebene Kugelhähne?</i>  <i>Warum wurde diese Ausrüstung gewählt?</i></p>
	<p><u>Medienversorgung (Strom, Wasser, Abwasser, Hilfsenergien)</u>  <i>Wie erfolgte die Medienversorgung und gibt es hier Optimierungspotenzial?</i></p>
	<p><u>System- und Eigentumsgrenzen (Schnittstellen)</u>  <i>Wo liegen die Systemschnittstellen - z.B. Anlagenbetreiber / Netzbetreiber?</i></p>
	<p><u>Anlagenabschaltung (Not-Aus)</u>  <i>Umsetzung des Sicherheitskonzeptes (230 V USV oder Steuerluft und fail safe Armaturen)?</i>  <i>Welcher Sicherheitsanforderungsstufe unterliegt die Anlage?</i></p>
	<p><u>Typ Elektrolyse</u>  <i>Alkalische / PEM-Elektrolyse? Welche Druckleistung? Hersteller?</i></p>
	<p><u>Verdichtertyp</u>  <i>Ist ein Verdichter erforderlich ja / nein (ggf. reicht Druckelektrolyse aus)?</i>  <i>Kolben, Schrauben, Membran, ...?</i>  <i>Redundante Auslegung (ja / nein)?</i></p>
	<p><u>Verfahrenstechnische Verschaltung mit anderen Anlagen Methanisierung, Biogasanlage, Wärmenutzung etc.</u>  <i>Wenn ja, welche?</i></p>
	<p><u>Zwischenspeicher für H<sub>2</sub> / CH<sub>4</sub></u>  <i>Welches Speicher- und geometrisches Volumen sowie max. Speicherdruck?</i>  <i>Was waren die Auslegungsgrundlagen?</i></p>
	<p><u>Methanisierung</u>  <i>Reaktortyp, Betriebskonzept (VLS), Hersteller, Katalysator, CO<sub>2</sub>-Quelle, CO<sub>2</sub>-Speicher?</i></p>
	<p><u>Nutzungskonzepte für sekundäre Produkte</u>  <i>Wie (wenn umgesetzt) erfolgt die Nutzung von Wärme aus der Elektrolyse bzw. der Methanisierung?</i>  <i>Wie (wenn umgesetzt) wird der erzeugte Sauerstoff genutzt?</i></p>
<b>Messkonzept für PtG-Gase (bei Einspeisung ins Gasnetz)</b>	<p><u>Komponenten</u>  <i>Welche Komponenten (GZ, PGC) werden eingesetzt?</i>  <i>Kann auf Werte aus Rekonstruktionssystemen zurückgegriffen werden?</i></p>
	<p><u>Auswahl Messprinzip</u>  <i>Welche Gasströme werden mit welchen Messprinzipien wie eichamtliche gemessen? Angaben zu GZ?</i>  <i>Wie erfolgt die Mengenumwertung des H<sub>2</sub>?</i></p>
	<p><u>Aufbau / Anordnung</u>  <i>Anordnung der Instrumente</i></p>

	<p><u>Eichamtliche Zulassung</u>  <i>Was waren die kritischen Punkte bei den Abstimmungen mit PTB und Eichbehörde?</i></p>
	<p><u>Abschaltkriterien</u>  <i>Was sind die Abschaltkriterien (Abschaltmatrix) und wurden diese im bisherigen Betrieb erreicht?          Welcher Sicherheitsanforderungsstufe unterliegt die Anlage?</i></p>
<b>Fernwirk- und Überwachungstechnik</b>	<p><u>Komponenten</u>  <i>Wurden zusätzliche Komponenten (für H2-Überwachung) installiert?          Welcher Sicherheitsanforderungsstufe unterliegt die Anlage?</i></p>
	<p><u>Anforderungskatalog an die Leittechnik</u>  <i>Welche Anforderungen existieren für einen Anlagenbetreiber?</i></p>
	<p><u>Prinzip der Informationsübertragung</u></p>
<b>Betriebsführung</b>	<p><u>Strombezugskonzept (ggf. Marktmodell)</u>  <i>z.B. Nutzung Energieüberschüsse, EE-Strom, Graustrom (z.B. Regelenergiemarkt)?</i></p>
	<p><u>Personalaufwand Grundpersonal / Techniker / Betriebsleiter</u>  <i>Angaben in Stunden pro Tag, Woche oder Monat?          Wie erfolgt die Ausbildung / Schulung des Personals auf den Betrieb der PtG-Anlage?</i></p>
	<p><u>Instandhaltung / Wartung (Umfang, Zyklen)</u>  <i>Welche Anlagenkomponenten müssen wie oft instandgehalten werden?          Werden zusätzliche Überprüfungen während der Test- und Inbetriebsphase vorgenommen?          Eigeninstandhaltung oder Fremdinstandhaltung (24h?)</i></p>
<b>Aktuelle Betriebserfahrungen</b>	<p><u>Startphase</u>  <i>Welche Erfahrungen und Ergebnisse während der Startphase konnten gewonnen werden?</i></p>
	<p><u>Dauerbetrieb</u>  <i>Welche Erfahrungen und Ergebnisse während des Dauerbetriebs konnten gewonnen werden? Erfahrungen mit Teil- und Überlastbetrieb? Welche Verfügbarkeit [%] der Anlage ergab sich im bisherigen Dauerbetrieb?          Effizienz und Wasserstoff-Reinheit im Nenn- und Teillastbetrieb?          Ist die Gasreinigung ausreichend?          Korrelieren angestrebte und erreichte Volllaststunden?</i></p>
<b>Optimierungspotenzial / Anforderungen</b>	<p><u>Optimierungspotenzial nach Abschluss des Anlagenbaus (technisch und Hinweise zu Normen / Regeln)</u>  <i>Wurden nachträgliche technische Maßnahmen an Anlagenkomponenten vorgenommen? Besteht Optimierungspotenzial bei den gelieferten Komponenten? Wenn ja, welcher?</i></p>
	<p><u>Anforderungen zum Anlagenaufbau aus Sicht des Pilotanlagenbetreibers</u>  <i>Formulierung von Anforderungen für PtG-Anlage bzw. erkannte Gefahrensituationen in der Vergangenheit und eingeleitete Maßnahmen</i></p>

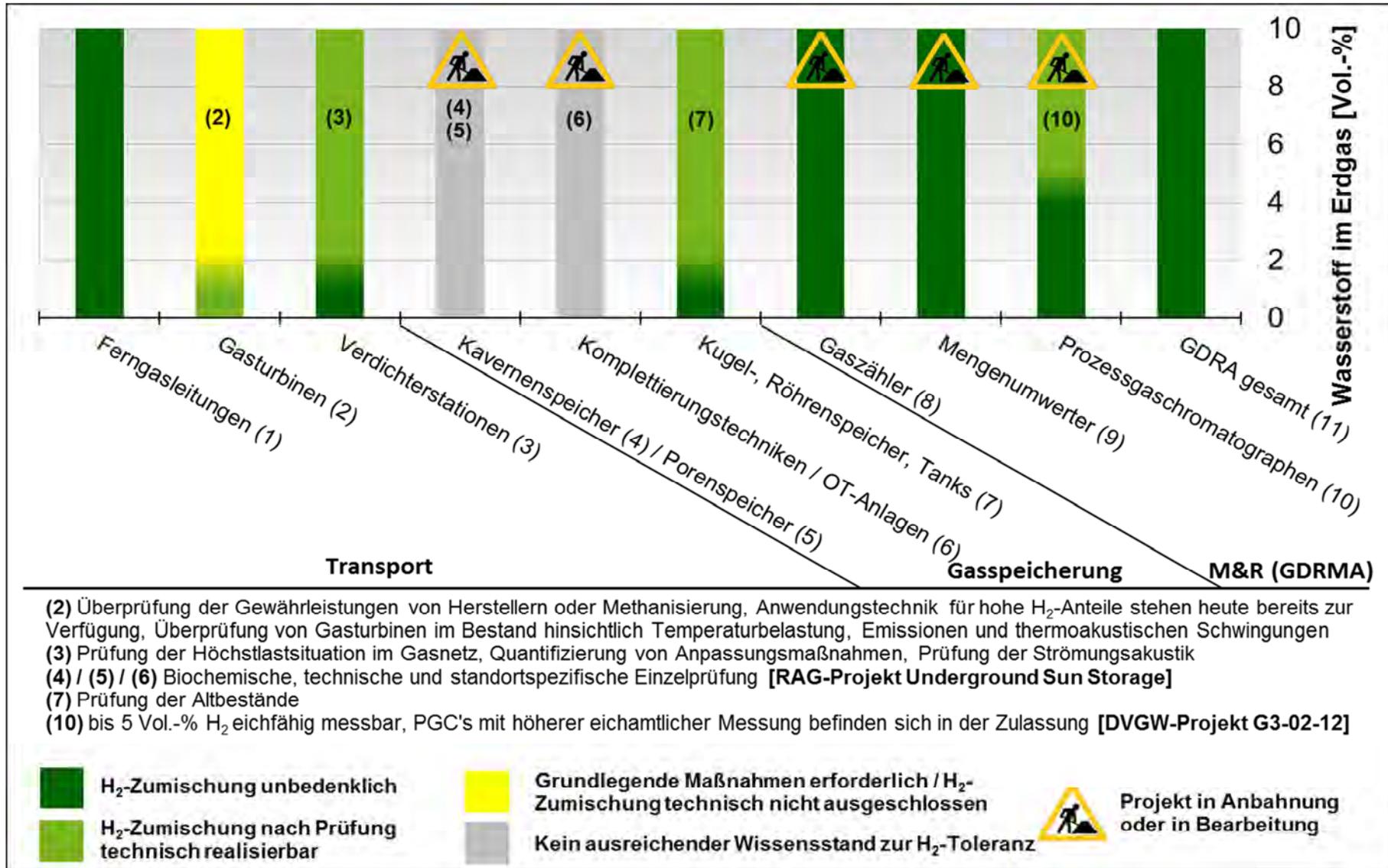
## Anlage 2 Projektziele und Verwendungszwecke EE-Gase der besichtigten PtG-Anlagen

Pilotanlage		ENERTRAG, Prenzlau	RH <sub>2</sub> -WKA, Grapzow	ÖO. Ferngas Netz GmbH, Linz (AT)	E.ON, Falkenhagen	Audi, Werlte	Natural Gas SDG, Sotavento Galicia SA (ES)
Projektziele / Dienstleistungen	Untersuchungsschwerpunkte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technik, Betrieb und Weiterentwicklung Elektrolyseur</li> <li>• Geschäftsmodelle</li> <li>• Demonstration der Machbarkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technik und Betrieb Elektrolyseur</li> <li>• Genehmigung, Regelverhalten, Steuerungssoftware und Betriebskosten</li> <li>• Geschäftsmodelle</li> <li>• Demonstration der Machbarkeit und CO<sub>2</sub>-freier Betrieb</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technik und Betrieb Elektrolyseur</li> <li>• Kopplung von Photovoltaik und Elektrolyse</li> <li>• Demonstration der Machbarkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technik und Betrieb Elektrolyseur</li> <li>• Optimierung des Betriebs</li> <li>• Kosten</li> <li>• Demonstration der Machbarkeit</li> <li>• Technikum</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technik und Betrieb Elektrolyseur / Methanisierung</li> <li>• Verschaltung von Elektrolyseur und Methanisierung</li> <li>• Demonstration der Machbarkeit</li> <li>• Produktpräsentation (e-Tron)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technik und Betrieb Elektrolyseur</li> <li>• Geschäftsmodelle</li> <li>• Inselbetrieb</li> <li>• Demonstration der Machbarkeit</li> <li>• Verfügbarkeit (Markt) und Zuverlässigkeit der Komponenten</li> </ul>
	Stromdienstleistungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peak Shaving Windenergieanlagen</li> <li>• Stromspeicherung + Bereitstellung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromspeicherung und -bereitstellung für Eigenbedarf Windpark</li> <li>• Netzstabilität</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peak Shaving Photovoltaikanlage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peak Shaving Windenergieanlagen</li> <li>• Energieausgleich innerhalb des Windparks</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konzept noch unbekannt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peak Shaving Windenergieanlagen</li> <li>• Stromspeicherung + Bereitstellung</li> <li>• Energieausgleich innerhalb des Windparks</li> </ul>
	Sonstige Dienstleistung	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unterstützung der Vorwärmung GDRA</li> </ul>	-	-	-
Verwendungszweck EE-Gase	Einspeisung ins Erdgasnetz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• in Planung, Vermarktung als Windgas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• in Planung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilnetz an GDRA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transportnetz, Vermarktung als Windgas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transport, Verteilnetz</li> </ul>	-
	Rückverstromung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW, Windpark Eigenbedarf</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW (Biogasanlage)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbrennungsmotor + Generator</li> </ul>
	Mobilität	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flughafen Berlin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tourismus, Landwirtschaft</li> </ul>	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bilanzielle Verrechnung für Kfz-Flotte</li> </ul>	-
	Wärmenutzung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW, gewerbliche Anwendung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW, gewerbliche Anwendung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektrolyse, Vorwärmung GDRA</li> </ul>	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BHKW, Elektrolyse + Methanisierung</li> </ul>	-

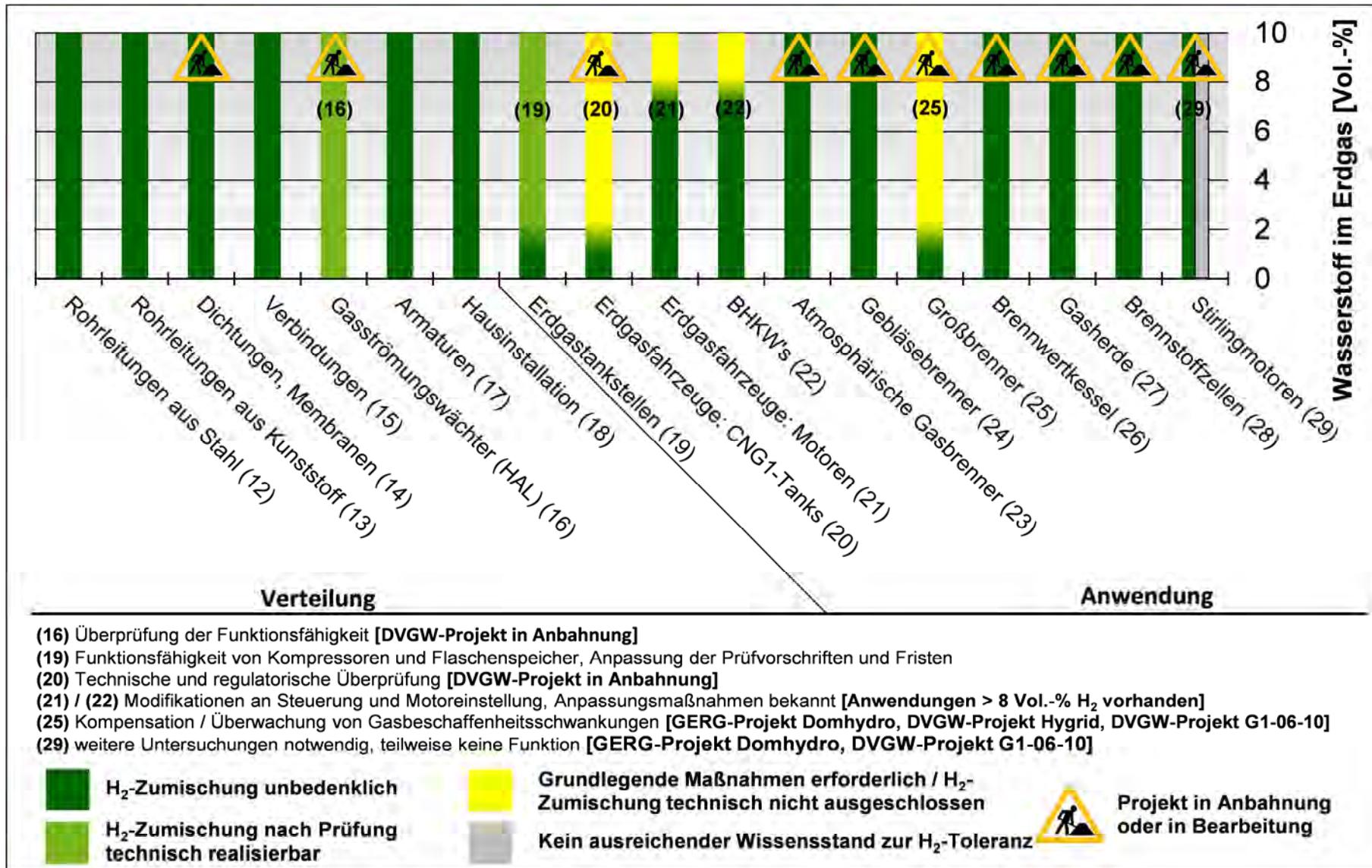
### Anlage 3 Beispiel: R&I-Schema einer Wasserstoff-Einspeiseanlage inkl. Bypass und statischem Mischer (Einspeisung in Erdgasverteilnetz)



### Anlage 4 Überblicksmatrix Wasserstoff-Toleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Gasspeicherung sowie Mess- und Regeltechnik (GDRMA)

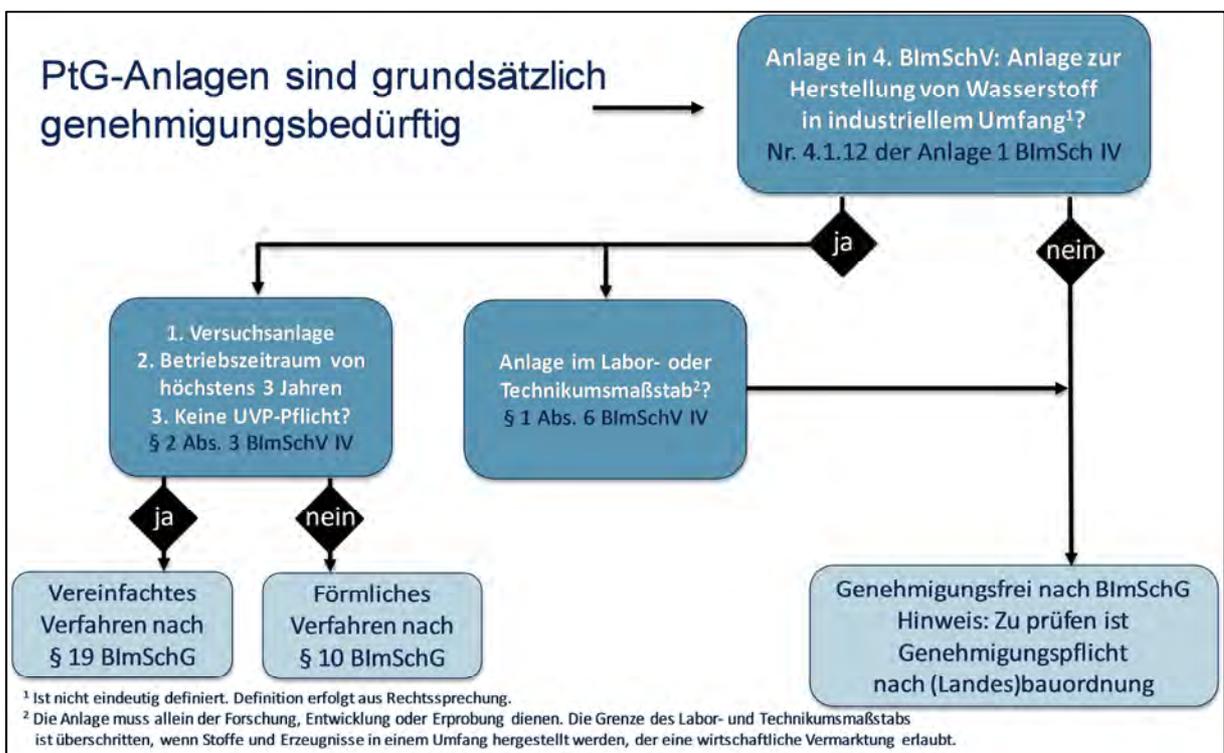


## Anlage 5 Überblicksmatrix Wasserstoff-Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung



## Anlage 6 Infoblatt: Charakterisierung der Genehmigungsverfahren von Power-to-Gas-Anlagen

Die nachfolgende Darstellung (**Abbildung 1**) gibt einen vereinfachten Überblick über das Genehmigungsverfahren nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) für Power-to-Gas (PtG)-Anlagen. Die Informationen dienen als Orientierung und Einordnung der Genehmigungsverfahren insbesondere für Anlagenbauherren. Die Einspeiseanlage kann in Rahmen des Genehmigungsverfahrens der Kernkomponenten (Elektrolyse, Methanisierung) nach BImSchG mit berücksichtigt werden. Fehlt die Zuständigkeit der Genehmigung aufgrund unterschiedlicher Standorte zwischen PtG- und Einspeiseanlage bzw. bei einem nachträglichen Anschluss der PtG-Anlage an das Erdgasnetz, greift in der Regel das Genehmigungsverfahren nach Baurecht.



**Abbildung 1: Schematische Darstellung Genehmigungsverfahren nach BImSchG**

### Genehmigungsbedürftigkeit nach BImSchG

Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen bedarf der **immissionsschutzrechtlichen Genehmigung**, wenn sie „auf Grund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebs in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder in anderer Weise die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft zu gefährden, erheblich zu benachteiligen oder erheblich zu belästigen“, § 4 Abs. 1 BImSchG.

Entscheidend ist zunächst, ob die Anlage in der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) genannt wird. Laut Anlage 1 Nr. 4.1.12 sind Anlagen zur Herstellung von Gasen wie Wasserstoff in industriellem Umfang grundsätzlich **genehmigungsbedürftig**.

Eine Ausnahme hiervon sind Anlagen im **Labor- und Technikumsmaßstab**. Ohne Genehmigung können Anlagen errichtet und betrieben werden, soweit sie der Forschung, Entwicklung oder Erprobung neuer Einsatzstoffe, Brennstoffe, Erzeugnisse oder Verfahren im Labor- oder Technikumsmaßstab<sup>4</sup> dienen. Hierunter fallen auch solche Anlagen im Labor- oder Technikumsmaßstab, in denen neue Erzeugnisse in der für die Erprobung ihrer Eigenschaften durch Dritte erforderlichen Menge vor der Markteinführung hergestellt werden, soweit die neuen Erzeugnisse noch weiter erforscht oder entwickelt werden, § 1 Abs. 6 BImSchV IV.

Sollte eine Anlage genehmigungsfrei sein, so bedarf es ungeachtet dessen der Prüfung, ob nach anderen Fachvorschriften Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb erforderlich sind. Insbesondere **Baurecht** ist zu beachten. Die Bestimmungen, ob eine Baugenehmigung zu beantragen oder das Anzeigeverfahren einschlägig ist, bestimmt sich nach der Bauordnung des jeweiligen Bundeslandes. Das Baugenehmigungsverfahren ist gegenüber der Genehmigung nach BImSchG nachrangig.

### **Verfahrensart | förmliches oder vereinfachtes Genehmigungsverfahren**

Für Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff ist das **förmliche Genehmigungsverfahren** durchzuführen, Anlage 1 Nr. 4.1.12 BImSchV IV – Buchstabe G. Im Unterschied zum vereinfachten Verfahren ist hier eine öffentliche Bekanntmachung und Auslegung der Antrags- und Projektunterlagen vorgeschrieben, die Dritten die Möglichkeit eröffnet Einwendungen zu erheben.

Weiterhin ist zu klären, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen ist. Dies wird anhand der Beschreibung in Anlage 1 Liste "UVP-pflichtige Vorhaben" des UVP-Gesetzes bestimmt. UVP-pflichtig ist die Errichtung und der Betrieb einer integrierten chemischen Anlage<sup>5</sup> (siehe Nr. 4.1 – X in Spalte 1). Handelt es sich nicht um eine integrierte chemische Anlage, sondern nur um eine Anlage zur Herstellung von Stoffen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang, so ist eine allgemein Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen (siehe Nr. 4.2 – A in Spalte 2). Im Anschluss wird entschieden, ob eine UVP durchzuführen ist.

Die Dauer des förmlichen Genehmigungsverfahrens ist auf sieben Monate beschränkt. Die Frist beginnt mit dem Zeitpunkt, in dem die Antragsunterlagen vollständig eingereicht wurden, § 10 Abs. 6a BImSchG.

---

<sup>4</sup> Definition: Anlage muss allein der Forschung, Entwicklung oder Erprobung dienen; dient sie auch anderen Zwecken, ist sie genehmigungsbedürftig. Die Grenze des Labor- und Technikumsmaßstabs ist überschritten, wenn Stoffe und Erzeugnisse in einem Umfang hergestellt werden, der eine wirtschaftliche Vermarktung erlaubt. Ausnahme nicht anwendbar für Anlagen des förmlichen Genehmigungsverfahrens sowie Anlagen, die unter die UVP Pflicht fallen. [§ 4 Rdnr. 33 BImSchG Kommentar, Jarass, 10. Auflage, 2013]

<sup>5</sup> Legaldefinition: Verbund zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang, bei dem sich mehrere Einheiten nebeneinander befinden und in funktioneller Hinsicht miteinander verbunden sind und zur Herstellung von anorganischen Grundchemikalien dienen.

Abweichend vom Regelfall des förmlichen Genehmigungsverfahrens kann das **vereinfachte Verfahren** nach § 19 BImSchG durchgeführt werden, wenn die Anlage

- ausschließlich oder überwiegend der Entwicklung und Erprobung neuer Verfahren, Einsatzstoffe, Brennstoffe oder Erzeugnisse dient (Versuchsanlage) und
- die Genehmigung für einen Zeitraum von höchstens drei Jahren nach Inbetriebnahme der Anlage erteilt werden soll (Betriebsdauer); dieser Zeitraum kann auf Antrag um höchstens ein Jahr verlängert werden und
- das Vorhaben nicht UVP-pflichtig ist.

Dieser Ausnahmetatbestand ist in § 2 Abs. 3 BImSchV IV geregelt und dient der vereinfachten Zulassung von Versuchsanlagen. Die potentielle Beeinträchtigung durch schädliche Umwelteinwirkungen ist hier zeitlich begrenzt und rechtfertigt auch daher eine inhaltliche wie zeitliche Verkürzung des Genehmigungsverfahrens.

Das vereinfachte Genehmigungsverfahren soll eine Bearbeitungsdauer von drei Monaten nicht überschreiten. Die Frist beginnt mit Eingang der vollständigen Antragsunterlagen bei der Behörde, § 10 Abs. 6a BImSchG.

### **Praxistipps**

Es gibt die Möglichkeit durch Antrag auf einen **Vorbescheid** nach § 9 BImSchG einzelne Genehmigungsvoraussetzungen vorab zu prüfen. Das Prüfergebnis ist verbindlich und für das spätere Genehmigungsverfahren bindend. Hierdurch können bspw. kritische Fragen zur bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit geklärt werden. Dies bewahrt den Anlagenbetreiber davor das umfangreiche, zeit- und kostenintensive Genehmigungsverfahren sofort zu betreiben, obwohl nennenswerte Rechtsunsicherheiten bzgl. einzelner Fragen bestehen.

Die Genehmigung nach BImSchG entfaltet sogenannte **Konzentrationswirkung**, auch Konzentrationseffekt genannt, § 13 BImSchG. Es bedeutet, dass die immissionsschutzrechtliche Genehmigung die meisten anderen für die Anlage erforderlichen behördlichen Entscheidungen mit umfasst. Die sonstigen Genehmigungen entfallen nicht, sondern sie werden mit erteilt. Dies dient einerseits der Koordination der Entscheidungsfindung unterschiedlicher Fachbehörden und andererseits der Verfahrensvereinfachung und -beschleunigung für den Antragsteller. Die Konzentrationswirkung der Genehmigung erfasst u.a. Immissionsschutzrechtliche Genehmigung, Baurechtliche Genehmigung, Erlaubnisse und Ausnahmen des Naturschutzrechts und wasserrechtliche Zulassungen; nicht jedoch wasserrechtliche Erlaubnis oder Bewilligung<sup>6</sup>.

Das Genehmigungserfordernis erstreckt sich auf **alle vorgesehenen Anlagenteile und Verfahrensschritte**, die zum Betrieb notwendig sind, und Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten nach Nummer 1 in einem räumlichen und be-

---

<sup>6</sup> Für genauere Angaben siehe bspw. [§ 4 Rdnr. 33 BImSchG Kommentar, Jarass, 10. Auflage, 2013]

triebstechnischen Zusammenhang stehen, § 1 Abs. 2 BImSchV IV. Ziel ist es gerade die Anlage in ihrer Gesamtheit und deren Auswirkungen auf die Umwelt zu beurteilen. Eine (künstliche) Aufspaltung in einzelne Anlagenbereiche ist für das Genehmigungsverfahren unzulässig. Wird die Einspeiseanlage aufgrund fehlendem räumlichen oder betriebstechnischem Zusammenhang nicht von der BImSch-Genehmigung für die PtG-Anlage erfasst, so ist nichtsdestotrotz für die Einspeiseanlage die Vereinbarkeit mit baurechtlichen Vorschriften zu beachten.

Neben den bereits erwähnten Vorschriften, ist der Betreiber verpflichtet **Maßnahmen zur Verhütung von Störfällen** zu ergreifen und unter anderem ein Sicherheitskonzept zu erstellen, soweit bestimmt Mengenschwellen nach der Störfallverordnung erreicht sind. Die Prüfung erfolgt im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach §§ 10 bzw. 19 BImSchG. Sind im Betriebsbereich der Anlage Höchstmengen von 5.000 kg Wasserstoff (50.000 kg Erdgas) vorhanden, dann sind die Grundpflichten der Verordnung zu beachten. Beträgt die Höchstmenge Wasserstoff 50.000 kg und mehr, so sind die erweiterten Pflichten nach §§ 9-12 der Verordnung zu beachten (vgl. § 1 Abs. 1; Spalte 1 Nr. 38 Anhang 1 der 12. BImSchV (Störfallverordnung)).

Es empfiehlt sich schon vor Erteilung der Genehmigung einen Antrag auf **sofortige Vollziehung der Genehmigung** nach § 80 Abs. 2 Nr. 4 VwGO zu stellen. Im Unterschied zum Baurecht haben im Immissionsschutzrecht Widerspruch und Klage gegen die Genehmigung durch einen Dritten aufschiebende Wirkung. Legt ein Dritter diese Rechtsbehelfe ein, so gilt zunächst, dass der Anlagenbetreiber von der Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb der Anlage keinen Gebrauch machen kann bis die behördliche oder gerichtliche Entscheidung rechtskräftig entschieden wurde, § 80 Abs. 1 VwGO. Ein nachträglich gestellter Antrag nach § 80a Abs. 1 VwGO erfordert gegebenenfalls einen erhöhten Begründungsaufwand und trifft unter Umständen auf eine erhöhte Vorsicht der Behörde, die durch eine entsprechende Entscheidung z.B. den Baubeginn riskiert, dass die Durchsetzung der Rechte Dritter erschwert wird.

## Anlage 7 Meilensteinplan zur Errichtung von PtG-Anlagen

Jahr / Monat	Jahr I												Jahr II													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
<b>Basic Design</b>	█																									
<b>Vermessung der Trasse und Planerstellung *</b>	█																									
<b>Genehmigung nach BImSch-Verfahren</b>		█																								
Vorbereitung Unterlagen		█																								
Einreichung / Begleitung		█																								
<b>Bestellung Kernkomponenten</b>						█																				
Elektrolyseur						█																				
Methanisierung						█																				
Verdichter						█																				
<b>Baugenehmigung</b>		█																								
Unterlagen vorbereiten		█																								
Genehmigung einreichen / begleiten		█																								
<b>Erstellung Bauakte</b>		█																								
<b>Zustimmung Behörden und TÖB</b>		█																								
<b>Privatrechtliche Zustimmung</b>		█																								
<b>Eintragung Dienstbarkeit</b>		█																								
<b>Detail Engineering Bau</b>						█																				
Ausschreibungsunterlagen erstellen						█																				
Auflagen von Behörden einarbeiten						█																				
Auftragsvergabe Bau						█																				
<b>Errichtung Bau</b>						█																				
<b>Detail Engineering Anlage</b>						█																				
Ausschreibungsunterlagen erstellen						█																				
Auflagen von Behörden einarbeiten						█																				
Auftragsvergabe Anlage						█																				
<b>Errichtung der Anlage</b>						█																				
<b>Probetrieb</b>																										
<b>Übergabe</b>																										

\* Einspeiseanlage und z.B. 100 m Anbindungsleitung, offenes und unbebautes Gelände

Oberursel, 24. Oktober 2014

## **Bericht**

### **G 3-01-12 Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten**

#### **Teilprojekt C „Methanisierung – eine Alternative zur direkten Wasserstoffeinspeisung“**

**gefördert durch:**

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.  
Josef-Wirmer-Straße 1-3  
53123 Bonn

**durchgeführt von:**

Outotec GmbH  
Ludwig-Erhard-Straße 21  
61440 Oberursel  
  
DVGW-Forschungsstelle  
Engler-Bunte-Ring 1  
76131 Karlsruhe

**Bearbeiter:**

Dr.-Ing. Tanja Schaaf (Outotec GmbH)  
Dipl.-Ing. Manuel Götz (DVGW-Forschungsstelle)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Herangehensweise der Studie.....</b>	<b>4</b>
2.1	Rahmenbedingungen .....	4
2.2	Vorgehen.....	6
<b>3</b>	<b>Standortkonzepte .....</b>	<b>8</b>
3.1	CO <sub>2</sub> -Quellen für große Methanisierungsanlagen.....	9
3.1.1	Zementwerke .....	9
3.1.2	Chemische Prozesse .....	12
3.1.3	Kraftwerke .....	13
3.2	CO <sub>2</sub> -Quellen für mittlere Anlagengrößen.....	14
3.2.1	Gaskraftwerke .....	14
3.2.2	Glasherstellung .....	14
3.2.3	Biomassevergasung.....	16
3.3	CO <sub>2</sub> -Quellen für kleine Methanisierungsanlagen.....	18
3.3.1	Biogasanlagen .....	18
3.4	Geeignete CO <sub>2</sub> -Quellen.....	22
3.5	Potenziale eines nachhaltigen CO <sub>2</sub> -Kreislaufs .....	22
<b>4</b>	<b>Stand der Technik.....</b>	<b>24</b>
4.1	Grundlagen.....	24
4.1.1	Allgemein .....	24
4.1.2	Gleichgewichtsbetrachtungen .....	25
4.1.3	Kinetik .....	26
4.2	Überblick Methanisierungsverfahren .....	29
4.2.1	Festbettverfahren .....	30
4.2.2	Wirbelschichtverfahren.....	32
4.2.3	Dreiphasen-Methanisierung .....	33
4.3	SNG-Erzeugung .....	35
4.3.1	SNG-Erzeugung aus Kohle .....	35

---

4.3.2	SNG-Erzeugung aus Biomasse.....	41
4.3.3	„Power-to-Gas“ Konzept.....	45
<b>5</b>	<b>Dynamik des Prozesses.....</b>	<b>48</b>
5.1	Elektrolyse.....	48
5.2	Methanisierung.....	49
5.2.1	Festbett-Methanisierung (adiabatisch) .....	49
5.2.2	Festbett-Methanisierung (wandgekühlt) .....	55
5.2.3	Dreiphasen-Methanisierung .....	58
5.3	Methanisierungsprozess - Bewertung .....	62
<b>6</b>	<b>Bewertung der Anlagenkonzepte.....</b>	<b>64</b>
6.1	Ammoniak-Synthese .....	65
6.2	Glasherstellung Oxyfuel-Prozess .....	70
6.3	Biomassevergasung mit Power-to-Gas .....	71
6.4	Biogasanlage mit Power-to-Gas.....	73
6.5	Ökonomische Bewertung .....	76
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>82</b>
<b>8</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>85</b>

# 1 Einleitung

Die Umstellung der Energieversorgung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energieträger wird in Deutschland durch die bereits eingeleitete Energiewende forciert. Wegen der sinkenden Akzeptanz von Nuklearenergie in der Bevölkerung, nicht zuletzt durch den Reaktorunfall in Fukushima, sowie bedingt durch ambitionierte Ziele hinsichtlich des Klimaschutzes durch die Einsparung des Treibhausgases Kohlendioxid wurde von der Politik in Deutschland die Notwendigkeit einer Energiewende erkannt und erste Rahmenbedingungen hierfür geschaffen. Die Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland, bei denen u.a. die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Basis des Jahres 1990 bis 2020 um 40 % gesenkt werden sollen, sind die Grundlage für den Ausbau von erneuerbaren Energien. Zusätzlich zu den angestrebten CO<sub>2</sub>-Einsparungen besteht der Wille, bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 30 % des Strombedarfs durch erneuerbare Energien zu decken. Dabei werden der Wind- und Solarenergie in Deutschland beste Chancen eingeräumt, als erneuerbare Energiequellen in Zukunft die Hauptlast der Energieversorgung zu tragen. Im Jahr 2013 wurden laut BMWI [1] bereits etwa 50 TWh (ca. 7,9 %) Elektrizität durch Windenergie und etwa 28 TWh (ca. 4,5 %) durch Photovoltaik erzeugt.

Neben den Fragestellungen der Energieerzeugung wird im Zuge der Energiewende vor allem der Thematik der Energiespeicherung eine zentrale Rolle zukommen. Die Abschaltung von Atom- bzw. Kohlekraftwerken führt zu einer Reduktion der Grundlastdeckung im Stromnetz, welche durch die meisten erneuerbaren Energiequellen aufgrund ihrer starken Witterungsabhängigkeit, was zu zeitlich stark schwankender Stromproduktion führt, nicht kompensiert werden kann. Die Schwankungsbreite der Stromproduktion kann im Bereich mehrerer Monate (auf Grund der natürlichen Jahreszeitwechsel) oder lokal im Bereich von Stunden oder Sekunden (durch lokale Wetterlagen oder abrupte Windstille) liegen. Das Stromnetz als solches verfügt über keine Speicherkapazität. Zu jeder Zeit muss gleich viel Energie entnommen und eingespeist werden. Damit wird der Bedarf an Energiespeichern zur Stabilisierung des Stromnetzes deutlich. Diese müssen in der Lage sein, Lastspitzen zu speichern und bei Bedarf wieder ins Stromnetz einzuspeisen.

Momentan sind keine mechanischen oder elektrochemischen Speichertechnologien verfügbar, die in der Lage wären, die zukünftig benötigte Speicherkapazität bereit zu stellen. Ein alternativer Lösungsansatz zu z. B. Pumpspeicherkraftwerken oder stationären Batterien ist die Speicherung der durch Wind und Sonne erzeugten elektrischen Energie in Form von chemischer Energie, d.h. die anfallende elektrische Energie wird in chemischen Verbindungen, wie z.B. Wasserstoff (H<sub>2</sub>) oder Methan (CH<sub>4</sub> = SNG (substitute natural gas)) umgewandelt. In bereits vorhandenen Poren- und Kavernenspeichern (47 in Deutschland) ist ein Speichervolumen von knapp 21

Mrd. m<sup>3</sup> vorhanden, was einer Speicherkapazität von ca. 230 TWh entspricht [2]. Außerdem verfügt die Bundesrepublik Deutschland über ein bestens ausgebautes Erdgasnetz, welches als Energiespeicher genutzt werden kann. Daher bietet sich Methan (CH<sub>4</sub>) oder SNG als geeigneter chemischer Energieträger zur Speicherung der elektrischen Energie an.

Wie im Vorfeld gezeigt, können chemische Energiespeicher zum Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sinnvoll eingesetzt werden. Mithilfe des Sabatier-Prozesses wird Wasserstoff (H<sub>2</sub>) mit Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) bzw. Kohlenstoffmonoxid (CO) methanisiert. Der Wasserstoff kann hierbei durch einen Elektrolyseur aus bevorzugt Überschusselektrizität hergestellt werden. Dabei kann das für die Methanisierung benötigte CO<sub>2</sub> aus fossilen Quellen, wie z.B. Kohlekraftwerken, Kalk- und Zementproduktion, oder regenerativen Quellen, wie z.B. Biogas-, Biomassevergasungs- oder Kläranlagen stammen. Der Methanisierungsprozess ist bereits seit langer Zeit bekannt und wird seit vielen Jahrzehnten von unterschiedlichen Forschungs- und Entwicklungsprojekten intensiv untersucht. Die eigentliche Methanisierungsreaktion ist stark exotherm. Die Reaktionsenthalpie für die Methanisierung von Kohlenstoffmonoxid (CO) beträgt -206 kJ/mol, im Falle der Methanisierung von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) -165 kJ/mol.

Die Reaktion erfolgt an einem Feststoff-Katalysator (Nickel oder Ruthenium). Stand der Technik in industriellen Anwendungen sind Nickelkatalysatoren, welche durch hohe Aktivitäten und Selektivitäten bei gleichzeitig moderaten Preisen überzeugen. Allerdings stellen sie hohe Anforderungen an die Reinheit des Eduktgases. Schwefel- und Sauerstoffverbindungen können zu einer Desaktivierung des Katalysators führen.

In den 1970er-Jahren wurde der Sabatier-Prozess zur Herstellung von CH<sub>4</sub> bzw. SNG zur industriellen Reife entwickelt. Eine bis vor wenigen Jahren betriebene Anlage für die Erzeugung von SNG durch Braunkohlevergasung mit einer thermischen Leistung von ca. 2 GW entstand in North Dakota (USA) [3]. Ziel dieser Entwicklung war die Schaffung eines günstigen Alternativbrennstoffs zu fossilem Erdgas.

Durch sinkende Energiepreise in den 1980er-Jahren konnte sich die Erzeugung von SNG auf diesem Wege in Europa und den USA jedoch nicht durchsetzen. Durch die zunehmende Installation von elektrischen Energiequellen im Zuge der Energiewende und die Erzeugung von Wasserstoff mit einer anschließenden eventuell notwendigen bzw. sinnvollen Methanisierung können Konzepte mit einer Vergasung von insbesondere Biomasse optimal kombiniert werden. Somit können die Erfahrungen der Kohle- und der Biomassevergasung genutzt und adaptierte Verfahren entwickelt und eingesetzt werden.

In den vergangenen Jahren wurde die Methanisierung in Zusammenhang mit der Biomassevergasung näher untersucht. Die regional begrenzte Verfügbarkeit biogener Edukte führen zu signifikant kleineren Anlagengrößen als vergleichbare Anlagen

mit fossilen Edukten. Daher müssen für den Anwendungsfall der Biomassevergasung bzw. Power-to-Gas aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten einfache und robuste Technologiekonzepte entwickelt werden.

Das Ziel dieser Studie ist daher, technologische Aspekte des Methanisierungsprozesses im Zusammenhang mit der Verwendung biogener Ausgangsstoffe detailliert zu betrachten. Neben der Prozessbetrachtung sollen auch vorgeschaltete Prozesse, wie z.B. die Gasreinigung der biogenen Komponenten, näher betrachtet werden. Als maßgebend für Anlagengröße und -standort wird die Verfügbarkeit der biogenen Ausgangsstoffe betrachtet. Im Rahmen dieser Studie soll weiterhin eine verfahrenstechnische Bewertung durchgeführt werden. Dazu zählen die Auslegung einer derartigen Anlage, die Abschätzung der Anlagenkosten und die Optimierung des Energieverbrauchs.

Diese Studie ist in drei Arbeitspakete (AP) unterteilt:

- AP 1: Standortkonzepte (Abschnitt 3)
- AP 2: Datenerhebung Methanisierungsaktivität (Abschnitt 4) und Bewertung von Anlagenkonzepten (Abschnitt 6)
- AP 3: Untersuchungen zum dynamischen Anlagenbetrieb (Abschnitt 5)

## 2 Herangehensweise der Studie

In dem Abschnitt werden die bei einzelnen Treffen der Projektpartner festgelegten wirtschaftlichen sowie technischen Rahmenbedingungen zusammengefasst. Anschließend wird das Vorgehen der Studie für einzelne Arbeitspakete (AP) erläutert.

### 2.1 Rahmenbedingungen

Für die Durchführung der Studie sind folgende Rahmenbedingungen festgelegt worden:

- Anlagengrößen
  - bei der Verschaltung mit der Biogasanlage wird für Methanisierung eine Anlagengröße von 500 m<sup>3</sup>/h CO<sub>2</sub> (NTP) angenommen
  - bei der Biomassevergasung (kombinierte CO/CO<sub>2</sub>-Methanisierung) wird eine Brennstoffleistung von 50 MW angenommen
  - bei anderen Konzepten (z.B. Kopplung der Ammoniak-Synthese mit PtG) wird die Kapazität der Anlage 10 000 m<sup>3</sup>/h CO<sub>2</sub> (NTP) betragen
- die Nutzung der bei der Elektrolyse und der Methanisierung anfallenden Abwärme soll berücksichtigt werden
- Elektrolyse:
  - PEM Elektrolyseur (PEM-Elektrolyse ist eine Technologie, die zukunftsfähig ist und im DVGW-Forschungsvorhaben G1 07 10 „Energiespeicherkonzepte“ als zukünftige Technologie ausgewählt worden ist)
  - Wirkungsgrad von 74 %
  - Betriebstemperatur von 70 °C und Betriebsdruck von 30 bar
- Methanisierung:
  - Reaktor: Festbett (FB) wird mindestens 2-stufig ausgeführt
  - Wirkungsgrad (chemisch) von 78 %
  - Mindest-Betriebstemperatur von 220 °C und Betriebsdruck von 20 bar
  - Festbett-Methanisierung wird mit Dreiphasen-Methanisierung verglichen

- Übergabedruck von Methanisierung an Gasnetz ist auf 16 bar festgelegt
- Mindestmethangehalt im Produktgas von 96 Vol.-% muss erreicht werden
- es wird keine Brennwertanpassung von SNG betrachtet
- Trocknung nach der Methanisierung erfolgt bei 25 °C
- Biogasanlage
  - es wird ein thermophiler Fermenter verwendet, damit ein möglichst hoher Wärmebedarf entsteht und das Gesamtsystem optimiert ist. Der thermophile Fermenter weist einen höheren Biomasseumsatz bezogen auf das Volumen auf.
  - Betriebstemperatur (Fermenter) von 55 °C
  - die Vorlauftemperatur der Fermenterheizung beträgt 70 °C
  - Biogas wird mit Eisensalzen grobentschwefelt und mit Aktivkohle (2-Stufig) feinentschwefelt
  - CO<sub>2</sub> wird mit DEA-Aminwäsche entfernt
- Biogaszusammensetzung
  - CH<sub>4</sub> 52 Vol.-% (trocken)
  - CO<sub>2</sub> 48 Vol.-% (trocken)
  - H<sub>2</sub>O gesättigt bei 55 °C (Fermentertemperatur)
- CO<sub>2</sub> aus Biogas – Minorkomponenten nach Gasreinigung
  - H<sub>2</sub>S < 1 mg/m<sup>3</sup>
  - Cl < 0,5 mg/m<sup>3</sup>
  - F < 0,5 mg/m<sup>3</sup>
  - Si < 1 mg/m<sup>3</sup>
  - NH<sub>3</sub> < 1 mg/m<sup>3</sup>
  - O<sub>2</sub> < 100 ppm
  - CH<sub>4</sub> < 0,1 Vol.-%
- Produktgaszusammensetzung – SNG (trocken)
  - CH<sub>4</sub> > 96 Vol.-%
  - H<sub>2</sub> < 2 Vol.-% (trocken)
  - CO<sub>2</sub> Rest (trocken)

- $\text{H}_2\text{O} < 50 \text{ mg/m}^3$

## 2.2 Vorgehen

### AP C.1: Standortkonzepte

Im Rahmen der Ermittlung möglicher Anlagenstandorte werden potentielle biogene Prozesse, welche das für die Methanisierung notwendige Kohlenstoffmonoxid (CO) bzw. Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) bereitstellen können, näher betrachtet. Hierzu zählen:

- Biogasanlagen
- chemische Prozesse
- Kraftwerksprozesse
- Grundstoffindustrie, wie Zementherstellung

Die unterschiedlichen CO- bzw. CO<sub>2</sub>-Quellen werden dabei regional erfasst und hinsichtlich des erwarteten Speicherbedarfs bewertet. Anschließend werden Standortempfehlungen getroffen und Anlagengrößen definiert.

Outotec wird von TP A die bisher verfügbaren Informationen und die Unterstützung zur Erarbeitung der Standortkonzepte bekommen.

### AP C.2a: Datenerhebung Methanisierungsaktivität

Arbeitspaket C.2a beinhaltet eine umfassende Literaturstudie zur Charakterisierung zum Stand der Technik. Weiterhin werden aktuelle verfahrenstechnische Entwicklung im Bereich der Methanisierung (SNG-Erzeugung aus Kohle, Biomasse, elektrischer Energie) erfasst und bewertet.

In einem zweiten Schritt werden die aktuell verfolgten Konzepte hinsichtlich ihres Kommerzialisierungsgrades bewertet. Dabei sind die Anlagenkosten einer Methanisierungsanlage mit einem Speichervermögen an elektrischer Energie zwischen 20 MW und 50 MW abzuschätzen.

### AP C.2b: Bewertung von Anlagenkonzepten

Basierend auf den identifizierten, vielversprechenden CO-/CO<sub>2</sub>-Quellen werden in Arbeitspaket 2b geeignete Verfahrenskonzepte erstellt, welche die Gasreinigung der Einsatzgase, die Methanisierung, so wie die nachgelagerten Gasaufbereitungsschritte beinhalten. Hierbei werden typische Gaszusammensetzungen (Haupt- und Nebenbestandteile) der CO-/CO<sub>2</sub>-Quellen berücksichtigt. Es ist beispielsweise die Ver-

wendung des Abgasstroms aus Biogasaufbereitungsanlagen zu erwähnen. Dieser muss in Abhängigkeit vom eingesetzten Biogasaufbereitungsverfahren nachträglich entschwefelt und von Sauerstoff-Verunreinigungen befreit werden.

Für die betrachteten Verschaltungskonzepte werden typische Betriebsparameter (z.B. Energieaufwand) abgeschätzt und die Aufbereitungs- und Erzeugungskosten bestimmt. Dabei werden die gesamten Anlagenkosten für eine Methanisierungsanlage ungefähr abgeschätzt, wobei Abweichungen von  $\pm 30\%$  toleriert werden. Weiterhin wird eine Sensitivitätsanalyse für die wichtigsten Prozessparameter (z.B. Druck, Temperatur) durchgeführt und die energetischen Verschaltungsmöglichkeiten anhand einer Pinchanalyse evaluiert. Dafür wird das Prozessanalyse-Werkzeug Aspen Plus eingesetzt. Als Ergänzung werden Verwertungsstrategien für die bei der stark exothermen Methanisierung frei werdende Reaktionswärme aufgezeigt. Hierzu zählen beispielsweise Nah- und Fernwärmebereitstellung, Prozesswärme/- Dampfbereitstellung oder Kälteerzeugung.

Die Ergebnisse aus dem AP C.2b werden weiter an TP B gegeben, um technologische Mindestanforderungen an PtG-Anlagen definieren zu können.

TP A wird die für die Auslegung relevanten Daten zur Gasbeschaffenheit (Rohgase, Produktgase) zur Verfügung stellen und an der Erstellung von Gasaufbereitungskonzepten in AP C.1 für unterschiedliche im Projekt zu definierende CO<sub>2</sub>-Quellen und für das SNG mitwirken. Des Weiteren wird TP A zusammen mit Outotec Prozessketten aufstellen, die spezifisch auf die im Projekt auszuwählenden Standorte abgestimmt sind.

### **AP C.3: Untersuchungen zum dynamischen Anlagenbetrieb**

Im Rahmen der Untersuchungen zum dynamischen Anlagenbetrieb der Methanisierungsstufe werden mehrere Verfahrens- und Verschaltungskonzepte analysiert. Weiterhin erfolgt eine detaillierte Betrachtung verschiedener Reaktorkonzepte, wie z.B. Festbett- und Wirbelschichtreaktoren. Für diese Reaktorkonzepte werden Abschätzungen zur Modulierbarkeit erstellt, so wie Berechnungen zum An- und Abfahrverhalten und zum Warmhaltebetrieb (z.B. Auskühlverhalten, Inertisierung) vorgenommen. In diesem Zusammenhang wird eine eventuell notwendige, vorgelagerte Speicherung der Edukte (H<sub>2</sub>, CO und CO<sub>2</sub>) in Abhängigkeit der zu erwartenden Betriebszyklen betrachtet.

TP A wird die Expertise im Bereich der Dreiphasen-Methanisierung einbringen und das dynamische Betriebsverhalten für dieses Verfahren bewerten.

### 3 Standortkonzepte

Standort und Größe einer Anlage sind von den Quellen der Edukte abhängig. Die elektrische Energie wird beim Power-to-Gas Prozess für die H<sub>2</sub>O-Elektrolyse verwendet, wodurch Wasserstoff produziert wird. Das Kohlenstoffdioxid wird beispielsweise aus einem chemischen Prozess gewonnen, in dem es als Nebenprodukt oder Abfallprodukt vorzufinden ist. Um großen Methanisierungsanlagen betreiben zu können, werden große Mengen an CO<sub>2</sub> benötigt. Als CO<sub>2</sub>-Quelle eignen sich besonders die großen Industrieprozesse wie Ammoniak-Synthese, Glasproduktion oder Ethylen-/Propylenherstellung. Für eine Anlage mit z. B. 5 000 m<sup>3</sup>/h (NTP) CO<sub>2</sub> kann eine Biomassevergasung oder ein kleines Gaskraftwerk in Betracht gezogen werden. Biogasanlagen, die in der Regel für kleinere Kapazitäten gebaut werden, eignen sich als CO<sub>2</sub>-Quelle für eine Anlage zur Methanisierung mit einer Kapazität von 500 bis 1 000 m<sup>3</sup>/h (NTP). Welche CO<sub>2</sub>-Quellen sich für bestimmte Größen der Methanisierungsanlagen eignen, ist in Tabelle 1 dargestellt.

Da der Überschuss an elektrischer Energie ins Stromnetz eingespeist wird und demnach an jedem Energieverbrauchspunkt in Deutschland verfügbar ist, kann auch die H<sub>2</sub>-Herstellung durch eine Elektrolyse an zahlreichen Standorten erfolgen. Der Elektrolyseprozess benötigt ausschließlich Zugang zu Strom und Wasser.

Der Standort einer Anlage zur Methanisierung von CO<sub>2</sub> hängt stark von der CO<sub>2</sub>-Quelle ab. Das CO<sub>2</sub> kann durch zwei verschiedene Möglichkeiten in die Anlage eingebracht werden. Im ersten Fall wird das CO<sub>2</sub> vor Ort entnommen, gereinigt, gespeichert und dann zur Anlage transportiert. So gibt es keine direkte Verbindung zwischen der Methanisierungsanlage und der Anlage, in der das CO<sub>2</sub> als Abgas bzw. Nebenprodukt produziert wird. Im zweiten Fall wird die Methanisierungsanlage mit der Anlage, die das CO<sub>2</sub> erzeugt, gekoppelt. Die zweite Alternative ist logistisch einfacher und aus ökologischen und finanziellen Gründen günstiger in der Regel als die erste.

Tabelle 1: Mögliche CO<sub>2</sub>-Quellen für eine Methanisierungsanlage

CO <sub>2</sub> -Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h NTP	Beispiele für CO <sub>2</sub> -Quellen
große Anlage 10 000	Zementwerke chemische Prozesse große Kraftwerke
mittlere Anlage 5 000	kleinere Kraftwerke Biomassevergasung
kleine Anlage 500 – 1 000	Biogasanlage Blockheizkraftwerke (BHKW)

### 3.1 CO<sub>2</sub>-Quellen für große Methanisierungsanlagen

In dem Abschnitt werden geeignete CO<sub>2</sub>-Quellen für eine große Anlage zur Methanisierung von 10 000 m<sup>3</sup>/h CO<sub>2</sub> (NTP) anhand von den Abgas- und daraus resultierenden CO<sub>2</sub>-Strömen und Qualitäten betrachtet.

#### 3.1.1 Zementwerke

Im Jahr 2012 gehörten in Deutschland 22 Unternehmen mit zusammen 54 Werken zur deutschen Zementindustrie. Die Zementindustrie ist neben der Aluminiumherstellung einer der energieintensivsten Industrien. Der thermische Energiebedarf für die Produktion von 1 kg Zement betrug im Jahr 1990 3 200 kJ und sank im Jahr 2012 auf 2 866 kJ und wird hauptsächlich für das Brennen des Zementklinkers aufgewendet. Der thermische Energiebedarf für die Zementindustrie in Deutschland ist in Abbildung 1 dargestellt. Zu dem gesamten Energiebedarf für die Herstellung des Zementes muss der elektrische Energiebedarf mitgerechnet werden. Elektrische Energie wird vor allem für die Rohmaterialaufbereitung, Zementmahlung sowie zum Brennen und Kühlen des Klinkers verwendet. Der elektrische Energiebedarf lag im Jahr 2006 bei 99,4 kWh/t Zement und ist 2012 auf 110,8 kWh/t gestiegen. Dies ist auf die höheren Anforderungen an die Produktqualität und den Umweltschutz zurückzuführen. [4]

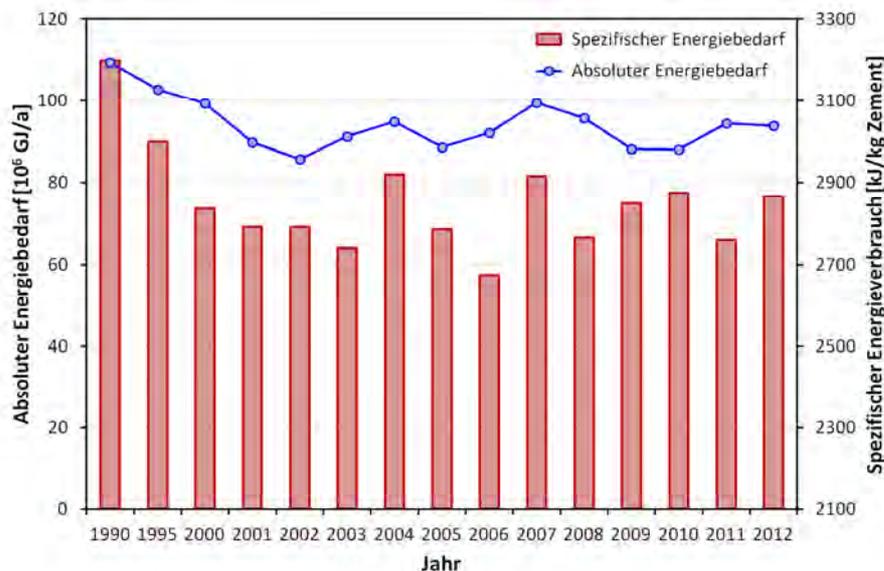


Abbildung 1: Spezifischer und absoluter Brennstoffenergiebedarf (thermisch) der Zementindustrie in Deutschland [4]

Bei der Zementproduktion werden unterschiedliche Brennstoffe als Energieträger eingesetzt. Diese Brennstoffe und die darin enthaltene Energie für die Jahre 1990 und 2012 sind in Tabelle 2 angegeben.

Tabelle 2: Thermischer Energieeinsatz nach Energieträgern [4]

<b>Brennstoff</b>	<b>1990</b> 10 <sup>6</sup> GJ/a	<b>2012</b> 10 <sup>6</sup> GJ/a
Stein, -Braunkohle	93,3	32,1
Petrolkoks	0,8	3,2
Heizöl (S+EL)	4,4	1,0
Erdgas und andere Gase	0,8	0,2
sonstige fossile Brennstoffe	2,1	0,1
Fossile Brennstoffe gesamt	101,4	36,6
Alternative Brennstoffe gesamt	8,1	57,3
Energieeinsatz gesamt	<b>109,5</b>	<b>93,9</b>

Aus Tabelle 2 ist ersichtlich, dass der Einsatz von fossilen Brennstoffen, besonders der Einsatz von Kohle, in den letzten 22 Jahren sehr stark gesunken ist bzw. durch Einsatz von alternativen Brennstoffen eingespart wurde. Unter alternative Brennstoffe zählen Altreifen, Industrie-/Gewerbeabfälle, Altöl und Siedlungsabfall, aber auch biogene Brennstoffe wie Tiermehl und –fett oder Klärschlamm [4].

Die CO<sub>2</sub>-Emission bei der Zementherstellung wird in energie- und rohstoffbedingte Emissionen aufgeteilt. Die rohstoffbedingten Emissionen entstehen bei der Entsäuerung vom Rohstoff Kalkstein (CaO<sub>3</sub>), wobei CO<sub>2</sub> freigesetzt wird. Im Gegensatz zu rohstofflichen Emissionen werden die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert, indem ein Teil der fossilen Brennstoffe durch alternative Brennstoffe ersetzt wird.

Die spezifischen energie- und rohstoffbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Zementindustrie sind in Abbildung 2 dargestellt. Im Jahr 1990 lagen die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei ca. 0,8 t/t Zement und sind in den letzten Jahren auf unter 0,6 t/t Zement gefallen. Die elektrisch- und rohstoffbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind nahezu gleich geblieben.

Bei einer jährlichen Zementproduktion von 32 000 kt im Jahr 2012 entstanden in Deutschland ca. 19x10<sup>6</sup> t CO<sub>2</sub>-Emissionen, die als Abgas in die Atmosphäre ausgestoßen wurden und als Emission aufgezeichnet worden sind. Der tatsächliche CO<sub>2</sub>-

Austoß ist höher, weil bei der Verbrennung von alternativen Brennstoffen auch CO<sub>2</sub> frei wird [4].

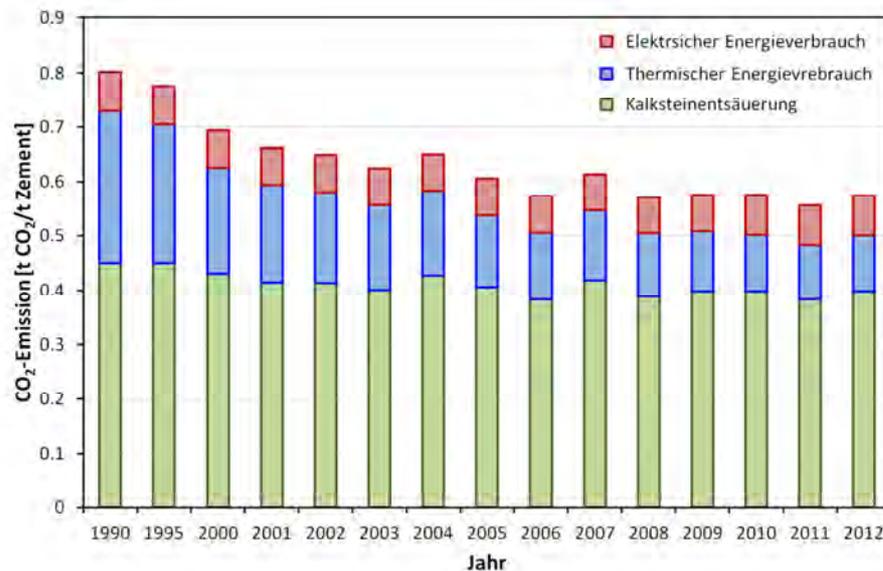


Abbildung 2: Spezifische energie- und rohstoffbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Zementindustrie [4]

Der Volumenstrom an trockenem Abgas aus der Zementproduktion ist abhängig von der Größe der Anlage und liegt im Bereich zwischen 100 000 und 365 000 m<sup>3</sup>/h (NTP). Das tatsächliche Abgas hat eine Feuchte zwischen 8 Vol.-% und 15 Vol.-% [5].

Das trockene Abgas besteht aus 18 – 30 Vol.-% CO<sub>2</sub>, 4 – 13 Vol.-% O<sub>2</sub> und 57 – 78 Vol.-% N<sub>2</sub>. Aus diesen Daten ergibt sich ein CO<sub>2</sub> Strom von ca. 30 000 – 100 000 m<sup>3</sup>/h (NTP), der bei der Methanisierung eingesetzt werden kann. Für die Methanisierung sind die Minorkomponenten von sehr großer Bedeutung, da einige als Katalysatorgifte wirken können. In Tabelle 3 sind Minorkomponenten und deren Anteile, die in Zementwerken im Abgas vorkommen, aufgelistet. Alle in dieser Tabelle aufgelisteten Komponenten können, in bestimmten Mengen, den Katalysator deaktivieren. Nach Angaben von Katalysatorherstellern sollen die Anteile an Minorkomponenten << 100 ppb sein, um eine Katalysatorlebenszeit von 3 Jahren zu gewährleisten. Um diese Werte im Abgas zu erreichen, müsste das Abgas mit einer mitunter aufwendigen und kostenintensiven Gasreinigung (Aminwäschen, Membrangasreinigung, usw.) gereinigt werden. [5 - 6]

Tabelle 3: Minorkomponenten im Abgas in Zementwerken

Komponente	mg/m <sup>3</sup>
Staub	< 20
NO <sub>x</sub> (95 % NO, 5 % NO <sub>2</sub> )	< 500
SO <sub>2</sub>	< 400
∑ C	< 50
Dioxine und Furane (PCDD/F)	< 0,1
Polycyclische Aromaten	< 0,5
Benzol	< 6
HCl - gasförmig	< 15
HF - gasförmig	< 1
BTEX	< 5
NH <sub>3</sub>	< 30

### 3.1.2 Chemische Prozesse

Bei chemischen Prozessen kann CO<sub>2</sub> über eine Vielzahl von Reaktionen als Nebenprodukt oder als Abgas entstehen. Ein Beispiel für die Entstehung von Kohlenstoffdioxid in großen Mengen ist die Herstellung von Propylen bzw. Ethylen sowie die Ammoniak-Synthese.

Propylen und Ethylen sind Kohlenwasserstoffe mit einer Doppelbindung, die durch Aufspaltung von Naphtha in einem Spaltofen (steam cracker) entstehen und in der Produktion von Polymeren eingesetzt werden. Im Jahr 2012 sind in Deutschland 5 650 kt Ethylen produziert worden. Die CO<sub>2</sub> Mengen, die pro t Ethylen entsteht, ist abhängig sowohl vom Eingangsmaterial (Naphtha, Erdgas,...) als auch von der eingesetzten Technologie und kann zwischen 1 und 1,6 t betragen [7, 8]. Die Reinheit des dabei entstandenen CO<sub>2</sub> konnte bei Betreibern der Anlagen aus Geheimhaltungsgründen nicht erfragt werden. Deswegen werden diese CO<sub>2</sub>-Quellen nicht mehr weiterverfolgt.

Bei der Ammoniak-Synthese wird Erdgas in einer Dampfreformierung zu H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> gespalten. Wasserstoff wird mit Stickstoff zu Ammoniak umgesetzt und CO<sub>2</sub> wird entweder weiter in andere Prozesse geführt oder in die Atmosphäre abgelassen. Im Jahr 2012 sind in Deutschland 3 125 kt NH<sub>3</sub> produziert worden. Das Prozessgas CO<sub>2</sub> fällt mit ca. 1,2 - 1,3 t CO<sub>2</sub>/t NH<sub>3</sub> und in einer Reinheit von ≥ 99,5 Vol.-% an. Wesentliche Nebenkomponenten sind Wasser, Wasserstoff und Stickstoff. Manchmal wird dieses technisch reine Prozess-CO<sub>2</sub> zu Lebensmittelqualität weiter aufgereinigt. Dies geschieht z. B. mittels Aktivkohleadsorption und/oder katalytischer Oxidation [8 – 12].

Neben dem Prozessgas (reines CO<sub>2</sub>) fällt bei der Ammoniak-Synthese auch Rauchgas an. Rauchgas fällt je nach Verfahren mit ca. 0,3 - 0,7 t CO<sub>2</sub>/t NH<sub>3</sub> in einer CO<sub>2</sub>-Reinheit von ca. 7 - 12 Vol.-% an. Wesentliche andere Bestandteile sind Stickstoff

und Wasser, in kleineren Mengen Sauerstoff und NO<sub>x</sub>, je nach Brennstoff auch SO<sub>x</sub> und Staub [12].

Für die Methanisierung ist das Prozessgas aus der Ammoniak-Synthese als CO<sub>2</sub>-Quelle sehr gut geeignet, weil dabei sehr große Mengen von sauberen CO<sub>2</sub> anfallen. Dabei muss dieses CO<sub>2</sub> nicht weiter gereinigt werden und kann direkt in den Prozess geführt werden. Bei Verwendung von CO<sub>2</sub> aus der Ammoniak-Synthese für die Methanisierung würde jedoch über Zwischenschritte aus Erdgas SNG erzeugt, was Wirkungsgradtechnisch wenig sinnvoll ist. Eine Einbindung des elektrolytisch erzeugten H<sub>2</sub> in die Synthese bei Überschussstrom könnte stattdessen den Erdgasbedarf reduzieren. Jedoch können an diesem Beispiel die Vorteile der Kombination von Industrieprozessen mit PtG gut gezeigt werden.

### 3.1.3 Kraftwerke

Derzeit gibt es in Deutschland u. a. Braunkohlekraftwerke mit insgesamt 43 Anlagen, Erdgaskraftwerke mit 171 Anlagen und Steinkohlekraftwerke mit 71 Anlagen [13]. Durch Verbrennung von diesen drei fossilen Energieträgern sind im Jahr 2012 insgesamt fast  $500 \cdot 10^6$  t CO<sub>2</sub> als Abgas ausgestoßen worden [8]. Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen für die fossilen Energieträger sind in Tabelle 4 wiedergegeben. In diese Emissionen ist Betrieb, Bereitstellung des Brennstoffs sowie Bau und Abriss der Anlage einbezogen. Bau und Abriss des Kraftwerks können in diesem Zusammenhang auch vernachlässigt werden [14].

Tabelle 4: Spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in deutschen Kraftwerken

<b>Energieträger</b>	<b>Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen in g/kWh</b>
Braunkohle	969 – 1190
Steinkohle	898 – 952
Erdgas GuD	398 – 544

Das Abgas aus einem Kohlekraftwerk enthält neben CO<sub>2</sub> und Wasserdampf auch andere Bestandteile, die sich je nach Herkunft und Art des Brennstoffs unterscheiden. Diese Bestandteile umfassen Stickoxide, Schwefel, Staub, Schwermetalle und Quecksilber. Für die Anwendung solcher Gase in der Methanisierung müssen noch weitere Untersuchungen gemacht werden. Dafür empfiehlt sich eine enge Zusammenarbeit mit Katalysatorherstellern, wobei die Katalysatoren auf die Verträglichkeit gegenüber den vorkommenden Mengen und Arten an Begleitstoffen getestet werden müssen.

## 3.2 CO<sub>2</sub>-Quellen für mittlere Anlagengrößen

Für eine mittlere Anlagengröße zur Methanisierung kann CO<sub>2</sub> aus einem Gaskraftwerk, einer Anlage zur Glasherstellung oder einer Biomassevergasung stammen.

### 3.2.1 Gaskraftwerke

Bei einem Gaskraftwerk wird in der Regel Erdgas verbrannt. Auch andere Gase wie Kuppelgase aus Industrieprozessen, Biogas, Deponiegas, Wasserstoff, Kohlegas aus einer Kohlevergasung oder Gas aus einer Biomassevergasung werden eingesetzt. Bei dem Einsatz in Kraftwerken weisen diese Brennstoffe einen wesentlichen Vorteil gegenüber festen Brennstoff (Kohle) auf. Neben dem einfacheren Aufbau weisen diese Brennstoffe teilweise weniger Spurenstoffe auf. Dadurch kann die Abgasreinigung sehr stark vereinfacht werden. Viele Brenngase weisen ein hohes H/C-Verhältnis auf. Dadurch entsteht bei der Verbrennung spezifisch weniger CO<sub>2</sub> als bei der Verbrennung von Kohle (siehe Tabelle 4) [15]. Im Jahr 2012 sind durch Verbrennung von Gasbrennstoffen ca.  $165 \cdot 10^6$  t CO<sub>2</sub> ausgestoßen worden [8]. Trotzdem muss das Abgas aus den Gaskraftwerken für den Einsatz bei der Methanisierung getestet werden, weil im Erdgas üblicherweise geringe Mengen Schwefel enthalten sind, der für den Methanisierungskatalysator ein Gift darstellt.

### 3.2.2 Glasherstellung

In Deutschland produzieren mehr als 400 Betriebe Glas (inkl. Glaswolle), das durch Schmelzen von Bestandteilen (Gemenge) wie Siliziumoxid, Soda, Pottasche, Kalk usw. gewonnen wird [16]. Im Jahr 2011 wurden mehr als  $7 \cdot 10^6$  t Glas produziert und dabei  $0,7 \cdot 10^6$  t CO<sub>2</sub> ausgestoßen [8].

Das Schmelzen findet meistens in einer Glasschmelzwanne bei einer Temperatur von über 1400 °C statt. Die Schmelzwannen haben eine Kapazität von 1 bis 600 Tonnen Glas pro Tag und sind mit Gas, Erdöl und /oder elektrisch beheizt. Die heißen Abgase aus dem Schmelzvorgang werden zur Vorwärmung der Verbrennungsluft verwendet. Beim Schmelzvorgang entstehen durch Verfeuerung von Brennstoffen und Zersetzung der Rohstoffe Staub und gasförmige Emissionen. Die wichtigsten gasförmigen Emissionen sind Tabelle 5 in zusammengefasst [17].

Tabelle 5: Emissionen im Abgas vom Schmelzvorgang

Emission	Quelle		
	Brennstoff	Gemenge	Verdampfungsprodukt
Schwefeloxide	S im Brennstoff	aus Sulfaten	-
Stickstoffoxide	therm. NO <sub>x</sub>	aus Nitraten	-
Wasserdampf	Oxidationsprozess	Gemengefeuchte	-
Kohlenmonoxid	Oxidationsprozess	aus Carbonaten	-
HCl	-	-	Chloride im Rohstoff
HF	-	-	Fluoride im Rohstoff
Staub	-	Salze aus SO <sub>2</sub> , CO <sub>3</sub>	Salze aus Na, K, B, Pb, As, Sb, Cd, Ni,...

Art und Anteil an Emissionen hängt dem verwendeten Brennstoff, der Glasart, dem Verfahren und dem Einsatz an Rücklaufscherben ab. Die Emissionsgrenzen in Deutschland sind in Tabelle 6 dargestellt [17, 18].

Tabelle 6: Emissionsgrenzwerte für Glasschmelzöfen in Deutschland

Emission	Wert
Schwefeloxide	< 0,3 – 0,7 g/m <sup>3</sup> (Gasbeheizt) < 0,7 – 1,4 g/m <sup>3</sup> (Ölbeheizt)
Stickstoffoxide	< 0,5 g/m <sup>3</sup>
Kohlenmonoxid	< 0,1 g/m <sup>3</sup>
HCl	< 20 mg/m <sup>3</sup>
HF	< 5 mg/m <sup>3</sup>
Staub	< 10 mg/m <sup>3</sup>
Cd, Tl	< 0,2 mg/m <sup>3</sup>
As, Se, Co, Ni	< 1 mg/m <sup>3</sup>
Sb, Pb, Cr, Cu, Mn, V	< 5 mg/m <sup>3</sup>

Bei den herkömmlichen Glaswannen wird zum Brennstoff Luft beigemischt, um die vollständige Verbrennung des Brennstoffes und Erreichung der Temperatur zu gewährleisten. In dem Fall ist das CO<sub>2</sub> im Abgas mit Stickstoff stark verdünnt und muss mittels einer Aminwäsche aus dem Abgas abgetrennt werden. Bei dem Oxy-Fuel-

Prozess wird die vorgewärmte Verbrennungsluft durch reinen Sauerstoff ersetzt. Das führt zu mehreren positiven Effekten [19]:

- CO<sub>2</sub> im Abgas wird nicht mit N<sub>2</sub> stark verdünnt,
- Minderung der NO<sub>x</sub>-Emissionen um 80 bis 95 %,
- Reduzierung des Primärenergieverbrauches um 50 bis 60 %,
- geringe Investitionskosten,
- Kapazitätserhöhung und
- Verbesserung der Produktqualität.

Die Oxy-Fuel-Technik wird weltweit in ca. 100 und in Deutschland in nur ca. 5 Schmelzwannen angewendet. Der Grund dafür sind vor allem hohe Betriebskosten bedingt durch die Lufttrennung zur Erzeugung von Sauerstoff.

Das Abgas (ca. 1 000 m<sup>3</sup>/h (NTP) trocken) nach einer Schmelzwanne, die mit Oxy-Fuel-Technik befeuert wird, ist in Tabelle 7 zusammengefasst. Andere Komponenten wie Schwermetalle sind nicht bestimmt worden [20]. Um das Gas aus dem Oxy-Fuel-Prozess in einer Methanisierung verwenden zu können, muss das CO<sub>2</sub> abgetrennt werden. Wie sich eventuell im CO<sub>2</sub> enthaltene Schwermetalle auf den Katalysator auswirken, muss mit dem Katalysatorhersteller geklärt werden.

Tabelle 7: Zusammensetzung des Abgases (Oxy-Fuel-Technik)

Komponente	Anteil in Vol.-%
NO <sub>x</sub>	0,29
As <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,02
CO <sub>2</sub>	57,18
CO	0,01
O <sub>2</sub>	11,44
N <sub>2</sub>	30,88
B <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,18

### 3.2.3 Biomassevergasung

Eine weitere C-Quelle kann die Biomassevergasung darstellen. Bei diesem Prozess wird der feste Rohstoff in Synthesegas umgewandelt. Als Biomasse werden ligninreiche Biomassen wie z. B. Holz und Stroh verwendet. Im Jahr 2002 standen in Deutschland 70\*10<sup>6</sup> t biogener Reststoffe und Abfälle (organische Trockensubstanz)

zur energetischen Nutzung zur Verfügung. In Abbildung 3 ist die Aufteilung und das Potenzial an biogenen Reststoffen und Abfällen gezeigt [21].

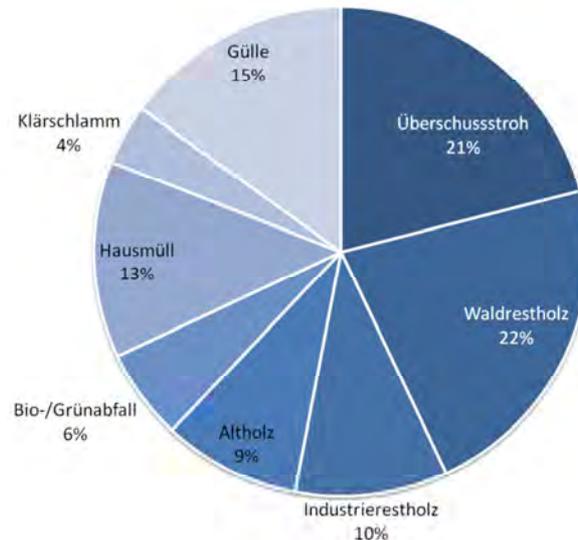


Abbildung 3: Biogene Reststoffe und Abfälle in Deutschland im Jahr 2002 [21]

Ein hohes Potenzial weisen Überschussstroh und Waldrestholz aus Land- und Forstwirtschaft dar. Mit zusammen 43 % der gesamten biogenen Reststoffe und Abfälle ergeben sich mehr als  $30 \cdot 10^6$  t Biomasse, die weiterverarbeitet werden können. Darüber hinaus haben diese den zusätzlichen Vorteil, dass sie eine homogene Zusammensetzung aufweisen. Beispielweise besitzen die Industrie- und Althölzer noch Rückstände von Lacken und Farben, die auf den Prozess (Biomassevergasung) einen ungewissen Einfluss haben. Weiterhin sollte Gülle aufgrund des sehr hohen Wassergehalts von über 90 % besser in Biogasanlagen eingesetzt werden.

Die Biomasse-Vergasung kann mit unterschiedlichen Vergasungsmitteln wie Luft, Gemischen aus Luft / O<sub>2</sub> und Wasserdampf durchgeführt werden. Dementsprechend unterscheiden sich die Zusammensetzungen des Synthesegases (Tabelle 8) [21].

Tabelle 8: Zusammensetzung des Synthesegases (trocken) nach einer Biomassevergasung [21]

Komponente in Vol.-%	Vergasungsmittel		
	Luft	Luft/O <sub>2</sub> (80 %)	Wasserdampf
CO	10 - 20	40 – 50	25 – 47
H <sub>2</sub>	9 - 20	9 – 17	35 - 50
CH <sub>4</sub>	1 - 8	< 1	14 - 25
CO <sub>2</sub>	10 - 20	19 – 25	9 - 15
N <sub>2</sub>	40 - 55	15 – 30	2 - 3

Neben den in Tabelle 8 aufgeführten Gaskomponenten bringt das Synthesegas eine Reihe an Verunreinigungen mit, die bei einer nachgeschalteten Gasreinigung entfernt werden müssen. Diese Verunreinigungen sind Staub, Teer, Cl-, S-, und N-Verbindungen und Alkalien.

### 3.3 CO<sub>2</sub>-Quellen für kleine Methanisierungsanlagen

#### 3.3.1 Biogasanlagen

Aufgrund des Umstiegs auf erneuerbare Energien haben Biogasanlagen in den letzten Jahren an Relevanz gewonnen. Als Folge hat die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland innerhalb der letzten fünf Jahre stark zugenommen.

Die Entwicklung von Biogasanlagen ist in Abbildung 4 dargestellt. Momentan werden in Deutschland über 7.720 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 3.550 MW betrieben. Die durchschnittliche Anlagenleistung entwickelte sich von 125 kW (el) im Jahr 2004 auf etwa 440 kW (el) in 2012 [25]. Im Jahr 2011 wurden etwa 16,5 Mrd. kWh Strom aus Biogas erzeugt, was in etwa 2,7 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland, bzw. ca. 14,4 % der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien entspricht [22]. Die Anzahl an Biogasanlagen in Deutschland pro Bundesland (Stand: 31.12.2012) ist in Abbildung 5 dargestellt.

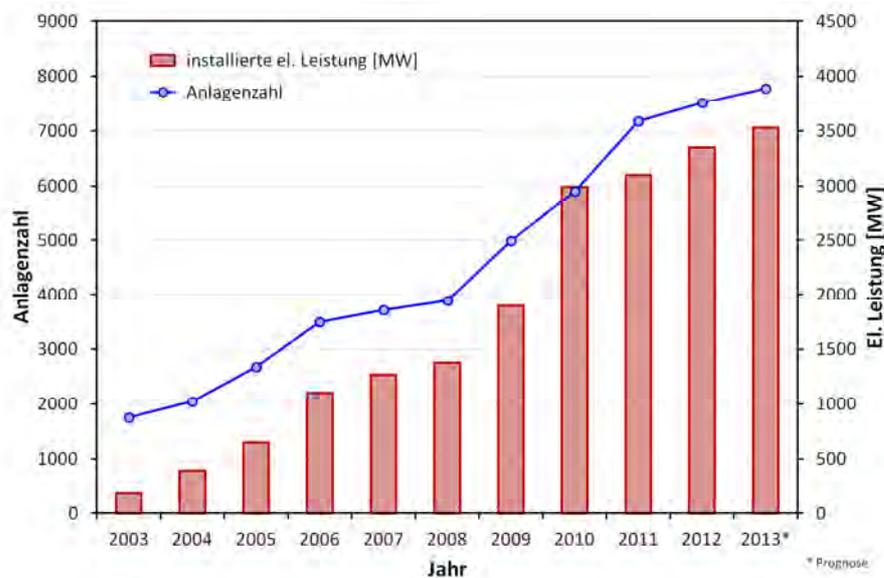


Abbildung 4: Bestandentwicklung von Biogasanlagen in Deutschland [22]

Die meisten Biogasanlagen sind im ländlichen Raum zu finden. Derzeit sind Bayern, Niedersachsen und Mecklenburg Vorpommern die Bundesländer, die sich durch hohe Stromerzeugung durch Biogas auszeichnen. Die größten Anlagen wurden in Mecklenburg-Vorpommern beim Unternehmen NAWARO BioEnergie AG mit einer Gesamtkapazität von 20 000 m<sup>3</sup>/h Biogas entwickelt und gebaut. Derzeit plant dieses Unternehmen weitere Projekte in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, insbesondere Kreis Spree-Neiße, aber auch in Märkisch-Oderland, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Schleswig-Holstein. In Bayern sind insgesamt die meisten Biogasanlagen zu finden. Ein optimaler Bereich für die benötigte Kapazität liegt zwischen 500 und 1 000 m<sup>3</sup>/h Biogas. Bei kleineren Biogasanlagen können Cluster gebildet werden, d.h. mehrere kleine Biogasanlagen werden gekoppelt und einer größeren Methanisierungsanlage zugeordnet.



Abbildung 5: Verteilung der Biogasanlagen auf die Bundesländer Jahr 2012 [26]

In den Biogasanlagen wird Biogas während des mikrobiellen Abbaus von organischer Substanz unter Luftausschluss erzeugt. Biogas kann generell aus einer Vielzahl von Substraten hergestellt werden. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen kommen Stroh, Gras, Mais, Futterreste und viele andere organische, landwirtschaftliche Abfälle zum Einsatz. Größere Anlagen zur Biogaserzeugung mit angeschlossener Aufbereitung verwenden häufig Maissilage als Kohlenstoffsubstrat.

Das gebildete Gasgemisch besteht zu ca. zwei Dritteln aus Methan (bei Maissilage zwischen 50 und 55 %) und gegebenenfalls einem Drittel aus Kohlenstoffdioxid sowie geringen Mengen an Wasser, Schwefelwasserstoff, Wasserstoff, Ammoniak und anderen Spurengasen (siehe Tabelle 9) [27]. Jedoch hängt der Gehalt von Methan im Biogas von mehreren Faktoren ab, wie zum Beispiel den verwendeten Substraten, den technischen und biologischen Kennziffern der Anlage und dem Gärprozess.

Bei der Kopplung einer Methanisierungsanlage an eine Biogasanlage sind zwei unterschiedliche Prozessketten denkbar. Es kann einzeln aus dem Rohbiogas abgetrennt oder auch in einem Gemisch mit Methan benutzt werden. D.h. zur Umwandlung des erzeugten Kohlenstoffdioxids in Biomethan kann das Rohbiogas, ohne die Kohlenstoffdioxidabscheidung, als Synthesegas zur Methanisierung verwendet werden [35]. Der Zusatz von Methan in die Zulaufströmung des Reaktors weist den Vorteil auf, dass das mit Methan vermischte Kohlenstoffdioxid auch als eine Maßnahme zur Kontrolle der Reaktionswärme dient. Das im Rohbiogas enthaltene  $H_2S$  muss jedoch vor der Methanisierung entfernt werden.

Tabelle 9: Zusammensetzung von Rohbiogas aus Biogasanlagen

Bestandteil	Konzentration
Methan (CH <sub>4</sub> )	50 - 75 Vol.-%
Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	25 -45 Vol.-%
Wasserdampf (H <sub>2</sub> O)	2 - 7 Vol.-%
Schwefelwasserstoff (H <sub>2</sub> S)	20 - 20.000 ppm
Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	< 2 Vol.-%
Stickstoff (N <sub>2</sub> )	< 2 Vol.-%
Ammoniak (NH <sub>3</sub> )	< 1 Vol.-%
Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	< 1 Vol.-%
Spurenelemente (Si, Cl, F,...)	< 2 Vol.-%

Bis zum Jahr 2007 war in Deutschland die Anzahl der Biogasaufbereitungsanlagen, in denen das Biogas zu Biomethan aufbereitet wird, unbedeutend (siehe Abbildung 6) [22].

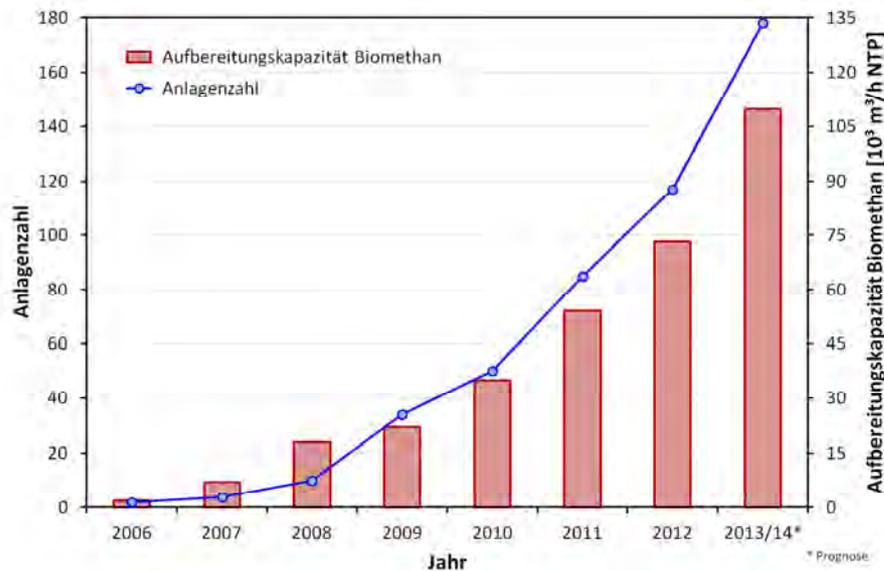


Abbildung 6: Entwicklung von Biogaseinspeiseanlagen in Deutschland

Von 2008 bis 2011 wurde die Anlagenanzahl pro Jahr durchschnittlich um den Faktor 1,6 gesteigert. Zum Ende des Jahres 2013 wurden an ca. 131 Anlagen ca. 81 130 m<sup>3</sup>/h (NTP) aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz eingespeist. Aktuell wird in Deutschland Biogas hauptsächlich zur Erzeugung von Strom und Wärme in BHKW eingesetzt.

### 3.4 Geeignete CO<sub>2</sub>-Quellen

Eine ideale CO<sub>2</sub>-Quelle für die Methanisierung ist ein sauberer CO<sub>2</sub>-Strom, der als Abfall oder Nebenprodukt bereitgestellt werden kann. Verunreinigungen im Gas, wie Schwefel, Halogene und Sauerstoff können als Katalysatorgift bei der Methanisierung wirken. Dies bedeutet, dass das CO<sub>2</sub>-reiche Gas entweder gereinigt werden muss, oder der Katalysator muss öfters gewechselt werden. Beide Schritte verursachen Kosten im Bau bzw. im Betrieb der Anlage.

Es werden im Weiteren folgende Prozesse in Betracht gezogen:

- Ammoniak-Synthese,
- Glasherstellung Oxyfuel-Prozess ,
- Biomassevergasung und
- Biogasanlage.

### 3.5 Potenziale eines nachhaltigen CO<sub>2</sub>-Kreislaufs

Bei der Ammoniak-Synthese oder beim Oxyfuel-Prozess wird Kohlenstoffdioxid freigesetzt, welches "graues CO<sub>2</sub>" genannt wird, da bei diesen Verfahren in der Regel fossile Brennstoffe, wie z.B. Erdgas eingesetzt werden.

Im Gegensatz hierzu entsteht "grünes CO<sub>2</sub>" beispielsweise bei der Vergärung oder Vergasung nachwachsender Biomasse. Das entstehende CO<sub>2</sub> wurde vorher von Pflanzen aus der Luft aufgenommen und gebunden. In einer Gesamtsystembetrachtung heben sich der Entzug von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre durch das Pflanzenwachstum und die Freisetzung von CO<sub>2</sub> bei der Verbrennung auf. In dem Fall kommt es zu einem nachhaltigen CO<sub>2</sub>-Kreislauf. Damit stellt dieses CO<sub>2</sub> eine insgesamt geringere Belastung für die Atmosphäre dar als CO<sub>2</sub>, das bei der Verbrennung von fossilen Kraftstoffen emittiert wird.

Grünes CO<sub>2</sub> für die Methanisierung kann derzeit aus einer Biogasanlage entnommen werden. Im Jahr 2013 wurden in Deutschland ca. 71.200 m<sup>3</sup>/h (NTP) Biomethan aus den Biogaseinspeiseanlagen produziert [23]. Daraus resultieren ca. 60.000 m<sup>3</sup>/h (NTP) CO<sub>2</sub>, welche für eine Umwandlung in SNG (unter Verwendung von Wasserstoff) zur Verfügung stehen. Allerdings werden für die Produktion der entsprechenden Menge an Wasserstoff mittels Elektrolyse über 1 GWh Strom benötigt.

In Abbildung 7 ist das Potenzial der grünen CO<sub>2</sub>-Quelle für das Jahr 2030 dargestellt. Um die definierten klimapolitischen Ziele zu erreichen, müssen 2030 demnach etwa 10 Milliarden m<sup>3</sup>/a (NTP) Biomethan aus Biogasanlagen in das Erdgasnetz einge-

speist werden. Auf Basis dieser Zahlen ergibt sich für das Jahr 2030 eine Menge an CO<sub>2</sub> von ca.  $7 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>/a (NTP), die bei der Produktion von Biomethan als Nebenprodukt entstehen. Um diese Menge an CO<sub>2</sub> in SNG umzuwandeln, werden ca. 153 TWh Strom für die Wasserstoff-Produktion benötigt. Es ist jedoch fraglich, ob die Ziele für 2030 bezüglich Biogasproduktion erzielt werden können. Bei einer vollständigen Methanisierung dieser Menge, wird in 2030 ein zusätzlicher Strombedarf von 16 TWh für die Herstellung des notwendigen Wasserstoffs erforderlich. Neben Biogasanlagen wird auch bei der Vergasung von Holz oder Stroh „grünes CO<sub>2</sub>“ freigesetzt. Aktuell werden diese Verfahren in Deutschland jedoch nicht kommerziell eingesetzt.

Entsprechend des Energiekonzepts des Umwelt-Bundesamts [24] werden im Jahr 2050 zwischen 6,3 und 40 TWh speicherbare Stromüberschüsse vorhanden sein. Eine Möglichkeit zur Speicherung bietet in diesem Zusammenhang die Methanisierung, da die erforderlichen Mengen an „grünem CO<sub>2</sub>“ bereits 2030 vorhanden sein könnten.

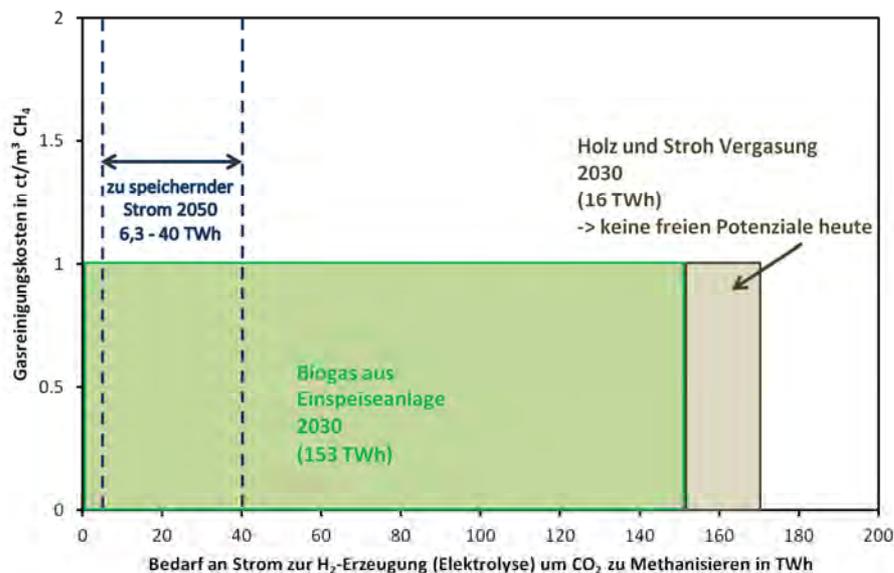


Abbildung 7: CO<sub>2</sub> Potenzial für das Jahr 2030

## 4 Stand der Technik

In diesem Abschnitt wird der Stand der Technik von verschiedenen Methanisierungsverfahren (Festbett, Wirbelschicht und Dreiphasen-Reaktor) beschrieben. Darüber hinaus wird der Stand der Technik im Bereich der Methanisierung erfasst. Prozesse von ausgewählten Anlagen werden detailliert beschrieben.

### 4.1 Grundlagen

#### 4.1.1 Allgemein

Die Methanisierungsreaktion wurde 1902 von dem Franzosen Paul Sabatier [28] entdeckt. Die Methanisierung (Gl. 1 und Gl. 3) ist eine stark exotherme Reaktion von  $H_2$  mit CO und/oder  $CO_2$ . Sie wird heterogen, meist mit Nickel als Aktivkomponente, katalysiert. Das häufigste Trägermaterial ist  $Al_2O_3$ , darüber hinaus werden die Katalysatoren häufig mit Promotoren versehen.

#### CO-Methanisierung:



#### Wassergas-Shift Reaktion:



#### CO<sub>2</sub>-Methanisierung:



#### Fischer-Tropsch Reaktion:



#### Boudouard-Reaktion:



Die Selektivität der CO-Methanisierung (Gl. 1) liegt bei stöchiometrischem  $H_2/CO$ -Verhältnis in der Regel merklich unter 100 % [29 - 33]. Die wichtigsten Nebenreaktionen sind die Wassergas-Shift Reaktion entsprechend Gl. 2 sowie die Bildung von kurzkettigen Alkanen und Alkenen durch die Fischer-Tropsch Synthese entsprechend Gl. 4. Mit zunehmender Temperatur nimmt die Selektivität zu  $CO_2$  zu, die zu höheren Kohlenwasserstoffen ab [33]. Eine Erhöhung des  $H_2/CO$ -Verhältnisses erhöht die  $CH_4$ -Selektivität [32]. Eine weitere Nebenreaktion der CO-Methanisierung ist

die Boudourd-Reaktion (Gl. 5). Da der dabei entstehende feste Kohlenstoff zur Katalysatordesaktivierung führen kann, sollte diese Reaktion unterdrückt werden.

Die  $\text{CO}_2$ -Methanisierung ist im Gegensatz zur  $\text{CO}$ -Methanisierung eine hochselektive Reaktion ( $S_{\text{CH}_4, \text{CO}_2} > 98 \%$ ) [29, 31, 33, 34]. Ein Nebenprodukt ist, abgesehen von Spuren von Alkanen, vor allem  $\text{CO}$ . Die  $\text{CO}_2$ -Methanisierung wird jedoch unterdrückt, sobald der Anteil an  $\text{CO}$  einen gewissen Grenzwert überschreitet (Grenzwert  $< 1 \%$ ) [1, 2]. Wahrscheinlich ist die  $\text{CO}_2$ -Methanisierung (für gängige Methanisierungskatalysatoren und -bedingungen) eine Kombination aus der Rückreaktion der Wassergas-Shift Reaktion (Gl. 2) und der  $\text{CO}$ -Methanisierung (Gl. 1) [34, 36], wobei eine direkte Umsetzung von  $\text{CO}_2$  zu  $\text{CH}_4$  nicht ausgeschlossen werden kann.

#### 4.1.2 Gleichgewichtsbetrachtungen

Der Gleichgewichtsumsatz bei den Methanisierungsreaktionen mit Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid sind abhängig von Temperatur, Druck und Zusammensetzung der Reaktanten. Abbildung 8 und Abbildung 9 stellen jeweils die Wirkung von Druck und Temperatur auf den Gleichgewichtsumsatz und die Gleichgewichtsausbeute mit Kohlenstoffmonoxid bzw. Kohlenstoffdioxid dar [39].

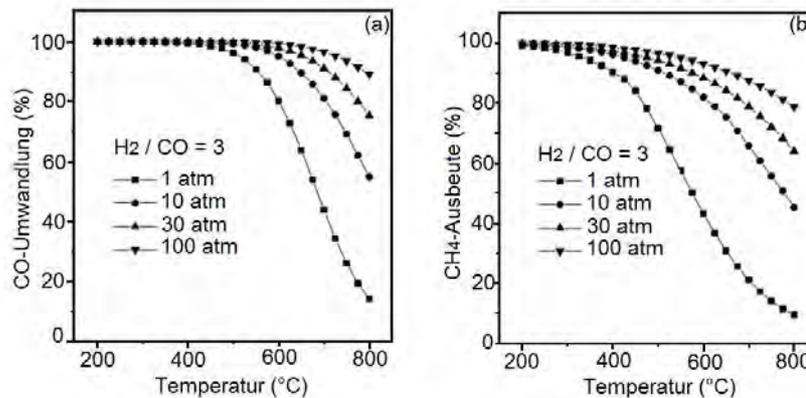


Abbildung 8: CO-Umwandlung - Einfluss von Druck und Temperatur (Gleichgewichtsberechnungen) [39]

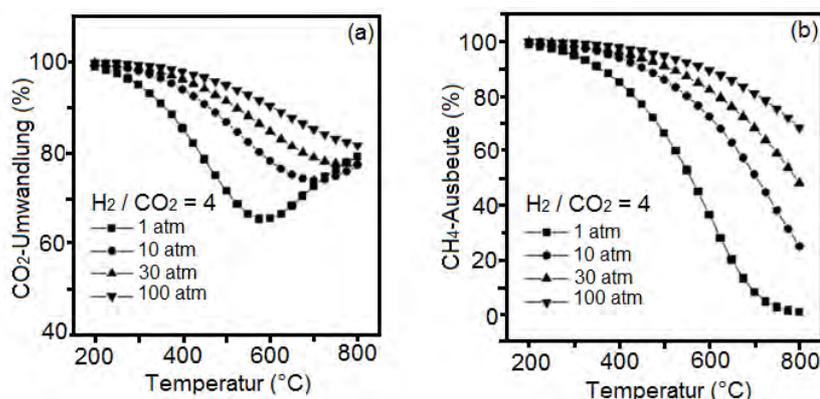


Abbildung 9: CO<sub>2</sub>-Umwandlung - Einfluss von Druck und Temperatur (Gleichgewichtsrechnungen) [39]

Bei einer hinsichtlich hohem Gleichgewichtsumsatz optimierten Methanisierung soll die Reaktion bei einer relativ niedrigen Temperatur ablaufen, d.h. unter 300 °C. In diesem Temperaturbereich ist die maximal mögliche CH<sub>4</sub>-Ausbeute bei CO-Methanisierung annähernd 100 %, in der Praxis ist aufgrund kinetischer Effekte jedoch mit einer merklich geringeren Selektivität zu rechnen. Steigt die Temperatur weiter an, muss auch der Druck erhöht werden, damit die maximale CH<sub>4</sub>-Ausbeute ausreichend hoch bleibt. Grundsätzlich könnte die Methanisierung auch unterhalb von 220 °C stattfinden. Dies wird in den großtechnischen Prozessen nicht gemacht, weil sich bei einer Temperatur von < 220 °C Nickel-Carbonyle bilden können, die stark krebserregend sind, zum Austrag des Katalysators führen und den Katalysator desaktivieren. Zudem ist vor allem für die CO<sub>2</sub>-Methanisierung bei T < 220 °C nur noch eine geringe Reaktionsgeschwindigkeit vorhanden.

### 4.1.3 Kinetik

Die Methansynthese kann grundsätzlich von allen Elementen der achten Nebengruppe des Periodensystems [40] sowie an Silber und Molybdän katalysiert werden [39]. In Tabelle 10 sind diese Elemente aufgeführt [41].

Tabelle 10: Mögliche Katalysatorstoffe für die Methanisierungsreaktion – Elemente der VIII. Nebengruppe

Aktivitäts-Reihenfolge	Ru > Fe > Ni > Co > Rh > Pd > Pt > Ir
Selektivität zu CH <sub>4</sub>	Pd > Pt > Ir > Ni > Rh > Co > Fe > Ru
Preis/kg(roh)	Rh > Pt > Pd > Ir > Ru > Co > Ni > Fe

Durchgesetzt haben sich aufgrund des niedrigen Preises bei hoher Aktivität Nickel-basierte Katalysatoren, obwohl diese Empfindlich gegenüber organischen Schwefelverbindungen sind sowie zu Carbonylbildung und Verkokung neigen.

Nach der 2010 veröffentlichten Arbeit von Kopyscinski et al. [42] gibt es bereits über 45 Kinetiken für die CO- und CO<sub>2</sub>-Methanisierung. Häufig werden einfache Potenzansätze verwendet, vor allem neuere Arbeiten verwenden jedoch auch komplizierte Ansätze wie den Langmuir–Hinshelwood Ansatz. Bei Potenzansätzen hat CO fast immer eine negative Reaktionsordnung (Tabelle 11), während die Reaktionsgeschwindigkeit immer mit dem H<sub>2</sub>-Partialdruck zunimmt.

Klose und Baerns [49], Kopyscinski et al. [42] sowie Zhang et al. [50] haben Ansätze mit Hemmtermen verwendet und zudem die Wassergas-Shift Reaktion berücksichtigt.

Tabelle 11: Kinetische Ansätze aus der Literatur für die CO-Methanisierung unter Einsatz von Nickel (a: CO, b: H<sub>2</sub>)

Potenzansätze				
Autor	Katalysator	Bedingungen	Reaktionsordnung	E <sub>A</sub> in kJ/mol
Hammer, 1968 [47]	Ni/MgO	230 °C 1 – 10 bar	a = -0,25 b = 0,66	108
Vannice, 1975 [40, 48]	5 % Ni/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	250 – 300 °C ≈ 1 bar	a = -0,31 b = 0,77	104,7
Inui, 1978 [33]	5 % Ni/SiO <sub>2</sub>	203 °C ≈ 1 bar	a = -0,48 b = 0,85	93,4
Becker, 1982 [32]	Ni-haltig (kommerziell)	400 – 520 °C 30 – 90 bar	a = 0 b = 0,56	108
Becker, 1982 [32]	Ni-Mo-haltig (kommerziell)	400 – 520 °C 30 – 90 bar	a = -0,46 b = 1,41	105

<b>Weitere Ansätze (z. B. Langmuir–Hinshelwood)</b>				
<b>Autor</b>	<b>Katalysator</b>	<b>Bedingungen Parameter / An- satz</b>	<b>Hemm- terme</b>	<b><math>E_A</math> in kJ/mol</b>
Klose und Baerns, 1984 [49]	Ni/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	180 – 284 °C 1 – 25 bar	CO, H <sub>2</sub>	103
Kopyscinski, 2010 [42]	50 % Ni/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	280 – 360 °C ≤ 2 bar	CO, H <sub>2</sub> O	74,1
Zhang, 2013 [50]	50 % Ni (kommerziell)	250 – 360 °C 1 – 5 bar	CO, H <sub>2</sub>	103

Bei der CO<sub>2</sub>-Methanisierung ergeben sich deutlich andere Abhängigkeiten. Nach den Ansätzen aus der Literatur (Tabelle 12) ist die Reaktionsgeschwindigkeit weniger oder nicht vom H<sub>2</sub>-Partialdruck abhängig. Dagegen ist die Kinetik der CO<sub>2</sub>-Methanisierung stark von  $p_{CO_2}$  abhängig, wobei die Reaktionsordnung immer positiv ist. Die Aktivierungsenergien sind tendenziell geringer als bei CO. Somit ist die Temperaturabhängigkeit der CO<sub>2</sub>-Methanisierung geringer.

Tabelle 12: Kinetische Ansätze aus der Literatur für die CO<sub>2</sub>-Methanisierung (a: CO<sub>2</sub>, b: H<sub>2</sub>)

<b>Potenzansätze</b>				
<b>Autor</b>	<b>Katalysator</b>	<b>Bedingungen</b>	<b>Reaktionsordnung</b>	<b>E<sub>A</sub> in kJ/mol</b>
Inui, 1978 [33]	5 % Ni/SiO <sub>2</sub>	203 °C ≈ 1 bar	a = 0,58 b = 0	82,1
Chiang und Hopper, 1983 [51]	58 % Ni/ Kieselgur	277 – 318 °C 7 – 17 bar	a = 0,66 b = 0,21	61
Kaltenmaier, 1988 [36]	38,1 % Ni (kommerziell)	400 – 520 °C ≤ 65 bar	a = 0,7 b = 0	90
<b>Weitere Ansätze</b>				
<b>Autor</b>	<b>Katalysator</b>	<b>Bedingungen</b>	<b>Anmerkung</b>	<b>E<sub>A</sub> in kJ/mol</b>
Weatherbee und Bartholomew, 1982 [34]	3 % Ni/SiO <sub>2</sub>	227 – 327 °C 1,4 bar	Hemmterme: CO, H <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub>	94
Traa und Weitkamp, 1998 [52]	3,8 % Ru/TiO <sub>2</sub>	153 – 210 °C	Hemmterme: CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> O	-
Brooks, 2006 [53]	3 % Ru/TiO <sub>2</sub>	250 – 400 °C 1 bar	Mit Gleichgewichts- limitierung	69

## 4.2 Überblick Methanisierungsverfahren

Zahlreiche Reaktorkonzepte wurden/werden für die SNG-Erzeugung untersucht. Das Augenmerk liegt dabei vor allem darauf, die hohe Wärmeentwicklung bei der Reaktion zu beherrschen. Einige Konzepte sind in Tabelle 13 zusammengestellt.

Tabelle 13: Übersicht über einige Konzepte zur Methanisierung [54 - 57, 64]

Name	TREMP	Lurgi/Sasol	Comflux	LPM	Werlte
Entwickler	Haldor Topsøe	Lurgi	Thyssengas/ EBI (PSI)	Chem. Systems	MAN
Reaktortyp	ad. FB	ad. FB	WS	3PM	Wandge- kühltes FB
Stufen	3	2	1	1	1
$p$ in bar	30	18	20 – 60	70	< 10
$T$ in °C	300 – 700	bis 450	bis 550	340	200 – 550
Jahr	1979	1974	1980 (2004)	1976	2014

#### 4.2.1 Festbettverfahren

Ein Festbettreaktor besteht im Wesentlichen aus einem vertikal durchströmten Reaktor mit einem Katalysatorbett. Das feste Katalysatorbett verhält sich wie ein poröses Medium, in dem die reaktiven Spezies auf der Katalysatoroberfläche reagieren. Wegen seiner limitierten Wärmeabfuhr ist die Wärmeübertragung im Festbettreaktor vergleichsweise schlechter als im Wirbelschichtreaktor. Dieser Reaktortyp wird am meisten für heterogen katalysierte Fluid-Feststoff-Reaktionen eingesetzt und kann in drei Subtypen untergliedert werden: Vollraumreaktoren, Hordenreaktoren und Rohr-bündelreaktoren (siehe

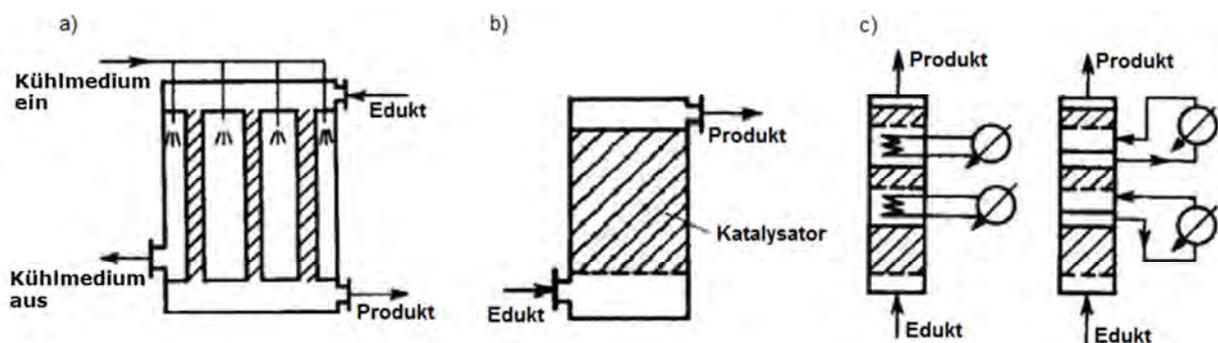


Abbildung 10) [43].

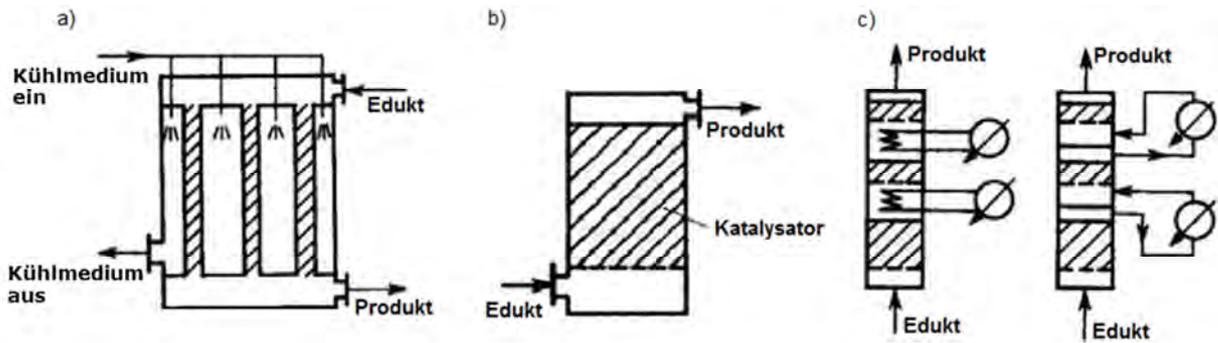


Abbildung 10: Schematische Darstellung eines a) Rohrbündelreaktors, b) Vollraumreaktors und c) Hordenreaktors mit innenliegenden und außenliegenden Wärmeübertragern

Die Reaktionen können bei isothermer, adiabatischer oder polytroper Fahrweise ablaufen. Bei isothermer Fahrweise strömt das Edukt in den Reaktor bei  $T_0$  und die Reaktions- und Produkttemperaturen bleiben bei  $T_0$  konstant. Bei polytroper und adiabatischer Fahrweise besteht im Reaktor ein Temperaturprofil. Für exotherme Gleichgewichtsreaktionen sind die isotherme, polytrope und adiabatische Trajektorien in Abbildung 11.a dargestellt [44]. Der Umsatz  $X$  ist eine Funktion der Temperatur und für dieses gilt:  $T = T_0 + DT_{ad} \cdot X$  ( $DT_{ad}$  ist die maximale Temperaturänderung der Reaktionsmischung bei vollständigem Umsatz ( $X = 1$ ) und adiabatischer Reaktionsführung) [45].

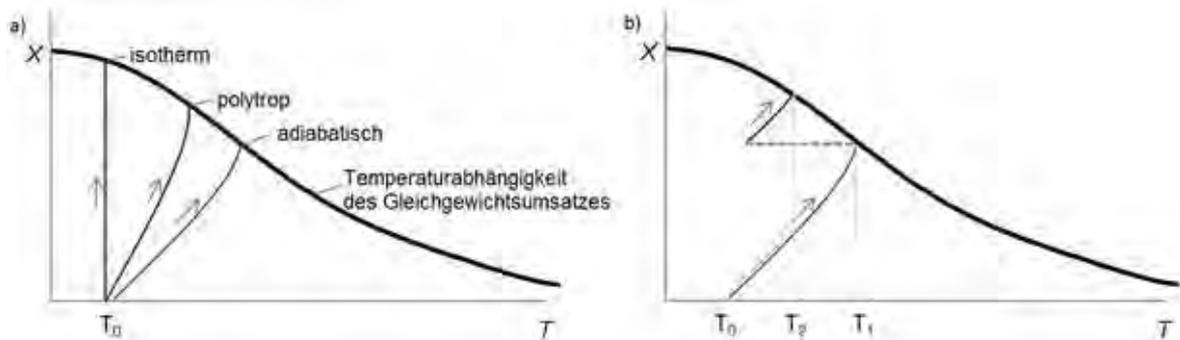


Abbildung 11: Umsatz als Funktion der Temperatur bei isothermer, polytroper und adiabatischer Fahrweise einer exothermen Reaktion [44]

Durch die Einstellung des Reaktionsgleichgewichtes wird der Umsatz bei adiabatischer oder polytroper Fahrweise durch eine maximale Temperatur  $T_1$  begrenzt (Abbildung 11.b). Infolgedessen ist es mitunter schwierig, einen hohen Umsatz in einem Reaktor zu erreichen. Jedoch kann durch Abkühlen des Produktgases und anschließender wiederholter Reaktion ein höherer Umsatz bei  $T_2$  erzielt werden. Aufgrund der stark exothermen Methanisierungsreaktion werden oft mehrere adiabatische Festbettreaktoren zusammenschaltet, die entweder parallel oder in Serie

angeordnet werden. Dadurch entstehen pro Stufe moderate Konversionsraten sowie moderate Abwärmeströme [46]. Weitere mögliche Maßnahmen zur Begrenzung der Reaktionstemperatur im Reaktor sind Gasrückführung, interne und externe Abkühlung sowie Verwendung von Verdünnungsmitteln wie Wasserdampf. Vor- und Nachteile des Festbettverfahrens sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Vor- und Nachteile des Festbettverfahrens

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringer Katalysatorverschleiß bzw. Katalysatorverlust</li> <li>• hohe Reaktionsgeschwindigkeit</li> <li>• ausgereifte Technologie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hoher apparativer Aufwand</li> <li>• schlechte Wärmeübertragung</li> <li>• thermische Katalysatorbelastung</li> <li>• schwierige Temperaturbegrenzung</li> <li>• mehrstufig, notwendige Gasrückführung und/oder Verdünnung des Frischgases (vor allem für adiabates Festbett)</li> </ul>

#### 4.2.2 Wirbelschichtverfahren

Der Wirbelschichtreaktor ist ein Behälter mit feinkörnigen Katalysatorpartikeln, die durch die gasförmigen Reaktanden fluidisiert werden (siehe Abbildung 12). Dies ermöglicht, im Gegensatz zu den Festbettreaktoren, eine gute Vermischung zwischen Fluid und Feststoff und eine bessere Wärmeübertragung. Dieser Reaktortyp wird häufig für katalysierte Fluid-Feststoff-Reaktionen eingesetzt [43].

Der Wirbelschichtreaktor lässt sich leichter unter isothermen Bedingungen betreiben, da eine gleichmäßige Feststoff- und einheitliche Temperaturverteilung innerhalb der gesamten Wirbelschicht zu erreichen ist (Tabelle 15). Selbst große Wärmemengen der stark exothermen Methanisierungsreaktion können durch einen Wärmetauscher im Wirbelbett abgeführt werden, sodass isotherme Bedingungen im Reaktor herrschen. [45]

Allerdings wirken auf die Katalysatorpartikel beim Wirbelschichtverfahren hohe mechanische Beanspruchungen, was zu Abrieb und letztendlich zur Zerstörung sowie zum Austrag des Katalysators führt.

Am Engler-Bunte-Institut (EBI) wurde zusammen mit der Thyssengas GmbH der Comflux-Prozess entwickelt [57]. Dabei wurde auch eine Demonstrationsanlage zur Erzeugung von 2000 m<sup>3</sup>/h SNG betrieben. Das Konzept wurde ca. 20 Jahre später vom Paul-Scherrer Institut (PSI) in der Schweiz aufgegriffen. Dabei wurde unter an-

derem eine Wirbelschicht-Methanisierung an eine Biomasse-Vergasung in Güssing, Österreich angeschlossen und betrieben [62].

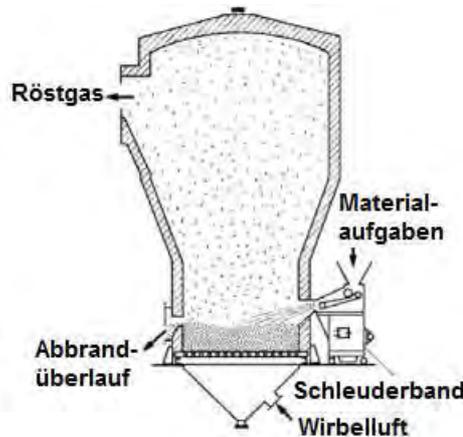


Abbildung 12: Wirbelschichtreaktor – Zinkblende-Röstofen

Tabelle 15: Vor- und Nachteile des Wirbelschichtverfahrens

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringer technischer Aufwand (wenige Apparate, Rohrleitung, Instrumentation)</li> <li>• Katalysator austausch im Betrieb möglich</li> <li>• gute Wärmeübertragung und damit effiziente Temperaturbegrenzung</li> <li>• praktisch isothermer Betrieb</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hoher Katalysatorverschleiß und Katalysatorverlust durch Abrasion</li> <li>• Unvollständiger Umsatz durch Blasenbildung</li> </ul>

### 4.2.3 Dreiphasen-Methanisierung

Bei der Dreiphasen-Methanisierung wird ein pulverförmiger Katalysator in einer temperaturstabilen Flüssigkeit suspendiert. Erste wissenschaftliche Untersuchungen zur Dreiphasen-Methanisierung wurden bereits in den 1960er Jahren von Hammer durchgeführt [47].

Das erste für den kommerziellen Betrieb gedachte dreiphasige Methanisierungskonzept wurde ab 1972 von Chem. Systems entwickelt und basiert auf einer dreiphasigen Wirbelschicht. Als Flüssigkeit dient beim LPM-Konzept ein Mineralöl. Die Reaktionswärme wird über ein Umpumpen der Flüssigkeit abgeführt. Das Umpumpen der Flüssigkeit sorgt zudem für die Fluidisierung des Katalysators. Als GHSV wurden

4000 h<sup>-1</sup> angestrebt. Diese für ein dreiphasiges Konzept hohe *GHSV* ist vor allem durch den hohen Druck von ca. 70 bar möglich. Neben kleineren Anlagen wurde eine Demonstrationsanlage zur Produktion von ca. 2000 m<sup>3</sup>/h SNG gebaut und betrieben [55 - 59].

Das Engler-Bunte-Institut hat das Konzept ab 2009 aufgegriffen [60, 61]. Allerdings wird ein Blasensäulen-Reaktor mit innenliegenden Wärmeübertragern verwendet (Abbildung 13). Bei der Blasensäule kommt die Triebkraft zur Fluidisierung des Katalysators aus den aufsteigenden Gasblasen. Daher wird, anders wie bei der dreiphasigen Wirbelschicht, kein Flüssigkeitsumlauf benötigt. Zudem sind die Katalysatorpartikel kleiner, was Umsatzminderung durch Porendiffusionshemmung vermindert.

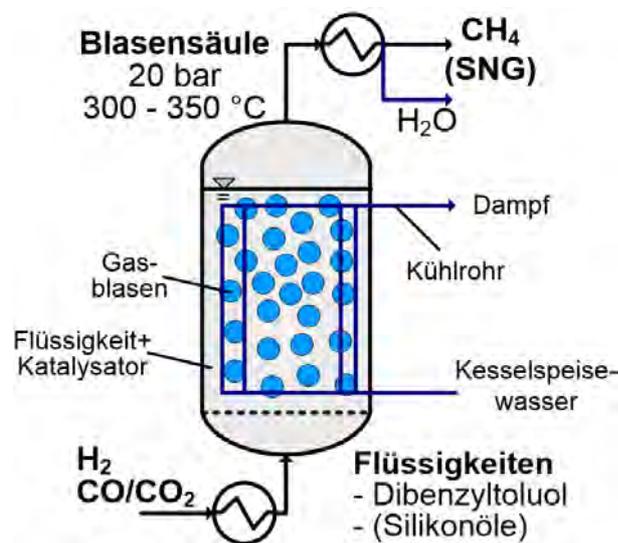


Abbildung 13: Vereinfachtes Fließschema der Methanisierung im Blasensäulen-Reaktor

Vorteile der Dreiphasen-Methanisierung umfassen eine sehr gute Wärmeabfuhr und damit die Möglichkeit zu einer effizienten Temperaturkontrolle. Auch kann speziell bei PtG-Anwendungen ausgenutzt werden, dass die Flüssigphase aufgrund ihrer hohen Wärmekapazität Leistungs-Fluktuationen oder gar Stillstandszeiten der Methanisierung leichter abfangen und dämpfen kann, als dies bei Festbett- oder Wirbelschichtverfahren möglich ist. Der größte Nachteil ist die Senkung der effektiven Reaktionsgeschwindigkeit durch den Stofftransportschritt gas/flüssig.

Gegenüber der biologischen Methanisierung, die ebenfalls unter Anwesenheit einer Flüssigphase arbeitet, ergeben sich diesbezüglich jedoch folgende Vorteile.

Die biologische Methanisierung benötigt hohe Rührerdrehzahlen, um den Stofftransport von H<sub>2</sub> in die Fermentationsflüssigkeit zu gewährleisten. Die dafür benötigte elektrische Energie senkt den Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette. Bei der Dreiphasen-Methanisierung ist kein Rührer notwendig, die Gasdispersion erfolgt über

Gasverteiler am Boden der Kolonne. Dies ist auf einen deutlich besseren Stofftransport bei der Dreiphasen-Methanisierung zurückzuführen, da durch die erhöhte Temperatur:

- die  $H_2$ -Löslichkeit,
- der Stofftransportkoeffizient,
- und die Phasengrenzfläche (durch Senkung der Viskosität und der Oberflächenspannung) steigen.

Die Vor- und Nachteile gegenüber den anderen Konzepten sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Vor- und Nachteile der Methanisierung im Blasensäulen-Reaktor

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"><li>• einfache Wärmeabfuhr</li><li>• isotherm</li><li>• gutes Speichervermögen für thermische Energie bei Lastwechseln</li><li>• optimaler Weise nur 1 Reaktor notwendig</li><li>• Katalysator austausch im Betrieb möglich</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• flüssigseitige Stofftransportlimitierung</li><li>• Verdampfen/Zersetzen der Flüssigkeit</li><li>• hohe Rückvermischung</li></ul>

### 4.3 SNG-Erzeugung

Eine erste wichtige Anwendung des Sabatier-Prozesses in der Industrie war die Ammoniakherstellung, bei der Kohlenstoffmonoxid in wasserstoffreichen Strömen durch die Methanisierung entfernt wurde. Erst später wurde der Sabatier-Prozess zur Produktion von SNG ausführlich untersucht. Ab den 1950er Jahren stellen Veröffentlichungen die Methanisierung als chemisches Verfahren zur Produktion von SNG aus  $H_2$  und  $CO/CO_2$  dar und verbreiten somit die Idee der Methanproduktion im großen Maße. SNG kann beispielsweise über die Prozessketten Kohle- oder Biomassevergasung hergestellt werden.

#### 4.3.1 SNG-Erzeugung aus Kohle

Die SNG-Erzeugung aus Kohle kann mit verschiedenen Prozessen erfolgen: z. B: Dampf-Sauerstoff Prozess, hydrierender Vergasungsprozess und katalytischer Dampfvergasungsprozess. Es gibt jedoch nur für den ersten Prozess eine kommerzialisierte Technologie [63]. Die wesentlichen Dampf-Sauerstoff-Prozessstufen sind die Luftzerlegung, die Kohlevergasung, die Wassergas-Shift Reaktion, die Gasreinigung und die Methanisierung.

Im Dampf-Sauerstoff-Prozess (siehe Abbildung 14) zur Herstellung von SNG aus Kohle wird die Kohle mit Dampf und Sauerstoff vergast. Die Gasmischung, die den Vergaser verlässt, beinhaltet CO und H<sub>2</sub> in einer Zusammensetzung, die abhängig von den Betriebsbedingungen des Vergasers ist. Danach wird diese Gasströmung einer Gasreinigung unterzogen, in der die noch anwesenden unerwünschten Partikel eliminiert werden können, um nachfolgende katalytische Prozesse zu schützen. Da für eine hohe CH<sub>4</sub>-Ausbeute das Verhältnis H<sub>2</sub>/CO nicht niedriger als 3 sein soll, wird die H<sub>2</sub>-Konzentration im Synthesegas durch die Wassergas-Shift Reaktion erhöht. Der konditionierte Gasstrom strömt nachfolgend zur Produktion von Methan und Wasser über den Nickelkatalysator im Reaktor. Abschließend wird das Roh-SNG durch Abkühlung getrocknet.

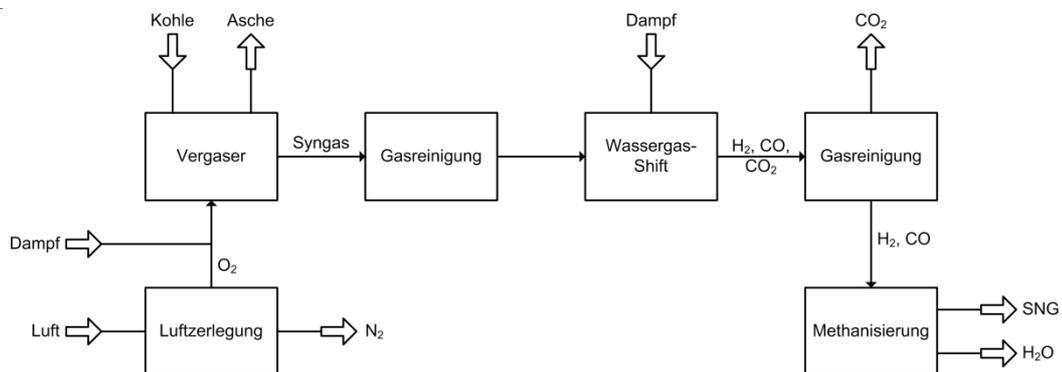


Abbildung 14: SNG-Erzeugung durch den Dampf-Sauerstoff Prozess

Beim hydrierenden Vergasungsprozess (Abbildung 15) wird Kohle mit Wasserstoff ohne Dampf oder Sauerstoff vergast, um SNG aus Kohle herzustellen. Dort reagiert der Wasserstoff mit dem Kohlenstoff aus der Kohle, dabei entsteht Methan. Die Reaktion im Vergaser ist exotherm, deswegen muss für die Vergasung keine zusätzliche Energie eingebracht werden. Die Gasmischung wird einer Gasreinigung unterzogen, um den Katalysator bei der Wassergas-Shift Reaktion zu schonen. Die H<sub>2</sub>-Konzentration im Synthesegas wird durch die Shiftreaktion erhöht, um eine hohe CH<sub>4</sub>-Ausbeute zu erzielen. Nach der Shiftreaktion wird das Gas in einen Gasabscheider geleitet. Im Gasabscheider werden H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> und SNG voneinander getrennt. Der H<sub>2</sub>-Strom wird als Quelle für die Kohlevergasung benutzt. Das CO<sub>2</sub> wird abgeschieden und das SNG als Produkt entnommen. Ein Teil des erzeugten Methans

wird in CO und H<sub>2</sub> durch Methan-Dampfreformierung umgewandelt, um H<sub>2</sub> für die Vergasung zu produzieren.

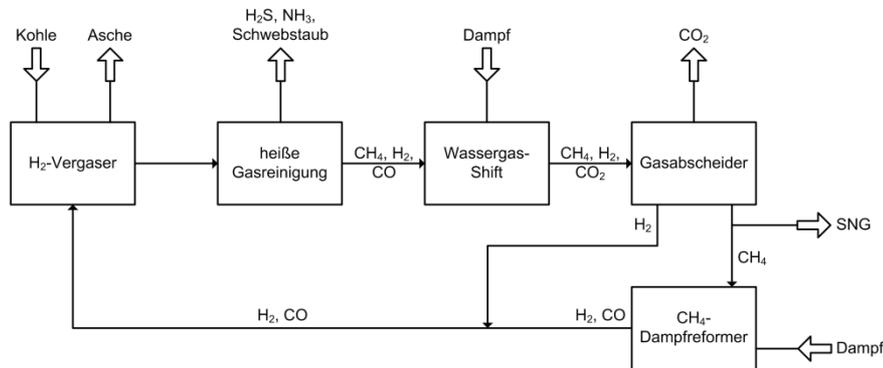


Abbildung 15: SNG-Erzeugung durch den hydrierenden Vergasungsprozess

Im katalytischen Dampfvergasungsprozess (Abbildung 16) zur Herstellung von SNG aus Kohle wird Kohle mit Wasserstoff und Dampf vergast. Dabei reagiert der Wasserstoff mit der Kohle, um das Methan zu produzieren. Das Methan wird hier mit einem K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>-Katalysator hergestellt. Außerdem wird hier eine Asche-Katalysator-Abscheidung benötigt, um den Katalysator zurückzugewinnen. Die darauf folgenden Abläufe gleichen denen des hydrierenden Vergasungsprozesses. Die Gasmischung wird einer Gasreinigung unterzogen. Das Gas wird nachfolgend in eine Synthesegasmischung, CO<sub>2</sub> sowie SNG aufgetrennt. Das abgeschiedene Synthesegas (H<sub>2</sub>, CO) wird zurückgeführt und als Quelle für die Kohlevergasung genutzt. Die Reaktionstemperatur liegt bei 650 °C – 750 °C.

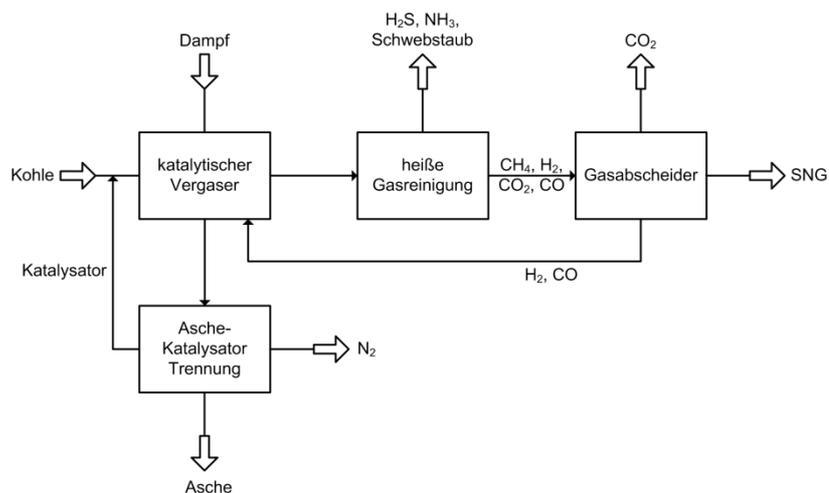


Abbildung 16: SNG-Erzeugung durch katalytischen Dampfvergasungsprozess

Die unterschiedlichen Technologien zur Methanisierung, die schon als Pilot-Anlage zur SNG-Produktion aus Kohle entwickelt und in Betrieb genommen wurden, sind in Tabelle 17 aufgeführt [64, 69].

Tabelle 17: Pilot- und kommerzielle Anlagen zur SNG-Produktion aus Kohle  
(R: Reaktor)

Name	Ort	Status	Reaktor; T; p
Lurgi	Sasolburg (Afrika)	Pilot; Außer Betrieb	R. 1: Festbett; 300-450 °C; 18,35 bar R. 2: Festbett; 260-315 °C; -
Lurgi	Schwechat (Österreich)	Pilot; Außer Betrieb	R. 1: Festbett; 290-440 °C; 16,62 bar R. 2: Festbett; 283-345 °C; -
Lurgi	North Dakota (USA)	Kommerziell; Betrieb	14 Lurgi Mark IV Festbettreaktoren
TREMP ADAM I	-	Pilot; Außer Betrieb	R. 1: Festbett; 300-604 °C; 27,2 bar R. 2: Festbett; 604-451 °C; 27 bar R. 3: Festbett; 451-303 °C; 27 bar
Conoco	(Schottland)	Kommerziell; Außer Betrieb	Reaktor: Festbett
HICOM	(Schottland)	Kommerziell; Außer Betrieb	Reaktor: Festbett
Linde	(D)	Kommerziell; In Betrieb	R. 1: Isotherm Festbett R. 2: Adiabatisch Festbett
RMP	(USA)	k.A.	R. 1: Adiab. Festbett; 482-773 °C; 26,7 bar R. 2: Adiab. Festbett; 538-779 °C; 25,6 bar R.3: Adiab. Festbett; 538-773 °C; 24,6 bar R. 4: Adiab. Festbett; 538-717 °C; 23,6 bar R. 5: Adiab. Festbett; 316-604 °C; 22,6 bar R. 6: Adiab. Festbett; 260-471 °C; 21,5 bar
ICI/Koppers	(GB)	Pilot-Anlage Außer Betrieb	R. 1: Adiab. Festbett; 400-729 °C; - R. 2: Adiab. Festbett; 325-590 °C; - R. 3: Adiab. Festbett; 300-428 °C; -
Bureau of Mines	(USA)	k.A.	R. 1: Festbett; - ; - R. 2: Wirbelschicht; - ; - R. 3: Wirbelschicht; - ; -

Die Pilot-Anlage von Lurgi, die in Sasolburg errichtet wurde, bestand aus zwei in Reihe geschalteten adiabatischen Festbettreaktoren. Aus den Daten der Pilot-Anlage wurde im Jahr 1984 die erste und einzige kommerzielle Anlage in North Dakota (USA) gebaut. Ein Diagramm des Lurgi-Prozesses ist in Abbildung 17 dargestellt.

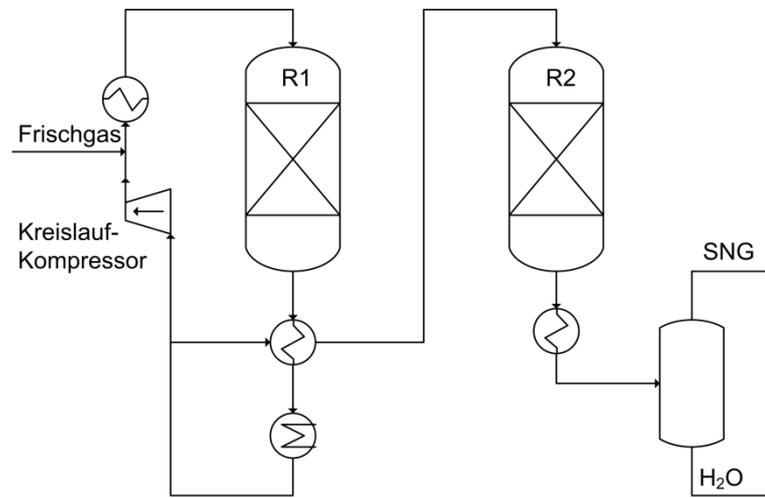


Abbildung 17: Lurgi Prozess zur SNG-Erzeugung

In der Pilot-Anlage von Lurgi wird die Gasmischung (Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid, Methan, Wasserdampf, Stickstoff und höhere Kohlenwasserstoffe) auf 300 °C erhitzt. Hinter dem ersten Methanisierungsreaktor wird diese Strömung abgekühlt und in zwei Strömungen verteilt. Ein Anteil wird weiter abgekühlt und als Zulaufströmung für den ersten Reaktor R1 verwendet. Durch die Gasrückführung kann die Reaktionswärme im Reaktor R1 begrenzt werden. Der andere Anteil wird als Zulaufströmung für den zweiten Reaktor R2 benutzt. Nach dem Methanisierungsreaktor wird die Strömung erneut abgekühlt und das kondensierte Wasser vom Produkt in einer Entspannungstrommel getrennt.

Seit der Inbetriebnahme der Anlage in den USA sind viele ähnliche Projektpläne in den USA und China entstanden. Ein Auszug der entstandenen Projekte ist in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: SNG-Produktion aus Kohle – Projekte weltweit [64, 70 - 71]

<b>Name/Unternehmen</b>	<b>Ort</b>	<b>Status</b>	<b>Kapazität in 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> NTP</b>
Qinghua Group	Qinghua (China)	genehmigt	2,00
Datang Group	Inner Mongolia (China)	genehmigt	1,46
Datang Group	Liaoning (China)	genehmigt	1,46
Huineng Coal Chemical	Inner Mongolia (China)	genehmigt	0,73
CNOOC	Inner Mongolia (China)	genehmigt	4,38
China Power Investment Com- pany	Xinjiang (China)	genehmigt	2,19
Xinjiang Guanghui	Xinjiang (China)	geplant	0,18
Shenhua Group	Inner Mongolia (China)	geplant	0,73
Henan Coal Chem Engineering	Xinjiang (China)	geplant	1,46
China Coal	Xinjiang (China)	geplant	1,46
China Huadian Group	Xinjiang (China)	geplant	1,46
China Huaneng Group	Xinjiang (China)	geplant	2,19
WanXiang/GreatPoint	Xinjiang (China)	geplant	0,31
Guodian Pingmei Nileke	Xinjiang (China)	geplant	1,46
Sinopec Group	Xinjiang (China)	geplant	2,92
Secure Energy Inc.	Illinois (USA)	Conceptu- al Design	-
Peabody Energy and Arclight Capital	Illinois (USA)	geplant	-
Power Holdings of Illinois LLC	Illinois (USA)	Conceptu- al Design	-
Taylorville Energy Center (IGCC/SNG)	Illinois (USA)	Feasibility Study	-

Global Energy	Indiana (USA)	geplant	-
Great Point Energy's Pilot Project	Massachusetts (USA)	Conceptual Design	-
Oswego SNG Project - TransGas	New York (USA)	geplant	-
South Heart Coal Gasification Project	North Dakota (USA)	Feasibility Study	-
SES/Consol Coal-to-SNG Project	West Virginia (USA)	geplant	-
Peabody/Great Point SNG Project	(USA)	geplant	-
ConocoPhillips/Peabody Energy	Midwest (USA)	Feasibility Study	-
Lockwood Project	Texas (USA)	Conceptual Design	-
Tondu's Nueces Syngas Plant	Texas (USA)	geplant	-
Peabody Energy	Wyoming (USA)	geplant	-
POSCO E&C	Gwangyang (Korea)	Im Bau	-

#### 4.3.2 SNG-Erzeugung aus Biomasse

Die SNG-Erzeugung aus Biomasse kann auf zwei Weisen erfolgen: durch einen thermochemischen Prozess oder einen biochemischen Prozess. Der wichtigste Unterschied zwischen den beiden Methoden ist der Umwandlungsprozess der Biomasse. Bei der thermochemischen Umwandlung wird die Biomasse vergast und anschließend SNG durch den Methanisierungsprozess hergestellt (Abbildung 18).

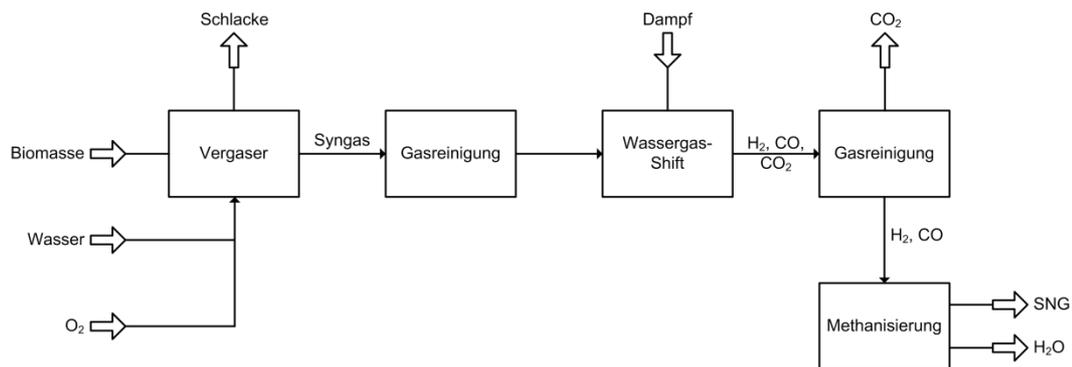


Abbildung 18: Thermochemische Umwandlung von Biomasse zur SNG-Erzeugung

Zur Umwandlung von trockener Biomasse in SNG wird die Biomasse mit Sauerstoff vergast. Nach dem Abschrecken mit Wasser wird die Gasströmung einer Gasreinigung mit einem Venturi-Reinigungssystem unterzogen, in der die noch anwesenden Partikeln entfernt werden. Die  $H_2$ -Konzentration im Synthesegas wird durch die Shiftreaktion erhöht. Anschließend folgt eine Gasreinigung, um  $CO_2$  zu entfernen. Der gereinigte Strom wird im Methanisierungsreaktor in SNG umgewandelt. Abschließend wird das Roh-SNG abgekühlt und getrocknet.

Der Vergasungsprozess besteht aus 4 Schritten: Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Reduktion. Die Vergasung der Biomasse kann in einem Festbett-, Wirbelschicht- oder Flugstromvergaser sowie in einer Kombination aus Festbett und/oder Wirbelschicht/Flugstromvergaser stattfinden.

Im Festbettvergaser werden die Brennstoffpartikel durch die Gasströmung nicht bewegt, der Brennstoff befindet sich in einer Schüttung. Die Biomasse wird von oben eingebracht und die verbleibende Asche aus dem Reaktor unten abgezogen. Ein Beispiel eines solchen Vergasers mit Vergasungsschritten ist in Abbildung 19 gezeigt. Die Brennstoffpartikel durchlaufen alle Vergasungsschritte von oben nach unten. Dabei ergeben sich recht lange Feststoffverweilzeiten, die im Bereich von einer Stunde liegen [72].

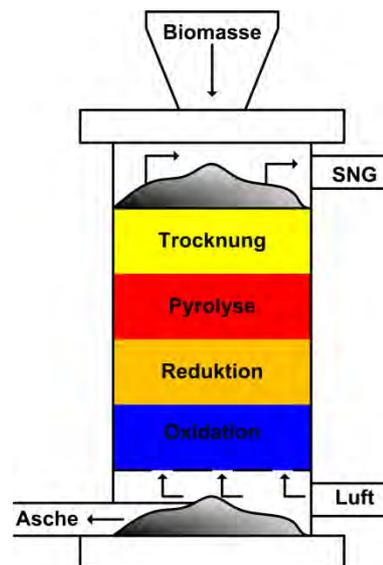


Abbildung 19: Festbettvergaser

Wesentlich höhere Gasgeschwindigkeiten werden in einem Wirbelschichtvergaser erreicht. Dabei werden die Brennstoffpartikel in einem vom Vergasungsmittel aufgewirbelten Bett aus einem körnigen Wärmeträger wie Sand vergast. Dabei kommt es zu einer intensiven Mischung und Wärmeübertragung zwischen Bettmaterial und Biomasse. Daher bilden sich im Bett kaum unterscheidbare Reaktionszonen aus. Alle vier Schritte laufen gleichzeitig und räumlich verteilt ab [72].

Die SNG-Erzeugung aus Kohle und trockener Biomasse basieren auf ähnlichen Prozessen. Ein wichtiger Unterschied ist die Gasreinigung, da die unterschiedlichen Zusammensetzungen der trockenen Biomasse und der Kohle verschiedene Arten von Verunreinigungen im Produktgas verursachen.

Bei der biochemischen Umwandlung (Abbildung 20) werden Biogas und Gärreste durch die anaerobe Biomassevergärung hergestellt.

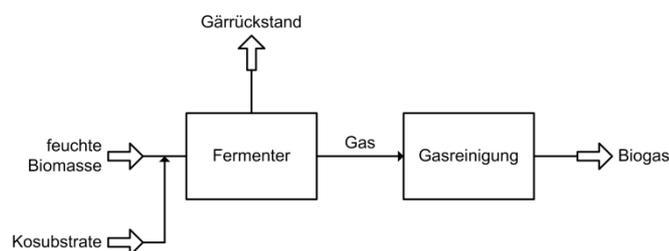


Abbildung 20: SNG-Erzeugung durch biochemischen Prozess

Nach der Gasproduktion sind Entschwefelung, Entfeuchtung bzw. Trocknung, Kohlenstoffdioxidabscheidung, Sauerstoffentfernung und Entfernung weiterer Spurengase nötig. Die Gärreste können als organische Dünger ohne eine weitere chemische Behandlung genutzt werden.

Bekannte Technologien zur Methanisierung, auf deren Basis Pilot-Anlagen zur Biogasproduktion aus trockener Biomasse entwickelt und in Betrieb genommen wurden, sind in der Tabelle 19 aufgeführt.

Tabelle 19: Pilot- und kommerzielle Anlagen zur SNG-Produktion aus trockener Biomasse ([64] und eigene Angaben)

Name	Ort	Status	Methanisierungsreaktor; T; p
Milena – ECN	(NL)	Pilot in Betrieb	mehrere Festbettreaktoren
ZSW Prozess	Stuttgart (D)	Pilot in Betrieb	Festbettreaktor; mit Salzsäure gekühlter Rohrbündel-Reaktor
PSI/CTU Prozess	(CH)	Labor in Betrieb	Wirbelschichtreaktor
Biomassekraftwerk Güssing	Güssing (A)	Pilot	Wirbelschichtreaktor (nicht mehr in Betrieb)
Agnion Prozess	Graz (A)	Pilot in Betrieb	Reaktor 1: Festbett; 270 °C
GoBiGas	Gothenburg (SE)	in Bau	Festbettreaktoren
KIC DemoSNG	Karlsruhe (D) (SE)	Pilot in Bau	Waben-Methanisierung

Ein Prozess zur SNG-Produktion aus Biomasse ist in Abbildung 21 dargestellt.

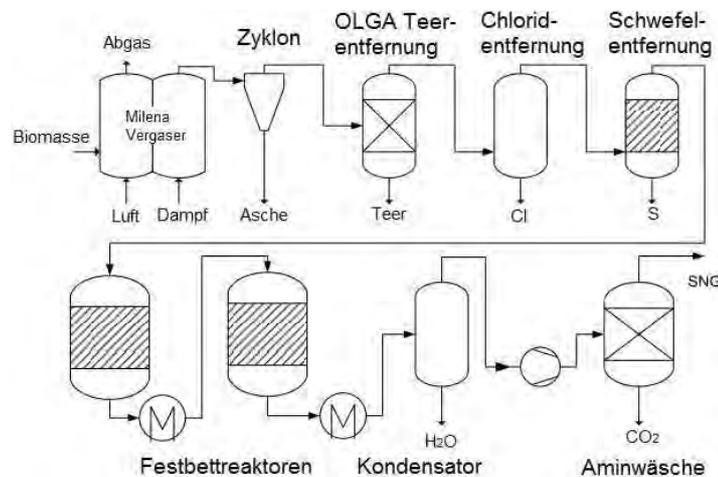


Abbildung 21: MILENA<sup>®</sup> Prozess – ECN [64]

Die Pilot-Anlage von ECN hat einen Doppel-Wirbelschichtvergaser (MILENA®), in dem Biomasse mit Luft und Dampf vergast wird. Anschließend folgen vier Gasreinigungstufen: ein Zyklon, in dem die noch anwesenden Staubpartikeln entfernt werden, eine OLGA® Teerentfernung, eine Chlorid- und eine Schwefelentfernung. Die gereinigte Gasmischung fließt in den mehrstufigen Festbettreaktorenaufbau. Jede Stufe enthält einen Festbettreaktor, hinter dem jeweils eine Abkühlung geschaltet ist. Nach dem letzten Methanisierungsreaktor wird Wasser kondensiert und vom Gas in einer Entspannungstrommel abgetrennt. Abschließend wird eine Aminwäsche, zur Abtrennung der sauren Gase aus dem Gasmisch eingesetzt [64].

### 4.3.3 „Power-to-Gas“ Konzept

Das „Power-to-Gas“ (PtG) Konzept zur Umwandlung elektrischer Energie in SNG (Abbildung 22) unterscheidet sich wesentlich von der SNG-Erzeugung aus Kohle und Biomasse. Während der Wasserstoff bei den anderen Prozessen in einem Vergaser entsteht, wird er in dem PtG-Prozess aus einer H<sub>2</sub>O-Elektrolyse gewonnen. Das Kohlenstoffdioxid stammt in diesem Fall aus einem anderen Prozess und wird deshalb zuerst gereinigt, um den Katalysator vor Unreinheiten zu schützen. Daraufgehend werden Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid in einem Verhältnis von ca. 4:1 in den Reaktor eingespeist. Abschließend wird das SNG durch Abkühlung getrocknet. Nach der Brennwertanpassung kann SNG in das Gasnetz eingespeist werden.

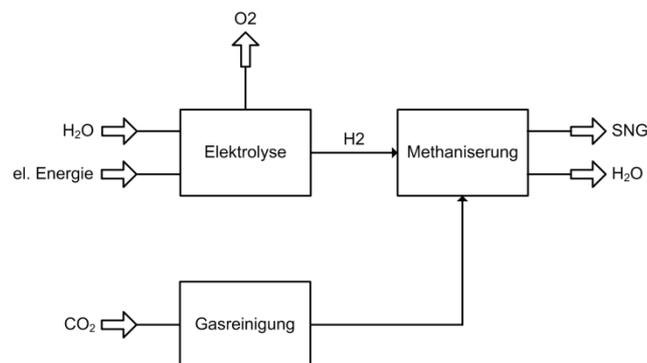


Abbildung 22: PtG-Konzept

Dieser Prozess hat als Vorteil, dass die elektrische Energie, die in Spitzenzeiten der Stromproduktion nicht verbraucht wird und auch nicht gespeichert werden kann, in Methan umgewandelt wird. Dieses nicht-fossile brennbare Gas kann über Jahre im Gasnetz verlustlos gelagert und bei Bedarf erneut in Strom umgewandelt werden. Um aussagekräftige Ergebnisse während der Technologieerprobung zu erzielen, werden derzeit umfangreiche Machbarkeitsstudien durchgeführt. In Tabelle 20 sind einige Pilotprojekte aufgeführt.

Tabelle 20: PtG-Projekte [65 - 68]

Name	Ort	Status	Reaktor; T; p	Input kW (el.)	Output NTP
SolarFuel-Alpha ETOGAS/ ZSW	Stuttgart (D)	Pilot In Betrieb	mehrere Festbett- reaktoren 250 - 550 °C; 8 bar; GHSV: 5000 h <sup>-1</sup>	25	1,5 m <sup>3</sup> /h SNG
250kW- P2G <sup>®</sup> ZSW	Stuttgart (D)	Pilot In Betrieb	Reaktor 1: Platten; 200-550 °C; 16 bar Reaktor 2: Rohr- bündel; 200-550 °C; 16 bar	250	12,5 m <sup>3</sup> /h SNG
dena & Thüga- Gruppe	Frankfurt am Main (D)	Pilot In Bau	H <sub>2</sub> O-Elektrolyse zur H <sub>2</sub> -Produktion	320	60 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>
E.ON	Falkenhagen (D)	Pilot In Betrieb	Alkali-Elektrolyse zur H <sub>2</sub> -Produktion	2000	360 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>
RH <sub>2</sub> -WKA	Grapzow (D)	Pilot In Betrieb	HySTAT <sup>®</sup> Elektro- lyseur	1000	210 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>
Statoil ASA & Enercon	Utsira (N)	Pilot In Betrieb	-	-48	-10 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>
GRHYD- Projekt	Dunkerque (F)	Pilot	k. A.	k. A.	k. A.
Audi e-Gas	Werlte (D)	Demo In Betrieb	Rohrbündel	6000	k. A.
Enertrag - Hybridkraft- werk	Prenzlau (D)	Demo In Betrieb	k. A.	500	120 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>
RWE	Ibbenbüren (D)	Demo in Bau	k. A.	100	20 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>
Methanisie- rung am Eichhof	Bad Hersfeld (D)	Demo außer Be- trieb	k. A.	25	4 m <sup>3</sup> /h SNG (mit CH <sub>4</sub> aus Biogas)
H <sub>2</sub> -FZ BTU Cottbus	Cottbus (D)	Pilot in Betrieb	k. A.	145	20 – 30 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>

H2Herten	Herten (D)	Demo in Betrieb	k. A.	280	30 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub> RRECT	Niederaußen (D)	Forschung in Betrieb	k. A.	300	50 m <sup>3</sup> /h H <sub>2</sub>
Eucolino	Schwandorf (D)	Forschung in Betrieb	biologische Metha- nisierung	108	5,3 m <sup>3</sup> /h SNG
H2BER	Berlin (D)	Demo im Bau	k. A.	500	210 kg/d H <sub>2</sub>

## 5 Dynamik des Prozesses

Der folgende Abschnitt fasst die Dynamik des PtG-Konzeptes zusammen. Chemische Anlagen sind bisher meist für einen stationären Betrieb ausgelegt. Im PtG-Konzept, welches auf die Speicherung von regenerativem Überschussstrom abzielt, müssen die Teilanlagen, besonders die Elektrolyse, mit Schwankungen in der Stromerzeugung zurechtkommen. Das bedeutet, dass die Anlagen öfters An- und Abgefahren werden und zwischen den Lastbetrieben schnell gewechselt wird. Dies belastet z. B. die mechanischen Komponenten und reduziert ihre Lebensdauer.

### 5.1 Elektrolyse

Für die Wasser-Elektrolyse stehen im Wesentlichen zwei Technologien zur Verfügung: die Alkalische- und die PEM (Proton Exchange Membrane)-Elektrolyse. Ein Vergleich der beiden Technologien ist in Tabelle 21 dargestellt. Beide Verfahren können drucklos oder unter Druck bei einer Temperatur zwischen 50 und 80 °C eingesetzt werden. Bei der Kopplung des Elektrolyseurs mit erneuerbaren Energien zur Energiespeicherung sollte der Wasserstoff für die nachfolgenden Prozesse (Methanisierung, Einspeisung) idealerweise bei Drücken von mind. 10 – 20 bar bereitgestellt werden.

Tabelle 21: Vergleich der Elektrolyse-Technologien ([81] und eigene Angaben)

Technologie	PEM	Alkali
max. Kapazität in m <sup>3</sup> /h (NTP) pro Einheit	30	760
Druck in bar	< 30	< 30
Temperatur in °C	50 – 80	50 – 80
Wirkungsgrad (drucklos) in %	~ 74	~ 74
Strombedarf (drucklos) in kWh/m <sup>3</sup>	> 4,3	4,1 – 4,6
Teillastbereich in %	0 - 100	20 – 100

Die alkalische Elektrolyse ist Stand der Technik und ist die am meisten eingesetzte Technologie. Die PEM-Elektrolyse wird im Moment in kleinem Maßstab eingesetzt, da sie spezifisch noch mehr als zweimal so teuer ist als die alkalische Elektrolyse. Auch die Standzeiten und die Lebensdauer der PEM-Elektrolyseure sind geringer als

bei den alkalischen. Zukünftig sind aber durch entsprechende Entwicklungen bei der PEM-Elektrolyse ähnliche Leistungsdaten wie bei der alkalischen Elektrolyse zu erwarten. Ein wesentlicher Vorteil der PEM-Elektrolyse ist das schnelle dynamische Verhalten. Aus diesem Grund wird bei der Bewertung der Dynamik des Methanisierungs-Konzeptes nur der PEM-Elektrolyseur betrachtet.

Beim dynamischen Betrieb des PEM-Elektrolyseurs reagieren die elektrochemischen Vorgänge praktisch verzögerungsfrei auf Veränderungen im Leistungseintrag. Die Dynamik des Elektrolyseurs wird vor allem durch die größeren Zeitkonstanten von verschiedenen Systemkomponenten bestimmt. Diese Systemkomponenten sind die Druckregelung und die Aufbereitung der Produktgase. Daher ist es notwendig, das dynamische Verhalten dieser Komponenten so zu optimieren, dass Lastsprünge in ganzem Leistungsbereich störungsfrei gefahren werden können [82].

Die neuen Forschungsergebnisse in dem Bereich zeigen, dass PEM-Elektrolyseure sehr dynamisch betrieben werden können. Sie sind sehr tolerant in Bezug auf Überlast, auch im Hochdruckbetrieb. Die Startzeit des Elektrolyseurs beträgt ca. 10 min, aus „Standby“ zur Nennleistung benötigt er weniger als 10 s [83].

## 5.2 Methanisierung

### 5.2.1 Festbett-Methanisierung (adiabatisch)

Die Betrachtung der Dynamik bei der Methanisierung wird im Detail zunächst für den adiabaten Festbett-Reaktor (FB-Reaktor) durchgeführt. Soll die Methanisierung im Rahmen der Power-to-Gas Anlage dynamisch betrieben werden, so sind zwei Aspekte zu beachten, die Mindestlast und die Lastwechselrate.

Je geringer die Mindestlast der Methanisierung ist, desto kleiner kann der vorgelagerte Wasserstoffspeicher sein. Da dieser Speicher ein hoher Kostenfaktor bei der Power-to-Gas Prozesskette ist, ist dessen Minimierung von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit.

Für die Mindestlast ist bei den FB-Reaktoren die Leerrohrgeschwindigkeit (superficial velocity) des Gases die entscheidende Größe. Diese Geschwindigkeit sollte in einem FB-Reaktor generell zwischen 0,005 bis 1 m/s liegen. Bei der Methanisierung im speziellen sind Geschwindigkeiten zwischen 0,3 und 1 m/s gefordert [84]. Bedingt durch das Design der Anlage ergibt sich eine Mindestlast der Anlage von 40 %.

Für die großtechnische Anlage wurde das An- und Abfahrverhalten einer Anlage mit einer Kapazität von 10 000 m<sup>3</sup>/h (NTP) an einem Reaktor, der für die zeitlich relevan-

ten Vorgänge bestimmend ist, simuliert. Bei dieser Simulation wurden die Vorgaben der Katalysatorhersteller beachtet. Diese Vorgaben sind:

- Aufheizrate des Reaktors bzw. Katalysators: 50 K/h
- Abkühlrate des Reaktors bzw. Katalysators: 50 K/h
- Aufdrücken des Reaktors: 10 bar/h
- Wenn die Anlage abgestellt wird, sollen die Reaktoren mit N<sub>2</sub> inertisiert werden; der Katalysator darf nicht in der CO<sub>2</sub>- bzw. CH<sub>4</sub>-Atmosphäre belassen werden

Bei den oben genannten Vorgaben der Katalysatorhersteller ist eine schnelle Reduzierung der Kapazität auf 40 % der Nennleistung bzw. das abrupte Abfahren der Anlage nicht möglich. Bei Nichtbeachtung der Vorgaben besteht die Gefahr der Beschädigung des Katalysators.

Bei der Simulation der Dynamik ist eine Isolierdicke von 300 mm mit RockWool ProRox WM 960 angenommen worden. Bei dieser Isolierungsdicke und einer maximalen Temperatur von 550 °C im Reaktor wird die Außenwand der Isolierung nicht wärmer als 70 °C.

Als Szenario für die Simulation wurde ein Stillstand der Anlage von 3 Tagen betrachtet. Zusätzlich wurde das Abfahren der Anlage vor- bzw. das Anfahren der Anlage nach dem Stillstand simuliert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 23 zu sehen. Die rote Linie stellt die Temperatur im Reaktor dar und die blaue die Prozesswärme (Abwärme und Wärme die für das Aufheizen der Edukte bzw. des Systems, im Falle eines Stillstands, benötigt wird).

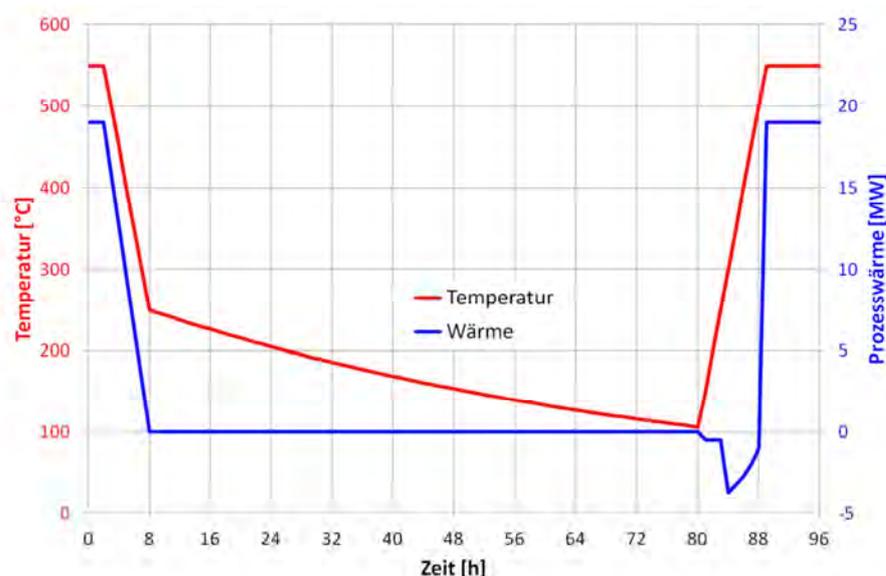


Abbildung 23: Simulation des An- und Abfahrverhaltens der Anlage

Bevor die Anlage abgestellt, bzw. der Eintrag von Eduktgas gestoppt werden kann, müssen die Gase  $\text{CH}_4$  und  $\text{CO}_2$  stufenweise mit  $\text{N}_2$  oder  $\text{H}_2$  ersetzt werden. Dies dauert ca. 6 Stunden (zwischen Stunde 2 und 8). Anschließend können auch andere Gase ( $\text{H}_2$  und  $\text{N}_2$ ) abgestellt werden. Zu diesem Zeitpunkt beträgt die Temperatur im Reaktor  $250\text{ °C}$ . In den nächsten 72 Stunden ist die Anlage nicht im Betrieb, der Reaktor kühlt sich im Inneren auf ca.  $100\text{ °C}$  ab. In dieser Zeit produziert die Anlage keine Abwärme.

Nach 72 Stunden Stillzeit wird die Anlage wieder angefahren. Dafür wird zuerst eine Wärmemenge von ca.  $0,3\text{ MW}$  zum Aufheizen des Reaktors von ca.  $100\text{ °C}$  auf  $250\text{ °C}$  (Reaktionstemperatur) benötigt. Wenn die Temperatur im Reaktor, bzw. im Katalysator erreicht wird (nach ca. 3 Stunden) kann die Anlage stufenweise mit dem Eduktgas angefahren werden. Um die Anlage auf Betriebstemperatur zu bringen, werden mind. 6 Stunden (Aufheizrate:  $50\text{ K/h}$ ) und ca.  $4\text{ MW}$  zusätzlich an Wärme zum Aufheizen des Eduktgases benötigt. Diese Wärmezufuhr wird bei normalem Betrieb nicht benötigt, da das Gas mit Abwärme vom Prozess vorgeheizt wird.

Im Rahmen der Bewertung der Prozessdynamik wird zusätzlich analysiert, wie schnell ein Lastwechsel (zwischen 40 und 100 %) erfolgen kann. Hierzu erfolgen zwei unterschiedliche Betrachtungen. Im ersten Fall wird nur die Katalysatorschicht im Reaktor als Bilanzraum betrachtet. Im zweiten Fall wird der Bilanzraum über Reaktor mit vor- und nachgeschalteten Wärmeübertragern betrachtet. Für beide Fälle wird die Annahme getroffen, dass die Temperatur und die Zusammensetzung des Gases vor dem Eintritt in den Reaktor konstant bleiben. Mit der konstanten Zusammensetzung des Gases ist die maximale Änderung der adiabatischen Temperatur ( $\Delta T_{\text{ad}}$ ) in jedem Fall gleich.

In Abbildung 24 ist für den ersten Fall der Bilanzraum für die Katalysatorschicht im FB-Reaktor (blau umrandet) dargestellt. Im Diagramm daneben ist ein Temperaturprofil in der Katalysatorschicht schematisch dargestellt. Zwischen 0 und z befindet sich die Katalysatorschicht, das Gas strömt von oben nach unten. Der Betriebsbereich, in dem der Prozess ausgeführt wird, ist mit der minimalen Ein- und maximalen Ausgangstemperatur begrenzt. Die minimale Temperatur der Methanisierung liegt bei  $220\text{ °C}$  (unterhalb dieser Temperatur können Ni-C arbonyle gebildet werden) und die maximale bei  $550\text{ °C}$  (Werkstoff – und Katalysatorlimitierung). Die unterschiedlichen Linien für den Temperaturverlauf zeigen die unterschiedlichen Gasgeschwindigkeiten ( $v_i$ ,  $i = 1 - 4$ ) im Reaktor und dementsprechend auch die unterschiedliche Kapazitäten ( $Q$ ) der Anlage. Es gilt  $v_1 < v_2 < v_3 < v_4$  und daraus folgt  $Q_1 < Q_2 < Q_3 < Q_4$ .

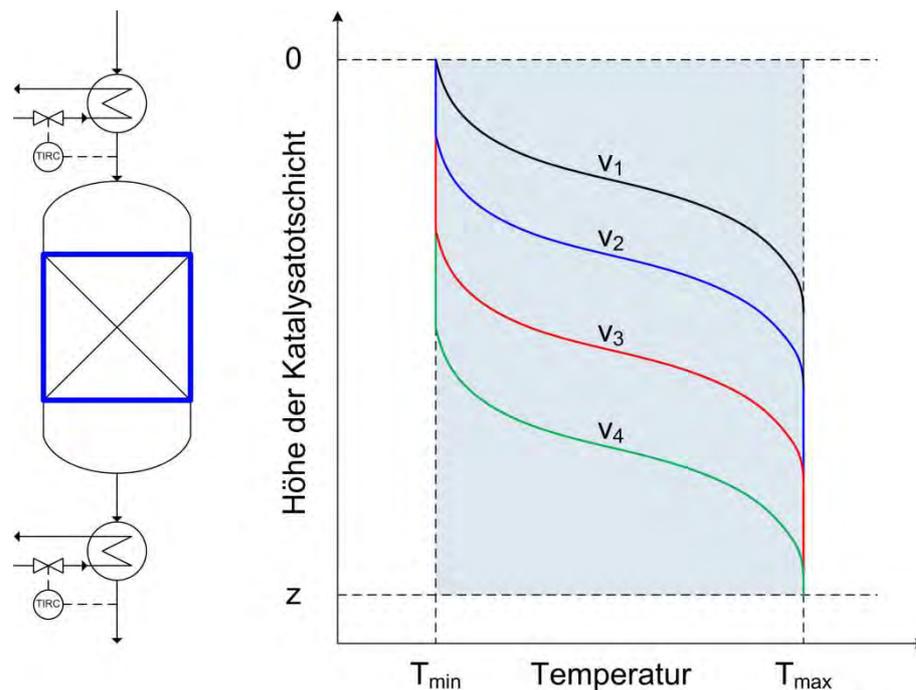


Abbildung 24: Bilanzraum: Katalysatorschicht mit Temperaturprofil im Reaktor

Aus Abbildung 24 ist ersichtlich, dass bei höheren Kapazitäten die maximale Reaktionstemperatur in der Katalysatorschicht nach unten, in Richtung Reaktorausgang, verschoben ist (vorausgesetzt, dass Eingangstemperatur und Konzentration gleich bleiben). Aus der Erfahrung beim Betrieb der Pilot-Anlage zur Methanisierung von  $\text{CO}_2$  sowie anderen großtechnischen FB-Reaktoren ist bekannt, dass die Kapazität für den Bereich der Katalysatorschüttung innerhalb von Sekunden geändert werden kann. Bei schnellen Änderungen des Massendurchsatzes der Anlage muss jedoch beachtet werden, dass die betragsmäßige Temperaturänderung in der Katalysatorschüttung den zulässigen maximal Wert von 50 K/h nicht überschreitet.

Der Bilanzraum mit dem Reaktor inklusive vor- und nachgeschalteter Wärmetauscher (zweiter betrachteter Fall) ist in Abbildung 25 schematisch dargestellt. Hier gelten die gleichen Limitierungen und Annahmen wie im ersten Fall. Eine zusätzliche Limitierung in dem Fall sind die Wärmeüberträger, die im normalen Fall eine große Zeitkonstante und damit eine geringe Dynamik aufweisen. Die Zeitkonstante kann mit mehrfach überdimensionierten Wärmeübertragern und sehr aufwendigen Regelungen des Systems verkleinert werden, was aber mit höheren Kosten verbunden ist. Bei Auslegung einer PtG Anlage müssten diese Kosten den Einsparung für den Wasserstoffspeicher gegenüber gestellt werden.

Die schwarze Kurve zeigt ein Temperaturprofil in der Katalysatorschicht, bei dem keine Störungen aufgetreten sind. Bei zu schneller Erhöhung des Massenstroms kann, bedingt durch die Trägheit des Wärmeübertragers vor dem Reaktor, die mini-

male Eingangstemperatur des Gases nicht erreicht werden. Die Temperatur sinkt unter den vorgegebenen Wert von 220 °C (grüne Kurve in Abbildung 25). Nach diesem plötzlichen Absinken der Frischgastemperatur setzt die Reaktion nicht mehr sofort am Eingang der Katalysatorschüttung ein, sondern wandert in den Reaktor hinein. Die Wärme, die im Festbett gespeichert ist, wärmt das Gas auf. Die Reaktion setzt aufgrund der niedrigen Gastemperatur am Eingang nur langsam ein. Im Inneren des Bettes trifft die noch hohe Eduktkonzentration auf einen sehr heißen Katalysator. Nach überschreiten der Zündtemperatur läuft die Reaktion sehr schnell ab. Dabei werden lokal Temperaturen erreicht, die über der maximalen zulässigen Temperatur liegen („wrong-way-behaviour“).

Bedingt durch die zu geringe Temperatur am Katalysatoreintritt können folgende Fälle auftreten:

- es kann zu der Beschädigung des Katalysators und des Reaktors kommen,
- die Frischgastemperatur liegt unter der minimalen zulässigen Temperatur  $\Rightarrow$  Ni-Carbonyl Bildung oder
- die Reaktion zündet nicht und erlischt.

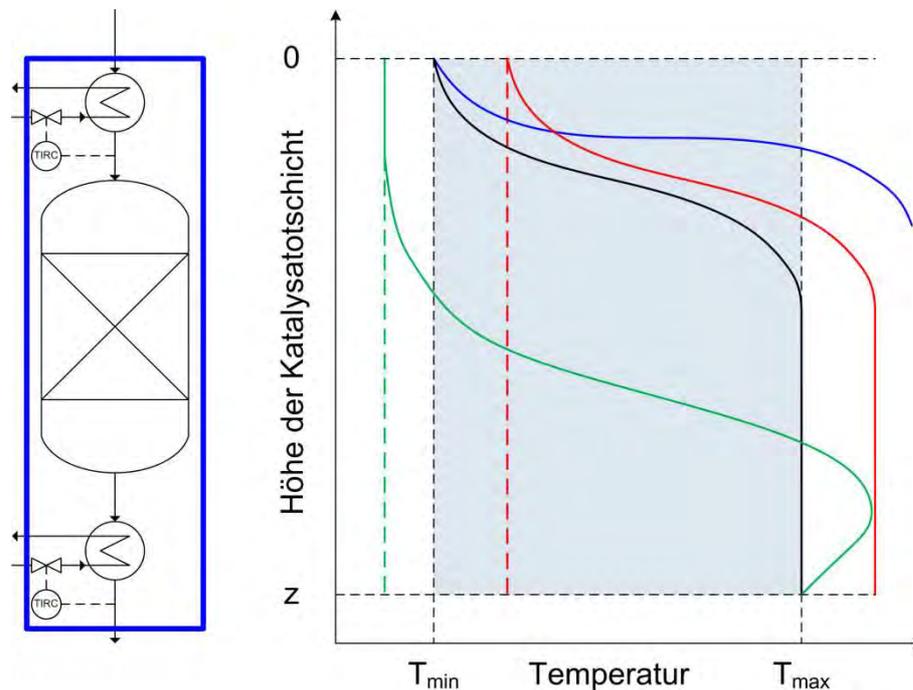


Abbildung 25: Bilanzraum: Reaktor mit Wärmeübertrager

Wenn der Massenstrom des Gases zu schnell abgesenkt wird, kann es aufgrund der Trägheit des Wärmeübertragers vor dem Reaktor zu einer zu hohen Eingangstemperatur des Gases kommen. Da die Zusammensetzung des Gases gleich bleibt, wird das Temperaturprofil im Diagramm in Abbildung 25 zu höheren Temperaturen ver-

schoben (rote Kurve). Dabei wird die maximale zulässige Temperatur überschritten und sowohl der Katalysator als auch der Reaktor können beschädigt werden.

Bei sehr schneller Änderung der Zusammensetzung des Frischgases kann die  $\Delta T_{ad}$  verändert werden. Dabei kann es zu einer Überschreitung der maximalen Reaktionstemperatur („runaway“) und folglich zur Beschädigung des Katalysators und des Reaktors kommen (blaue Kurve). Zusätzlich dazu wird es zu Änderungen in der Zusammensetzung des Produktes kommen.

Die Methanisierung läuft in mehreren FB-Reaktoren ab. Das Gas nach dem ersten Reaktor muss abgekühlt werden, bevor es in den zweiten Reaktor geleitet wird. Wenn im ersten Reaktor die oben beschriebenen Störungen auftreten, wird der Wärmeübertrager nach dem Reaktor das gleiche Verhalten aufweisen, wie der vor dem Reaktor. Die Abweichungen der optimalen Betriebstemperatur können durch den nachfolgenden WT nicht schnell genug ausgeglichen werden. Eine ungeeignete Fahrweise der Anlage wird nicht behoben, sondern zieht sich durch die ganze Anlage durch. Der ganze Betrieb ist damit gestört und muss im schlimmsten Fall gestoppt werden.

Um sowohl Störfälle als auch Ausfälle der Produktion zu vermeiden, ist es aus Erfahrungen zu empfehlen, die Kapazitäten der Anlage mit einem FB-Reaktor in einem Bereich von 10 %/10-15 min der Last zu ändern. Die gleichen Werte gelten auch für einen Wirbelschichtreaktor.

Aus den obigen Betrachtungen ergibt sich, dass beim An- und Abfahren der Methanisierungsanlage mit FB-Reaktor der Katalysator der limitierende Faktor ist. Bei schnellen Lastwechseln kommt, als limitierender Faktor, noch der Wärmeübertrager dazu. Leider kann der Katalysatorhersteller keine Angaben zu der Dynamik des Prozesses angeben, weil die dazu benötigten Erfahrungen nicht vorhanden sind. Generell sind die betrachteten Katalysatoren für einen stationären Dauerbetrieb von 8 000 h/a ausgelegt. Um eine höhere Flexibilität der Anlage zu erreichen, müssten weitere Forschungsaktivitäten im Bereich des Katalysators betrieben werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass eine PtG-Anlage, mit einem Methanisierungsverfahren basierend auf adiabaten Festbettreaktoren wie zuvor beschrieben nicht in der Lage ist, dynamisch im Gleichklang mit dem Elektrolyseur betrieben zu werden. Die Kapazität der Anlage kann von Volllast bis zu einer Last von 40 % innerhalb von etwa 60 Minuten reduziert werden. Das führt dazu, dass der Wasserstoff aus der Elektrolyse vor der Methanisierung gespeichert werden muss, um der geringeren Dynamik der adiabaten Festbett-Methanisierung Rechnung zu tragen. Das  $\text{CO}_2$  muss nicht unbedingt gespeichert werden, da dieser aus einer stationär betriebenen Anlage, wie z.B. einer Ammoniak-Synthese oder einer Biogas-Anlage, direkt in die Methanisierung eingespeist wird. Die Angaben basieren jedoch auf der Ausle-

gung mit minimalen Kosten für Wärmeübertrager und unter Beachtung der strikten Vorgaben der Katalysatorhersteller. Zukünftig besteht noch großes Verbesserungspotential bei der Dynamik von adiabten Festbettreaktoren. Dazu müssten die Anlagen und vor allem die Anlagenregelung und -steuerung speziell für den dynamischen Betrieb ausgelegt werden. Zudem muss untersucht werden, ob Methanisierungskatalysatoren auch bei dynamischem Betrieb und bei schnellen Lastwechsellvorgängen akzeptable Standzeiten erreichen. Erste Versuche dazu werden im nachfolgenden Unterkapitel dargestellt.

### **5.2.2 Festbett-Methanisierung (wandgekühlt)**

Die nachfolgend gezeigten Ergebnisse für das gekühlte Festbett basieren auf Untersuchungen am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.

#### **Lastwechselverhalten / Abfahren von Lastprofilen**

Im Folgenden ist das Betriebsverhalten eines wandgekühlten Rohrbündelreaktors bei Vorgabe von Lastprofilen dargestellt (Abbildung 26). Die Lastprofile beinhalten An- und Abfahrvorgänge (Basis Stand-By-Betrieb) sowie Lastwechsel zwischen 100 % und 70 %. Betriebsparameter wie Kühlmedientemperatur, Druck und Stöchiometrie-einstellung wurden dabei nicht verändert.

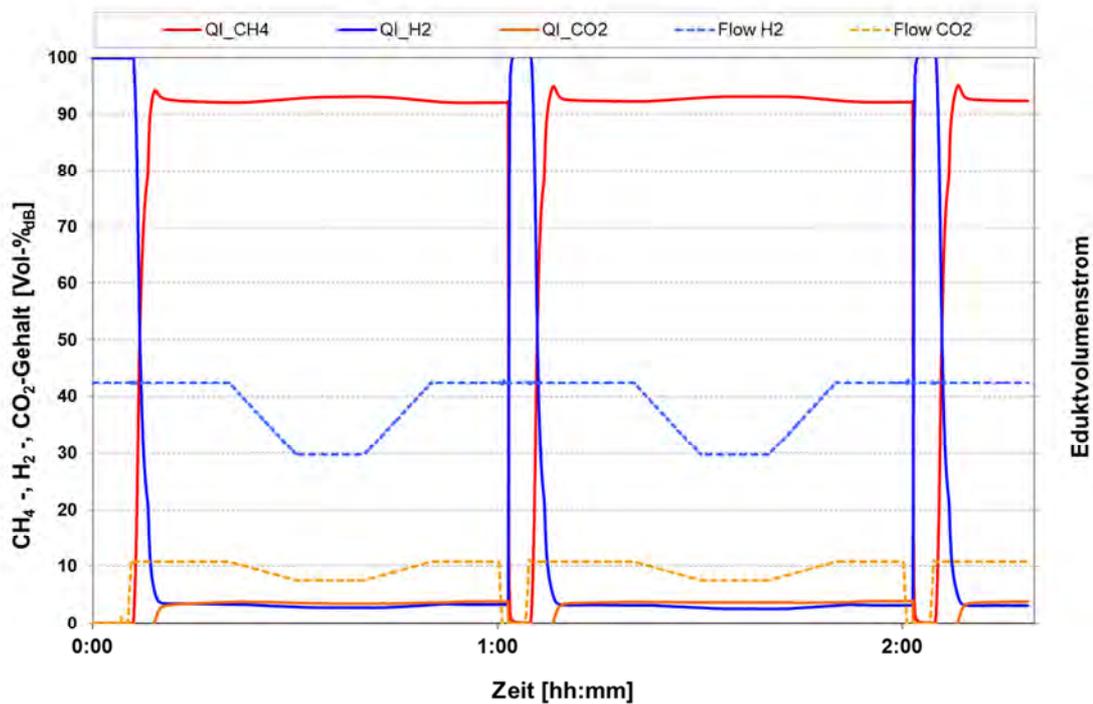


Abbildung 26: Lastwechselverhalten Rohrbündelreaktor (Edukt: 79,5 Vol.-% H<sub>2</sub>; 20,5 Vol.-% CO<sub>2</sub>; p = 7 bar; T<sub>Salz</sub> = 230 °C – 260 °C)

Das Lastwechselverhalten des Festbettreaktors zeigt, dass eine Laständerung zwischen 70 % und 100 % bei moderaten Dosier­rampen kaum Einfluss auf die Gasqualität hat (Abbildung 26). Bei Reduzierung der Gasleistung (70 % Last) wird, entgegen dem Auslegungsfall (100 % Last), durch die Reduzierung des zugeführten Gasstroms, einhergehend mit der Erhöhung der Verweilzeit, der Konversionsgrad leicht verbessert. Anfahr- und Spülprozesse sind innerhalb weniger Minuten abgeschlossen und stellen keine besonderen Ansprüche an die Prozessführung dar. Bei kurzzeitigen stromseitigen Unterbrechungen im Lastprofil kann ein H<sub>2</sub>-Pufferspeicher wirtschaftlich sinnvoll sein. Bei einer gleichzeitigen Reduzierung der Gasleistung des Methansynthesereaktors können kurzzeitige Unterbrechungen der H<sub>2</sub>-Produktion überbrückt werden, ohne die Gesamtanlage in den Stand-By-Zustand zu fahren. Diese Betriebsweise reduziert die Schlechtgasmenge (durch Dezimierung der An-/Abfahrvorgänge) und steigert den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses.

### Katalysatorstabilität bei zyklischer Betriebsweise

Die Katalysatoren zur Methanisierung in Power-to-Gas-Anlagen unterliegen wegen des intermittierenden und dynamischen Betriebs und damit häufigen An- und Abfahrprozessen einer thermischen Beanspruchung. Die Desaktivierung der Katalysatoren durch Sintereffekte, die zur Reduzierung der katalytisch aktiven Oberfläche führen, wurde am ZSW in einem öltemperierten Mikroreaktor untersucht. Durch einen auto-

matisierten, zyklischen Methanisierungsbetrieb mit den Startbedingungen entsprechend dem Stand-By-Modus (Temperatur- und Druckhaltung in H<sub>2</sub>-Atmosphäre) und den Methanisierungsbedingungen unter Zugabe von H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> wird die Zyklenstabilität des Katalysators ermittelt. Abbildung 27 zeigt exemplarisch den Verlauf der Hot-Spot-Temperaturen und Produktgasbeschaffenheit über zwei Zyklen.

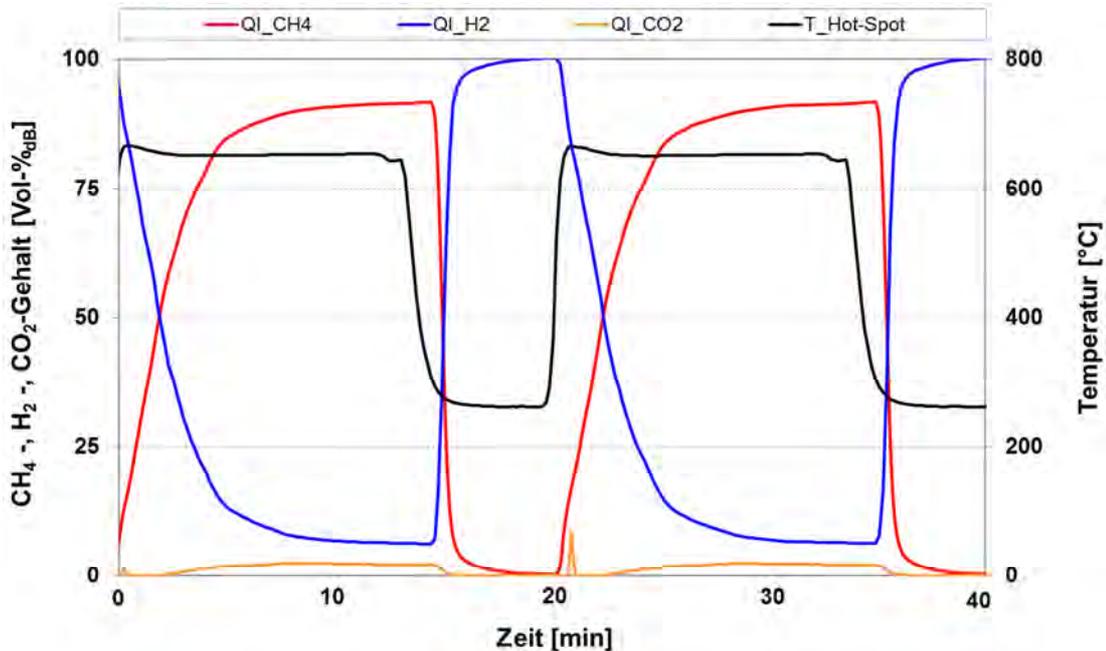


Abbildung 27: Exemplarischer Versuchsverlauf des zyklischen Methanisierungsbetriebes zur Untersuchung der thermischen Stabilität der Katalysatoren ( $p = 7 \text{ bar}$ ;  $T_{\text{Öl}} = 260 \text{ °C}$ ;  $\text{GHSV} = 4000 \text{ m}^3 (\text{Edukt})/(\text{m}^3 \text{ Kat h})$ )

Ein Zyklus in Abbildung 28 beinhaltet das Anfahren der Methanisierung aus dem Stand-By-Modus in den Synthese-Betrieb sowie das Abfahren aus dem Synthesebetrieb in den Stand-By-Modus mit entsprechender Temperaturhaltung durch das Temperiermedium. Vor Beginn der CO<sub>2</sub>-Zugabe entspricht die Temperatur im Reaktionsraum der des Temperiermediums. Dessen Temperatur wird hierbei so eingestellt, dass sie der Temperatur im Prozesszustand „Betriebsbereitschaft“ entspricht. Der Reaktor wird im Stand-By-Modus mit H<sub>2</sub> durchströmt. Sobald CO<sub>2</sub> in den Reaktor eintritt, startet die exotherme Methanisierungsreaktion. Hierbei kommt es zu einem starken Temperaturanstieg im Hot-Spot-Bereich verbunden mit dem Umsatz der Eduktgase. Nach Erreichen eines stationären Methanisierungsbetriebes wird die CO<sub>2</sub>-Dosierung eingestellt und der Reaktor ausschließlich mit Wasserstoff gespült. In Folge dessen fallen die Temperaturen auf das Niveau des Temperiermediums (ca. 260 °C). Der oben beschriebene Vorgang wird nach einer kurzen Haltezeit fortlaufend bis zum Erreichen der vorgegebenen Gesamtzyklenzahl automatisch wieder-

holt. In Abbildung 28 ist ein Ergebnis der Untersuchungen über 900 Zyklen dargestellt.

Eine Desaktivierung des Katalysators, hervorgerufen durch die starke thermische Belastung ist über 900 Zyklen nicht zu beobachten. Die Temperaturen im Reaktionsraum sowie die Gasbeschaffenheit des Produktgases bleiben über die gesamte Versuchsdauer nahezu konstant. Eine thermische Deaktivierung durch Sintereffekte auf dem Katalysator im Hot-Spot-Bereich kann zwar nicht generell ausgeschlossen werden, die Ergebnisse zeigen aber, dass nach derzeitigem Wissensstand mit einer technisch üblichen Katalysator-Lebensdauer gerechnet werden kann.

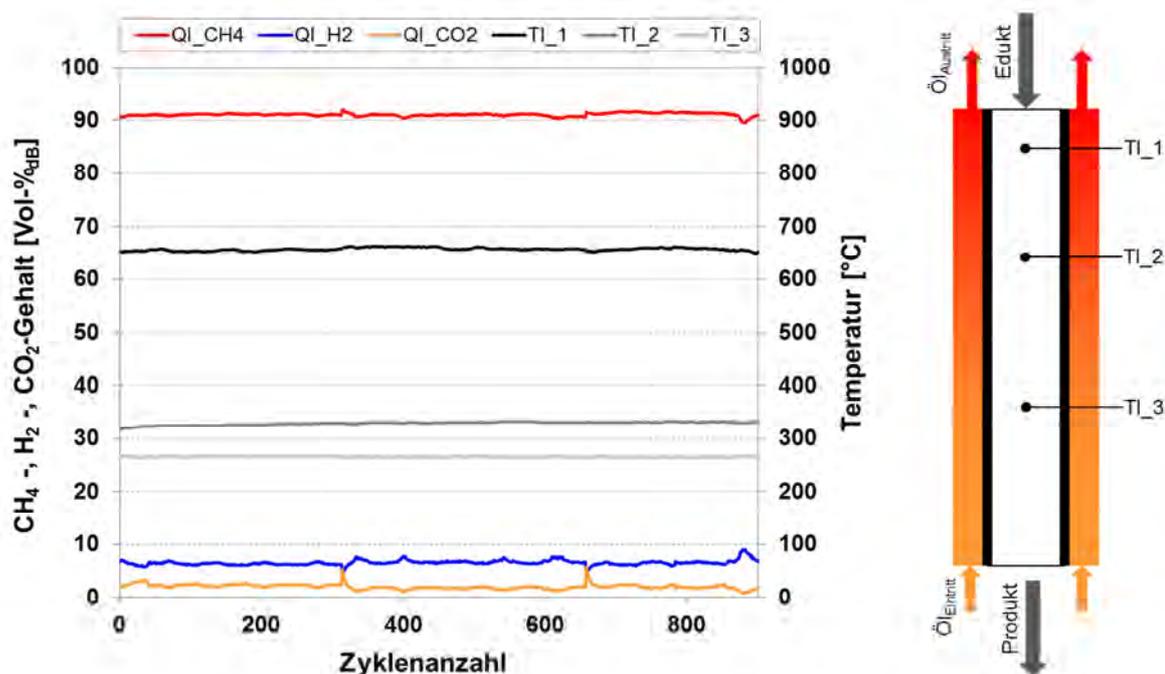


Abbildung 28: Temperaturverlauf und Produktgasqualität als Funktion der Zyklenzahl;  $T_{OI} = 260 \text{ °C}$ ; GHSV = 4000 m<sup>3</sup> (Edukt)/(m<sup>3</sup> Kat h)

### 5.2.3 Dreiphasen-Methanisierung

Eine Alternative für schnellen Lastwechsel könnte die Dreiphasen-Methanisierung sein. Ein großer Vorteil der Dreiphasen-Methanisierung ist, dass sie isotherm betrieben wird. Damit spielt die mögliche Einschränkung, dass die Heizrate maximal 50 K/h betragen sollte, für Lastwechsel keine Rolle (lediglich beim An- und Abfahren). Bei der Dreiphasen-Methanisierung sind zwei verfahrenstechnische Limitierungen bezüglich Mindestlast denkbar:

- Auskühlen des Reaktors durch Mangel an freiwerdender Reaktionswärme

- Gasstrom reicht nicht zur Katalysatorfluidisierung aus

### Auskühlen des Reaktors

Die Mindestlast gegen Auskühlen soll für die Annahmen in Tabelle 22 und Abbildung 29 beispielhaft berechnet werden. Dabei wird die Last berechnet, die notwendig ist, damit durch die Methanisierungsreaktion mehr Wärme frei wird, als durch die Verluste an die Umgebung abgeführt werden. Die Formeln für die Berechnung können dem VDI-Wärmeatlas [85] entnommen werden.

Tabelle 22: Annahmen zur Berechnung der Mindestlast gegen Auskühlen (Flüssigkeit: Dibenzyltoluol)

Wert	Größe
$GHSV$ in $h^{-1}$	500
$F_V$ in $m^3/h$	3000
$y_{H_2}$ in %	66,7
$y_{CO_2}$ in %	16,7
$y_{CH_4}$ in %	16,7
$p$ in bar	20

Bei einem Reaktor mit einem Durchmesser von  $d_R = 1$  m beträgt die Mindestlast  $\ll 1$  %, um das Auskühlen des Reaktors zu verhindern. Damit besteht diesbezüglich praktisch keine Limitierung der Mindestlast.

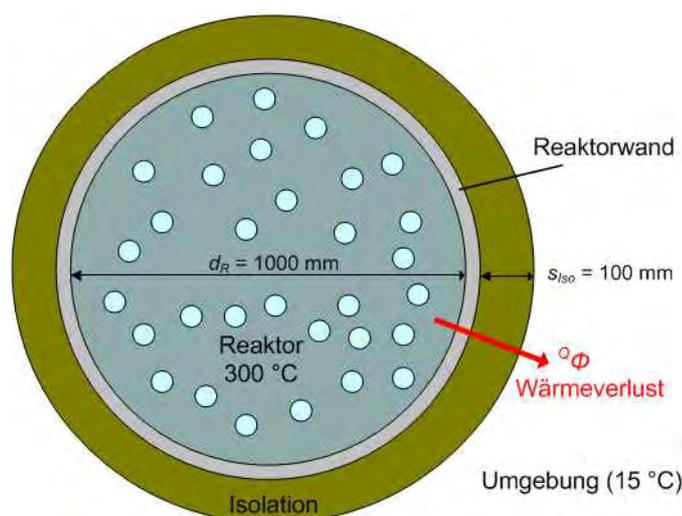


Abbildung 29: Annahmen zur Berechnung des Wärmeverlustes an die Umgebung bei der Dreiphasen-Methanisierung

## Katalysatorfluidisierung

Bei Blasensäulenreaktoren mit suspendiertem Feststoff ist eine Mindestgasgeschwindigkeit  $u_{G,crit}$  erforderlich, um den Feststoff homogen zu verteilen. Ist die Gasgeschwindigkeit zu gering, so ergibt sich eine inhomogene Feststoffverteilung in der Flüssigkeit. Dies kann, muss aber nicht zu Umsatzsenkungen führen. Im Extremfall werden die Partikel gar nicht fluidisiert. Diese auf dem Gasverteiler liegenden Feststoffe verformen entstehende Blasen, sodass sie an benachbarten Öffnungen des Gasverters ineinander gedrückt werden. Die benötigte Gasgeschwindigkeit ist umso größer, je größer der Dichteunterschied zwischen Feststoff und Flüssigkeit ist.

Koide et al. [86] haben eine Korrelation entwickelt, um die Mindestgasgeschwindigkeit  $u_{G,crit}$  zur Fluidisierung des Feststoffes zu berechnen (siehe Gl. 6). Die Partikelsinkgeschwindigkeit in einem ruhenden Fluid,  $u_{P,set\infty}$ , kann dabei mit Gl. 7 berechnet werden.

$$\frac{u_{G,crit}}{u_{P,set\infty}} = 0,801 \left( \frac{\rho_P - \rho_L}{\rho_L} \right)^{0,6} (v_{C_{SL}})^{0,146} \left( \frac{\sqrt{d_R g}}{u_{P,set}} \right)^{0,24} \left( 1 + 807 \left( \frac{g \eta_L^4}{\rho_L \sigma_L^3} \right)^{0,578} \right) \quad \text{Gl. 6}$$

$$u_{P,set\infty} = \frac{g \cdot d_p^2 \cdot (\rho_P - \rho_L)}{18 \cdot \eta_L} \quad \text{Gl. 7}$$

Bei Vollast beträgt die Gasgeschwindigkeit  $u_G = 0,113$  m/s. Mit der Formel von Koide berechnet sich eine Mindestgasgeschwindigkeit von 0,014 m/s. Damit wären lediglich 12,4 % der Last nötig, um den Reaktor betreiben zu können. Kleinere Mindestlasten sind denkbar, da eine inhomogene Katalysatorverteilung nicht zwangsläufig zur Umsatzabnahme führt. Für die Praxis wird an dieser Stelle aber eine Mindestlast von 20 % empfohlen, um den notwendigen Sicherheitsabstand zu haben.

Tabelle 23: Annahmen für die Berechnung der Mindestgasgeschwindigkeit zur Katalysatorfluidisierung (alle Stoffdaten für 300 °C)

Größe	Symbol	Einheit	Wert
Mindestgasgeschwindigkeit	$u_{G,crit}$	m/s	0,014
Gasgeschwindigkeit bei Volllast	$u_G$	m/s	0,113
Sinkgeschwindigkeit Partikel	$u_{P,set^{\infty}}$	m/s	0,005
Dichte Katalysatorpartikel	$\rho_P$	kg/m <sup>3</sup>	1585
Dichte Dibenzyltoluol	$\rho_L$	kg/m <sup>3</sup>	837
Viskosität Dibenzyltoluol	$\eta_L$	mPa s	0,4
Oberflächenspannung Dibenzyltoluol	$\sigma_L$	mN/m	15
Feststoffanteil gasfrei	${}^V C_{SL}$	Vol.-%	15
Durchmesser Partikel	$d_P$	µm	75
Mindestlast	-	%	12,4

### Lastwechselrate

Des Weiteren wurden Versuche zur Dynamik der Dreiphasen-Methanisierung in einem Blasensäulen-Reaktor mit  $d_R = 54,5$  mm bei einem Normvolumenstrom von 1,3 m<sup>3</sup>/h für Volllast durchgeführt. Dabei wurden bewusst Einstellungen gefahren, bei denen kein Vollumsatz erreicht wird, da so die Dynamik des Systems besser erkannt werden kann. Wie Abbildung 30 zeigt, braucht das System 10 min, um bei Steigerung der Leistung von 25 % auf 100 % wieder einen stationären Betriebszustand zu erreichen. Die Dauer für den Lastwechsel von 100 % auf 25 % beträgt etwa 25 - 35 min (Abbildung 31). Das Ansprechverhalten ist bei der Volumenstromsenkung geringer, da der Volumenstrom am Ende deutlich kleiner ist. Damit ist auch die Wechselrate, mit dem das Gas in den Behältern (Reaktor, Rohrleitungen und Kühlfalle) ausgetauscht wird, geringer. Die Dauer bis zum stationären Punkt bei Lastwechsel ist lediglich vom Volumenstrom sowie vom Volumen der Rohrleitungen und Behälter zwischen Reaktor und Analytik abhängig, die chemischen und physikalischen Vorgänge im Reaktor sind im Vergleich dazu sehr schnell. Damit ist das Ansprechverhalten der Dreiphasen-Methanisierung schnell und die Dynamik der Dreiphasen-Methanisierung hängt lediglich von der Anlagenregelung ab.

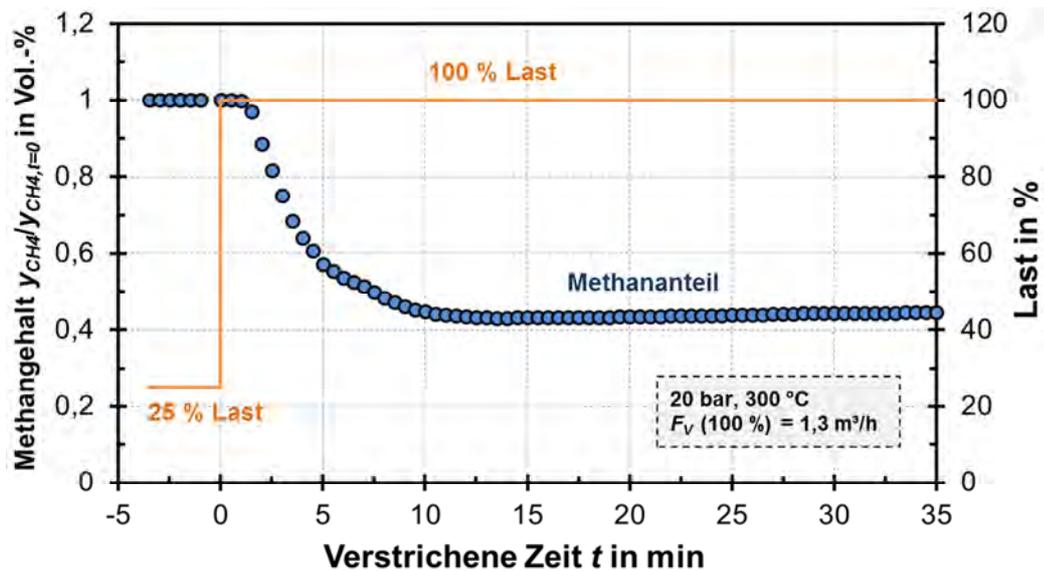


Abbildung 30: Dauer für Lastwechsel von 25 % auf 100 % Leistung

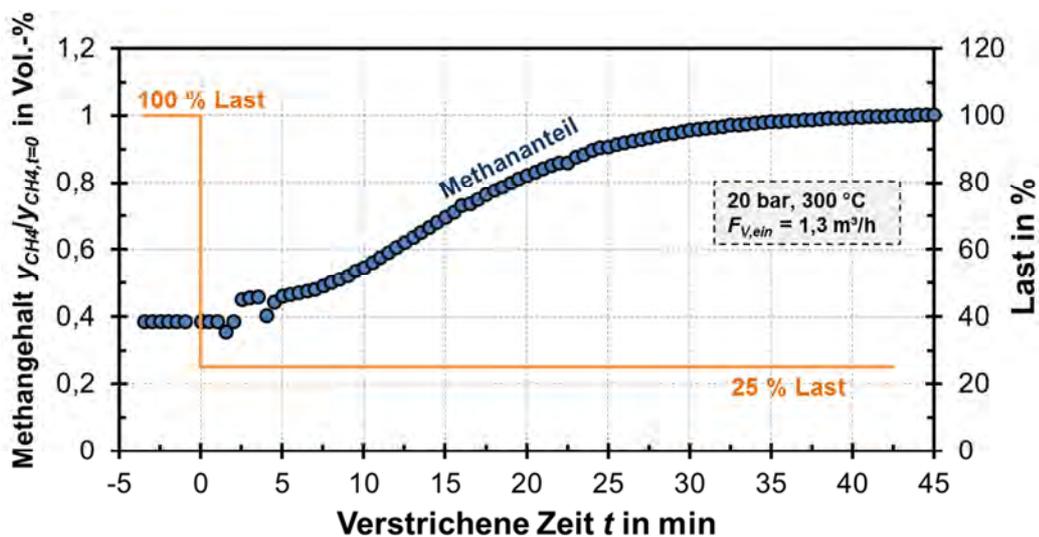


Abbildung 31: Dauer für Lastwechsel von 100 % auf 25 % Leistung

### 5.3 Methanisierungsprozess - Bewertung

Die Methanisierung wurde zunächst in der Gasreinigung bei der Ammoniak-Synthese und später zur Erzeugung von SNG aus Kohle eingesetzt. Für die SNG-Erzeugung aus Kohle wurden und werden in der Regel Konzepte basierend auf adiabatischen Festbett-Reaktoren mit Ni-basierten Katalysatoren verwendet. Für diese Art der Reaktoren gibt es die meisten veröffentlichten Daten. Für großtechnische Anlagen ist dies bis jetzt die bewährteste Ausführung. In einem Konzept basierend auf adiabaten FB-Reaktoren, ausgelegt auf den stationären Betrieb, kann der Lastbetrieb auf 40 %

reduziert werden. Lastwechsel von 10 % der Kapazität können innerhalb von 10 min erfolgen. Die Auswirkungen häufigen Ab- und Anfahrens der Anlage sind hinsichtlich der Stabilität des Katalysators noch nicht endgültig untersucht.

Ein Wirbelschicht-Reaktor weist dem Festbett-Reaktor gegenüber einige Vorteile auf (siehe Tabelle 14 und Tabelle 15). Teillastbetrieb und Lastwechselrate sind nach derzeitigem Wissensstand ähnlich wie beim FB-Reaktor. Allerdings sind zurzeit keine Katalysatoren kommerziell verfügbar, die der hohen mechanischen Beanspruchung in der Wirbelschicht gerecht werden, deswegen wird die Methanisierung mit dem Reaktor nicht mehr weiter verfolgt.

Der Dreiphasen-Reaktor zur Methanisierung ist vor allem für kleinere Anlagen im MW-Bereich geeignet. Bei diesem Reaktorkonzept ist der Anlagenaufbau verhältnismäßig einfach, was zu einem geringeren Investitionsaufwand führen könnte. Ein weiterer Vorteil ist die gute Dynamik des Prozesses gekoppelt mit einem geringen Mindest-Teillastbereich. Der Mindest-Teillastbetrieb beträgt 20 % der Kapazität oder weniger. Da sich der Dreiphasen-Reaktor zur Methanisierung noch im Entwicklungsstadium befindet und keine Daten für eine kommerzielle Anwendung vorliegen, wird er im Folgenden nicht mehr betrachtet.

Aus den oben genannten Gründen wird für die Methanisierung bei der Bewertung der PtG-Konzepte ein Konzept basierend auf adiabatischen Festbett-Reaktoren eingesetzt. Bei dieser Bewertung werden die in Kapitel 3 ausgewählten CO<sub>2</sub>-Quellen mit H<sub>2</sub>O-Elektrolyse und Methanisierung gekoppelt.

## 6 Bewertung der Anlagenkonzepte

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie die in Abschnitt 3 ausgewählten CO<sub>2</sub>-Quellen in ein PtG-Konzept eingebunden werden können. Anschließend werden die verschiedenen Konzepte und Möglichkeiten der Einbindung bewertet. Dabei werden die Aufbereitungs- und Erzeugungskosten ermittelt und die Verwertungsstrategien für Abwärme ausgearbeitet. Für die Methanisierungsanlage wird die Sensitivitätsanalyse für die Prozessparameter Druck und Temperatur durchgeführt.

In Abbildung 32 ist die blockschematische Darstellung eines beispielhaften PtG-Konzeptes dargestellt. In diesem Beispiel ist die CO<sub>2</sub>-Quelle mit der anschließenden Gasreinigung in das Konzept eingebunden.

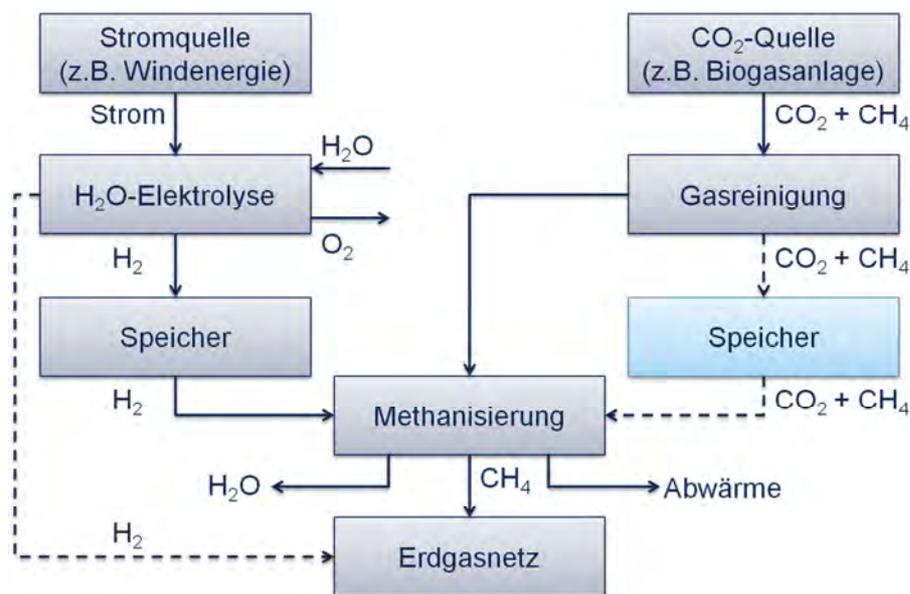


Abbildung 32: Blockschematische Darstellung eines PtG-Konzeptes

Der Strom, der aus erneuerbaren Quellen stammt (Windenergie oder Photovoltaik), und Wasser werden in einen PEM-Elektrolyseur eingespeist. Wasserstoff aus der Elektrolyse wird entweder gespeichert und in die Methanisierung weiter geleitet oder direkt in das Erdgasnetz eingespeist. Der Sauerstoff aus der Elektrolyse kann in einigen Fällen in anderen Prozessen genutzt werden.

In den meisten Fällen liefert eine CO<sub>2</sub>-Quelle kein sauberes CO<sub>2</sub>, deswegen muss zuerst eine Gasreinigung erfolgen. Wenn die Anlage, aus der das CO<sub>2</sub> stammt, stationär betrieben wird, kann es direkt in die Methanisierung eingespeist werden, ohne es vorher zu speichern. Voraussetzung hierfür ist, dass stets ausreichend Wasserstoff für die Methanisierung zur Verfügung steht. Hierfür ist eine entsprechende Spei-

chermöglichkeit für den Wasserstoff notwendig. Wenn der Wasserstoff nicht gespeichert werden kann, muss  $\text{CO}_2$  in die Atmosphäre abgegeben werden.

Die Auslegung der Power-to-Gas Anlage soll energetisch optimiert werden. Der Überschuss an Wärme kann in einem anderen Prozess oder anderweitig (Fernwärme) verwendet werden. Das Nebenprodukt aus der Methanisierung, Wasser, kann nach einer eventuellen Aufarbeitung in die Elektrolyse geleitet werden. Bei den Betrachtungen der PtG-Konzepte wird auf folgende, in Abbildung 33 dargestellte, Rahmenbedingungen geachtet.

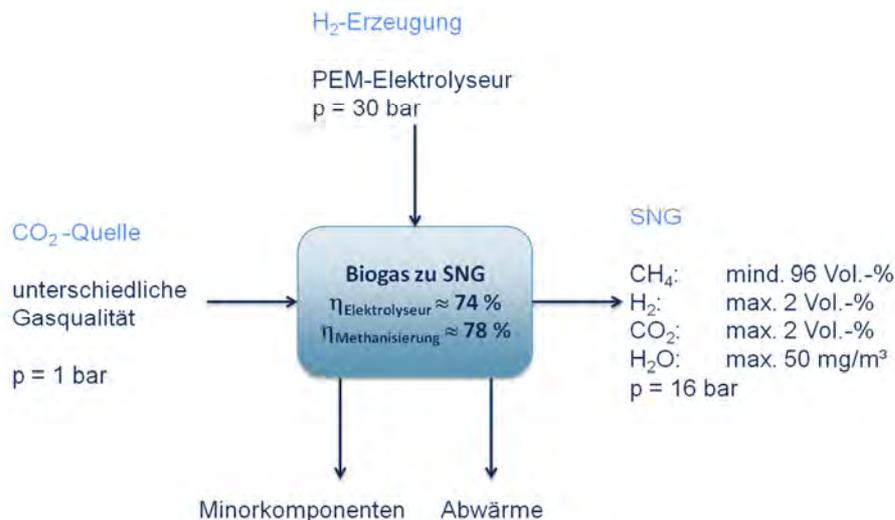


Abbildung 33: Rahmenbedingungen der PtG-Konzepte

## 6.1 Ammoniak-Synthese

Die Ammoniak-Synthese (siehe Abbildung 34) ist für die Methanisierung eine optimale  $\text{CO}_2$ -Quelle. Nicht nur, dass beim Prozess sehr viel  $\text{CO}_2$  als Prozessgas entsteht, das  $\text{CO}_2$  ist durch vorgeschaltete Erdgas-Reinigung frei von Katalysatorgiften wie Schwefel (siehe Abschnitt 3.1.2).

Die Ammoniak-Synthese ist im Detail in [9 - 11] beschrieben. Abbildung 34 stellt lediglich ein grobes Fließbild des Prozesses dar. Der Prozess ist zum größten Teil energetisch optimiert. In den Teilanlagen „Primary reforming“ (Abgas), „CO shift“, „Ammonia synthesis“ und „Methanation“ herrscht ein Überschuss an Wärme (rot umrandet). Ein Defizit der Wärme ist in den Teilanlagen „Primary reforming“ (Process steam) und „CO<sub>2</sub> removal“ (blau umrandet).

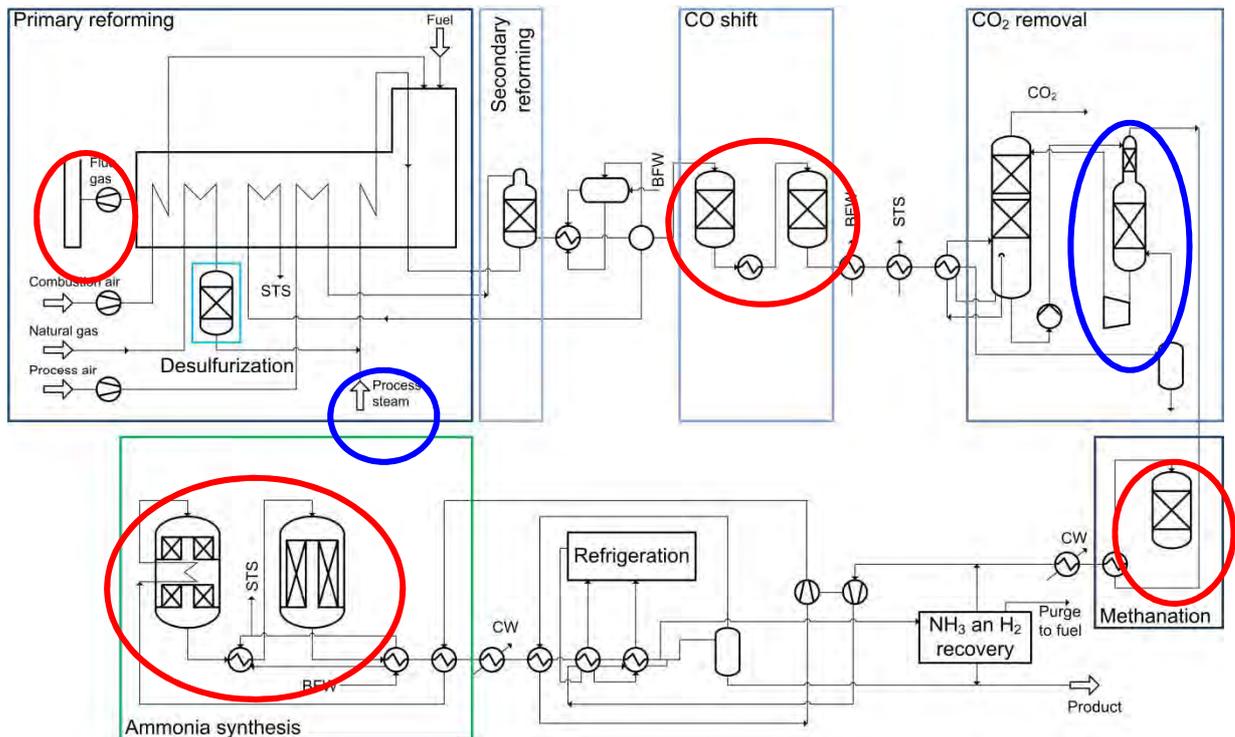


Abbildung 34: Fließbild der Ammoniak-Synthese

In Abbildung 35 ist das Blockscheema des PtG-Konzeptes mit der Ammoniak-Synthese als CO<sub>2</sub>-Quelle abgebildet. Die überschüssige Abwärme aus der Methanisierung kann für die SNG-Trocknung und für die oben aufgezeigten Wärmedefizite bei der Ammoniaksynthese verwendet werden. Dadurch, dass bei der Ammoniak-Synthese sauberes CO<sub>2</sub> anfällt, wird keine zusätzliche Gasreinigung vor der Methanisierung benötigt.

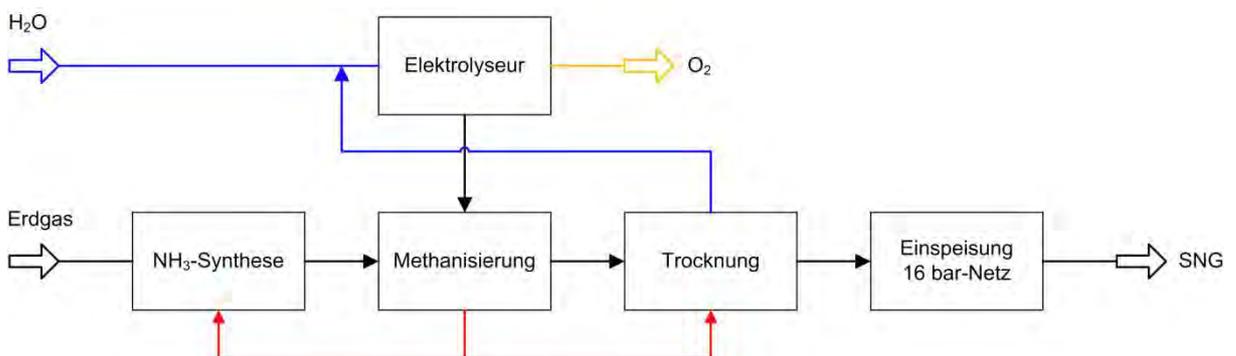


Abbildung 35: Schematische Darstellung des PtG-Konzeptes mit gekoppelter Ammoniak-Synthese

Die detaillierte Darstellung der Koppelung der Ammoniak-Synthese als CO<sub>2</sub>-Quelle mit dem PtG-Konzept wird in Abbildung 36 gezeigt. Für dieses Beispiel ist eine Kapazität der Methanisierungsanlage von 10 000 m<sup>3</sup>/h SNG gewählt worden.

Dafür muss die Elektrolyse 40.000 m<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> liefern. Dazu sind 212 MW Strom und 32,1 t/h H<sub>2</sub>O notwendig. Der dabei produzierte Sauerstoff wird in die Luft abgeblasen, könnte aber prinzipiell in anderen Anlagen genutzt werden. Die benötigte Menge an CO<sub>2</sub> beträgt 10.000 m<sup>3</sup>/h.

Der Methanisierungsprozess läuft in zwei FB-Reaktoren ab. Die erste Reaktionsstufe findet in einem einzelnen Festbettreaktor (R1) statt. Alle weiteren Stufen sind in einem Hordenreaktor (R2) zusammengefasst. Zwischen den Reaktionsstufen befinden sich Kühlzonen, in denen das Gasgemisch auf die jeweils definierten Stufeneintrittstemperaturen abgekühlt wird. Wasserstoff wird dem System mit einem Druck von 20 bar zugeführt. Das Eduktgas CO<sub>2</sub> wird mithilfe eines vierstufigen Verdichters auf dasselbe Druckniveau gebracht. Nach der Mischung aller Edukte wird das Gasgemisch in einem Wärmetauscher auf die erforderliche Reaktoreintrittstemperatur erhitzt und dem Festbettreaktor (R1) zugeführt. Um die Exothermie der Reaktion und den damit verbundenen Temperaturanstieg im Reaktor regeln zu können, ist eine Rückführung um den Reaktor (R1) vorgesehen. Dabei kann ein Teil des Produktgases über einen Kühler und einen Verdichter zum Reaktoreintritt geführt werden und mit dem Eduktgas vermischt werden. Das zurückgeführte Gas enthält auch Wasser. Eine weitere Zugabe des Dampfes in den Frischgasstrom, um eine Verkokung des Katalysators zu verhindern, ist somit nicht mehr notwendig.

Das Produktgas des Festbettreaktors (R1) wird, nachdem es abgekühlt ist, dem Gas-Flüssig-Abscheider (H<sub>2</sub>O-Separator) zugeführt, um die großen Mengen des Nebenproduktes Wasser abzutrennen. Damit wird gewährleistet, dass die geforderte Produktqualität erreicht wird. Anschließend wird das Gas dem Hordenreaktor (R2) zugeführt. Vorher wird es in einem Wärmetauscher wieder auf die definierte Reaktoreintrittstemperatur aufgewärmt. Zum Schluss erfolgt die Abtrennung vom Wasser in zwei Stufen. Für die Grobtrocknung wird ein Gas-Flüssig-Abscheider verwendet. Die Feintrocknung erfolgt mittels Molekularsieb im Behälter.

Nach der Entwicklung eines Verfahrensfließbilds mit Hinblick auf einen möglichst großen CO<sub>2</sub>-Umsatz wird das System gemäß energetischer Gesichtspunkte analysiert und weiter optimiert. Dazu wird das Wärmeintegrationspotenzial des Prozesses mittels einer Pinch-Analyse bestimmt. Insgesamt stehen 35 MW Abwärme zur Verfügung. Der Wärmebedarf bei der Ammoniak-Synthese kann nicht komplett durch die Abwärme der Methanisierung gedeckt werden. Im Bereich „CO<sub>2</sub> removal“ werden beim Abscheider 9 MW Wärme (30 kJ/mol CO<sub>2</sub>) [10] bei einer Temperatur von 110 °C benötigt.

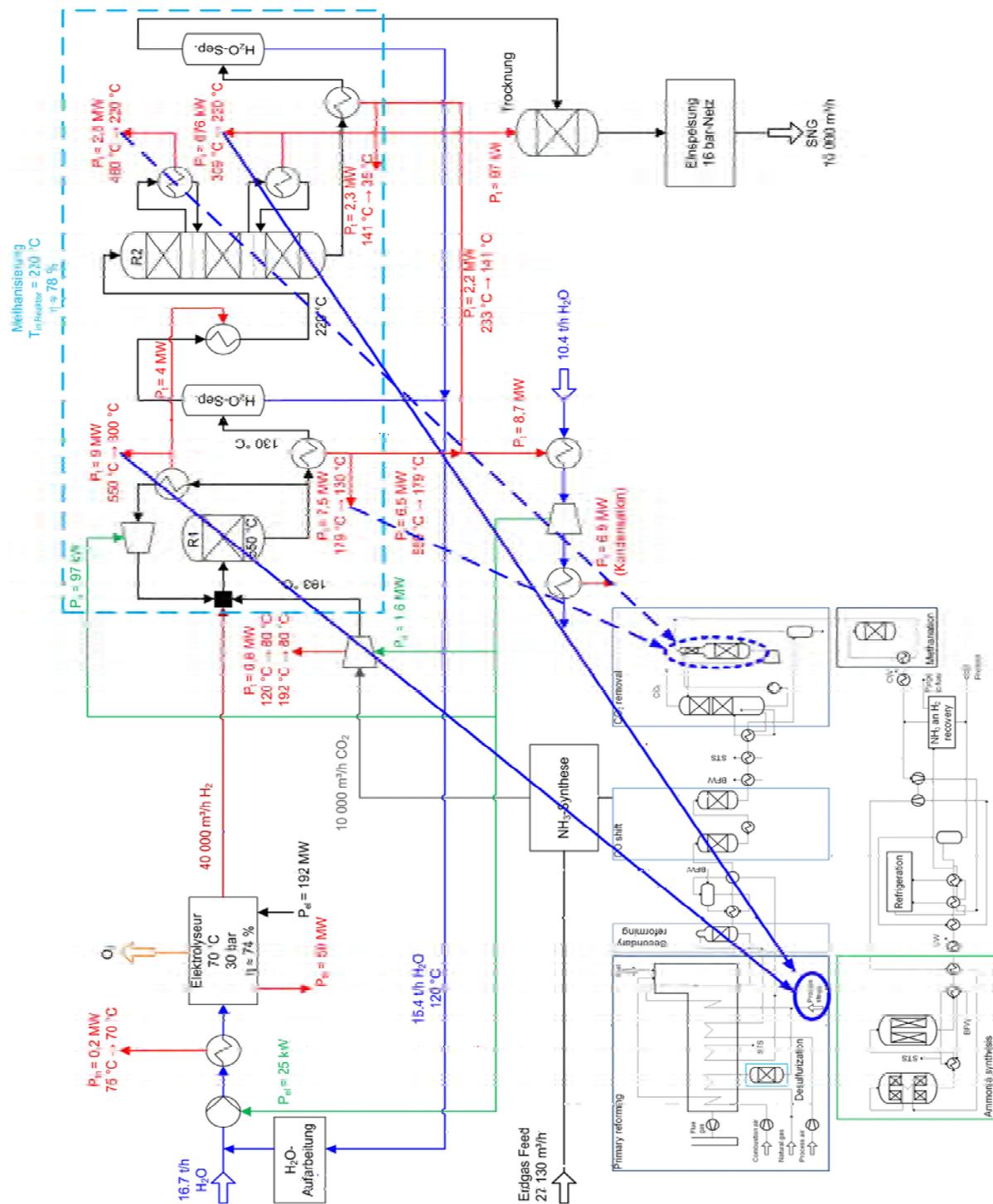


Abbildung 36: Kopplung der Ammoniak-Synthese mit PtG-Konzept

Dieser Bedarf kann zu 100 % aus der Methanisierungsanlage abgedeckt werden (blaue gestrichelte Linie in Abbildung 36). Für die Produktion von Prozessdampf bei der Ammoniak-Synthese werden 51 MW Wärme ( $T = 233\text{ °C}$ ,  $p = 33\text{ bar}$ ) benötigt, die aber nur zu ca. 20 % gedeckt werden können. Dafür werden die übrigen

11,5 MW im Temperaturbereich zwischen 220 und 550 °C verwendet (blaue durchgezogene Linie).

Nach der Wärmeintegration bleiben insgesamt 52,2 MW Abwärme übrig, deren Erzeugung sich wie folgt zusammensetzt:

- 50 MW,  $T = 70\text{ °C} \Rightarrow$  Elektrolyseur,
- 6,9 MW,  $T = 84\text{ °C} \Rightarrow$  Dampfturbine – Stromerzeugung,
- 1,7 MW,  $T = 80 - 140\text{ °C} \Rightarrow$  Kühler nach dem Hordenreaktor R2,
- 0,8 MW,  $T = 80 - 190\text{ °C} \Rightarrow$  Kühlung von  $\text{CO}_2$  Kompressor,
- 0,6 MW,  $T = 35 - 80\text{ °C} \Rightarrow$  Kühler nach dem Hordenreaktor R2 und
- 0,2 MW,  $T = 70\text{ °C} \Rightarrow$  Kühlung von Wasser vor Elektrolyse.

Ein Teil der Wärme, insgesamt 26,2 MW (Temperaturbereich zwischen 60 und 190 °C), könnte für Fernwärme benutzt werden, falls eine Fernwärmeleitung verfügbar ist. Der Rest muss mit Kühlwasser abgeführt werden und ist somit Verlustabwärme. Der Großteil der Verluste entsteht im Elektrolyseur.

Für die Methanisierungsanlage ist eine Sensitivitätsanalyse für den Anlagendruck zwischen 5 und 30 bar mit Gleichgewichtsrechnungen simuliert worden. Das Ergebnis ist in Abbildung 37 zu sehen. Beim Methanisierungsprozess soll ein Produkt entstehen, das mindestens 96 Vol.-% Methan enthält. Bei Drücken zwischen 15 und 30 bar wird der geforderte Methan-Gehalt im Produktstrom eingehalten. Wenn der Prozessdruck auf 10 bar verringert wird, sinkt der Gehalt an Methan im Produktstrom auf 95,4 % und liegt damit unter der Produkthanforderung.

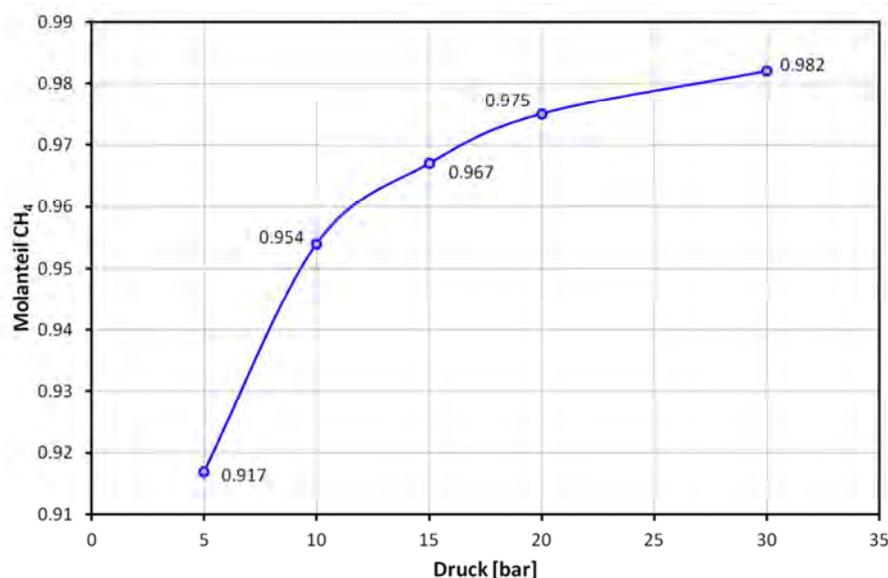


Abbildung 37: Druckeinfluss auf den Methangehalt im Produktgas

## 6.2 Glasherstellung Oxyfuel-Prozess

Bei der Glasherstellung wird nur der Oxyfuel-Prozess betrachtet. Die schematische Darstellung der Einbindung der Glasproduktion in ein PtG-Konzept inklusive Massenbilanz ist in Abbildung 38 gezeigt. Die Teilanlagen Elektrolyse und Methanisierung entsprechen in ihrem Prinzip der Ammoniak-Synthese, wie schon im Abschnitt 6.1 beschrieben. Da die Durchsätze bei der Glasherstellung deutlich kleiner sind, ändert sich dementsprechend die Massen- und Energiebilanz.

Glas für Behälter (Glasflaschen) wird in folgenden Schritten hergestellt [19]:

- Schmelzen von Gemenge bei 1540 °C,
- Konditionierung bei 1300 °C,
- Formen zwischen 800 und 1100 °C und
- Ausglühen bei 560 °C.

Die meisten Daten für die Erstellung von Massen- und Energiebilanz sind für die Schmelzwanne, die mit Erdgas befeuert sind, verfügbar, deswegen wird hier nur dieser Teil in der Bilanz betrachtet.

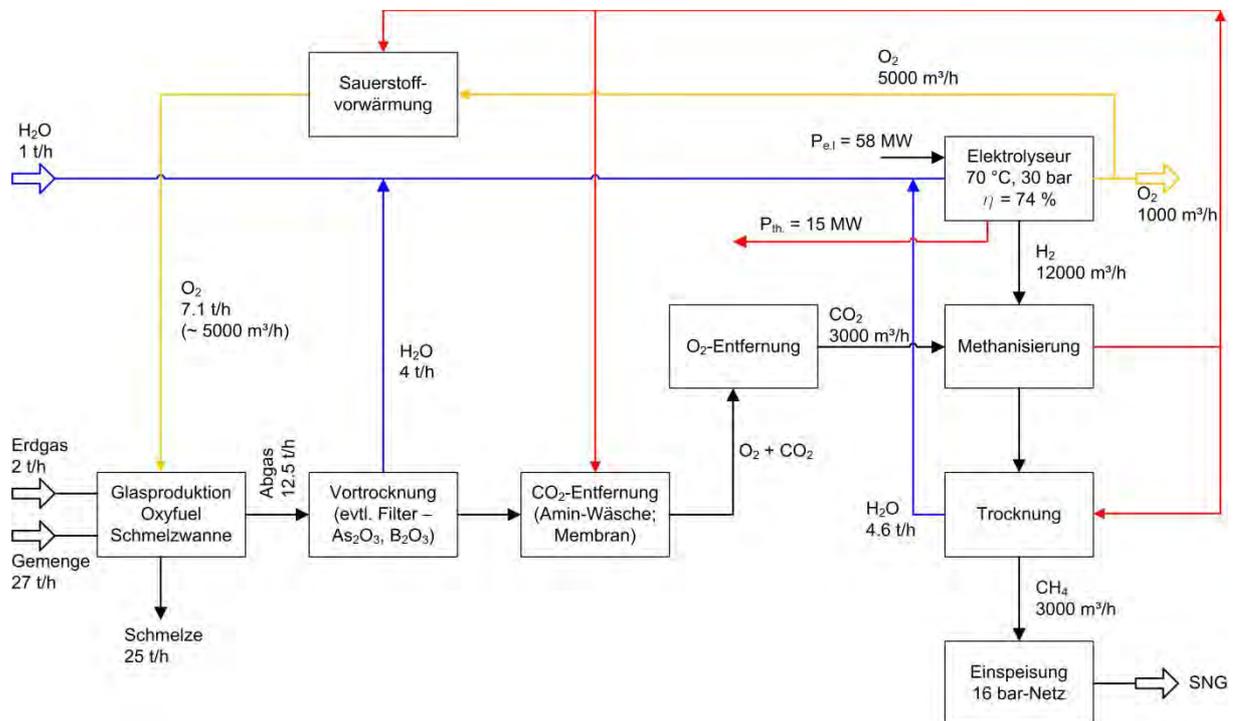


Abbildung 38: Glasproduktion gekoppelt mit PtG-Konzept, schematische Darstellung

Die Glasschmelzwannen sind für eine Kapazität von 1 bis 600 Tagestonnen Schmelze ausgelegt. Für die Berechnung der Massen- und Energiebilanz wird die Kapazität von 600 Tagestonnen (25 t/h Schmelze) genommen. Für 1 t Schmelze werden 82 kg

Brennstoff (in dem Fall Erdgas) und 285 kg Sauerstoff gebraucht. Dabei entstehen ca. 500 kg feuchtes Abgas. Das trockene Abgas (340 kg/t Schmelze) besteht hauptsächlich aus CO<sub>2</sub> (58 Vol.%), N<sub>2</sub> (31 Vol.%) und O<sub>2</sub> (11 Vol.%). Es entstehen beim Oxyfuel-Prozess in der Glasschmelzwanne ca. 175 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> / t Schmelze. Für die angenommene Produktion von 25 t/h Schmelze ergeben sich damit 3 000 m<sup>3</sup>/h CO<sub>2</sub> pro Stunde [73]. Für diesen CO<sub>2</sub>-Volumenstrom müssen 12 000 m<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> mit dem Elektrolyseur produziert werden. Dafür werden 64 MW elektrische Energie und 9,6 t/h H<sub>2</sub>O (zusammengesetzt aus 1 t/h frischen H<sub>2</sub>O, 4 t/h H<sub>2</sub>O aus der Vortrocknung des Abgases und 4,6 t/h H<sub>2</sub>O aus der Methanisierung) benötigt. Der Sauerstoff, der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt anfällt, kann zu 83 % (Gesamtmenge 6 000 m<sup>3</sup>/h) für die Verbrennung von Erdgas in der Schmelzwanne verwendet werden. Der Rest wird in die Atmosphäre abgelassen, da bei der Elektrolyse mehr Sauerstoff entsteht, als für die Verbrennung benötigt wird.

Die Abwärme aus der Methanisierung kann prozessintern eingebunden werden, um die Gasströme aufzuheizen oder um Strom zu produzieren. Weiterhin kann diese Wärme für Sauerstoffvorwärmung, Aminwäsche und Trocknung des SNG angewendet werden. Die gesamten 15 MW Abwärme vom Elektrolyseur müssen mit Kühlwasser abgeführt werden.

Die Glasschmelzwanne mit Oxyfuel-Befuerung ist eine sehr gute CO<sub>2</sub>-Quelle. Wenn die Luft mit Sauerstoff bei der Befuerung zu 100 % ersetzt wird, ist das Abgas nach der Schmelzwanne reich an CO<sub>2</sub>. Somit kann evtl. die Gasreinigung ohne Aminwäsche ausgeführt werden. Aus dem CO<sub>2</sub>-reichen Gasstrom muss auf jeden Fall das nicht verbrannte O<sub>2</sub> in einem katalytischen Verfahren entfernt werden. O<sub>2</sub> kann den Katalysator bei der Methanisierung beschädigen, entweder durch Oxidation oder durch zu hohe Reaktionstemperaturen bei der Reaktion zwischen O<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>.

### 6.3 Biomassevergasung mit Power-to-Gas

Bei der Biomassevergasung eignet sich die Wasserdampfvergasung am besten, weil hier ein stickstoffarmes und wasserstoffreiches Rohgas erzeugt werden kann. Bei der Biomassevergasung, die nicht mit PtG-Konzepten gekoppelt wird, wird in einem Wassergas-Shift-Reaktor (WGS) so viel H<sub>2</sub> produziert, dass das H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis etwa dem stöchiometrischen entspricht. CO<sub>2</sub> wird in einer Gasreinigung aus dem Synthesegas entfernt (siehe Abbildung 18).

Bei der Kopplung der Biomassevergasung mit einem PtG-Konzept kann auf die WGS-Stufe verzichtet werden, falls über die Elektrolyse ausreichend H<sub>2</sub> zur Verfügung gestellt wird. In Abbildung 39 ist die schematische Darstellung der SNG-

Erzeugung aus einer Biomassevergasung gezeigt. Für die Massenbilanz sind die Daten aus [74] angenommen worden.

Nach dem WGS-Reaktor beträgt der Volumenstrom an feuchtem Synthesegas ca. 12.900 m<sup>3</sup>/h und ist zusammengesetzt aus 16 % CO<sub>2</sub>, 19 % CO, 31 % H<sub>2</sub> und 9 % CH<sub>4</sub> sowie 25 % H<sub>2</sub>O [74]. In den Methanisierungsreaktoren zusammen werden sowohl 2.100 m<sup>3</sup>/h CO<sub>2</sub> als auch 2500 m<sup>3</sup>/h CO mit insgesamt 15.900 m<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> (11.990 m<sup>3</sup>/h aus der Elektrolyse) zu SNG umgewandelt. Dafür benötigt der Elektrolyseur ca. 57 MW elektrische Energie. Es werden ca. 15 MW Abwärme frei, die mit Kühlwasser abgeführt werden. Nach der Trocknung und Brennwertanpassung können 5.700 m<sup>3</sup>/h SNG ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Die Abwärme aus der Methanisierung kann zum Aufheizen von Holz (0,4 MW), für die Trocknung des SNG vor der Einspeisung, intern bei der Methanisierung und zur Produktion von Strom verwendet werden. Vor WGS und CO-Methanisierung wird das Gas auf den Betriebsdruck (5 - 20 bar) verdichtet. Ein Teil des benötigten Stromes (0,6 MW) für den Verdichter kann intern mittels Abwärme (3 MW) produziert werden.

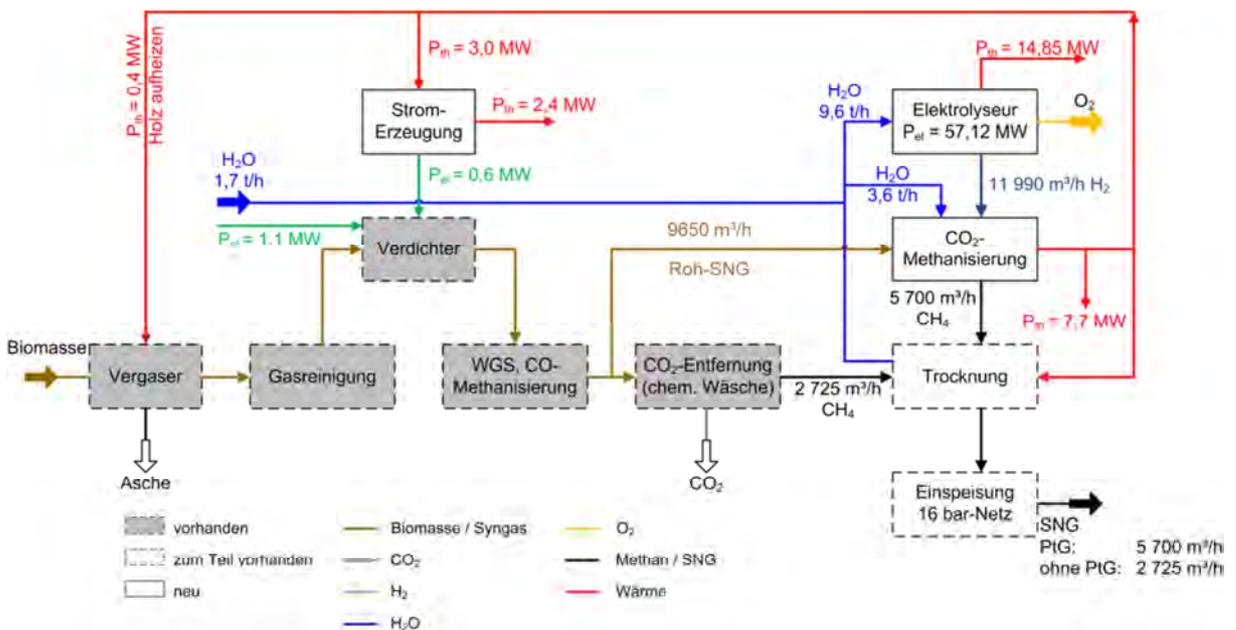


Abbildung 39: Schematische Darstellung der SNG-Erzeugung aus einer Biomassevergasung

Der Sauerstoff kann zum Teil als Vergasungsmittel in der Vergasung eingesetzt werden, wenn als Vergaser ein autothermer Vergaser angewendet wird [75]. Bei der allothermen Bauweise muss in den Vergaser externe Wärme eingekoppelt werden, die zum Teil auch aus der Methanisierungsanlage kommen kann. Die Abwärme aus dem Vergaser kann für die Gasreinigung angewendet werden.

## 6.4 Biogasanlage mit Power-to-Gas

In Abbildung 40 ist das Blockschema des PtG-Konzeptes, gekoppelt mit einer Biogasanlage, dargestellt. Im Fermenter werden aus nachwachsenden Rohstoffen 1.000 m<sup>3</sup>/h Biogas hergestellt. Die Kapazität der Anlagen ist in dem Fall deutlich kleiner als bei der Ammoniak-Synthese oder bei der Biomassevergasung. Nach der Vortrocknung und Entschwefelung wird das CO<sub>2</sub> entfernt und weiter in die Methanisierung geleitet. Das Methan aus der Biogasanlage und das SNG aus der Methanisierung werden in der Feintrocknung zusammengeführt und getrocknet und anschließend in das Gasnetz eingespeist.

Im Abschnitt 3.3.1 wurde erwähnt, dass sich die Rückführung von Methan in die Zulaufströmung des Reaktors als vorteilhaft erweist, weil Methan vermischt mit Kohlendioxid auch als eine Maßnahme zur Kontrolle der Reaktionswärme dienen kann. In dem beschriebenen Fall werden aber CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> voneinander getrennt. Grund für diese Maßnahme ist die Verfügbarkeit der Anlage. Wenn z.B. kein H<sub>2</sub> produziert werden kann und die Speicher leer sind, müsste nicht nur die Methanisierung, sondern auch die Biogasanlage abgeschaltet werden (falls der gesamte Gasstrom über die Methanisierung geführt wird). Mit der Trennung der Gase kann die Biogasanlage weiter im Betrieb sein und das dabei produzierte Methan ins Gasnetz einspeisen. CO<sub>2</sub> muss in diesem Fall in einem Gasspeicher zwischengelagert werden. Die direkte Methanisierung von Biogas (ohne Trennung von CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub>) ist in [76] beschrieben.

Die Biogasanlage liefert ca. 470 m<sup>3</sup>/h CO<sub>2</sub>, das aus einer erneuerbaren Quelle, z.B. Maissilage, stammt. Typische Werte für die Zusammensetzung von Rohbiogasen ist in Tabelle 9 angegeben. Das Rohbiogas muss vor der Methanisierung gereinigt werden, um die Katalysatorgifte zu entfernen. Die Anteile an Minorkomponenten, wie H<sub>2</sub>S, Cl und F sollten << 100 ppb sein, um zu gewährleisten, dass der Katalysator eine Lebenszeit von drei Jahren nicht unterschreitet [77].

Die Reinigung des Rohbiogases erfolgt in mehreren Schritten (siehe Abbildung 41):

- Grobentschwefelung mit Eisensalz (im Fermenter)
- Trocknung
- H<sub>2</sub>S-Entfernung mit Aktivkohle (AK)
- CO<sub>2</sub>-Entfernung mit Aminwäsche inkl. DEA-Regenerierung

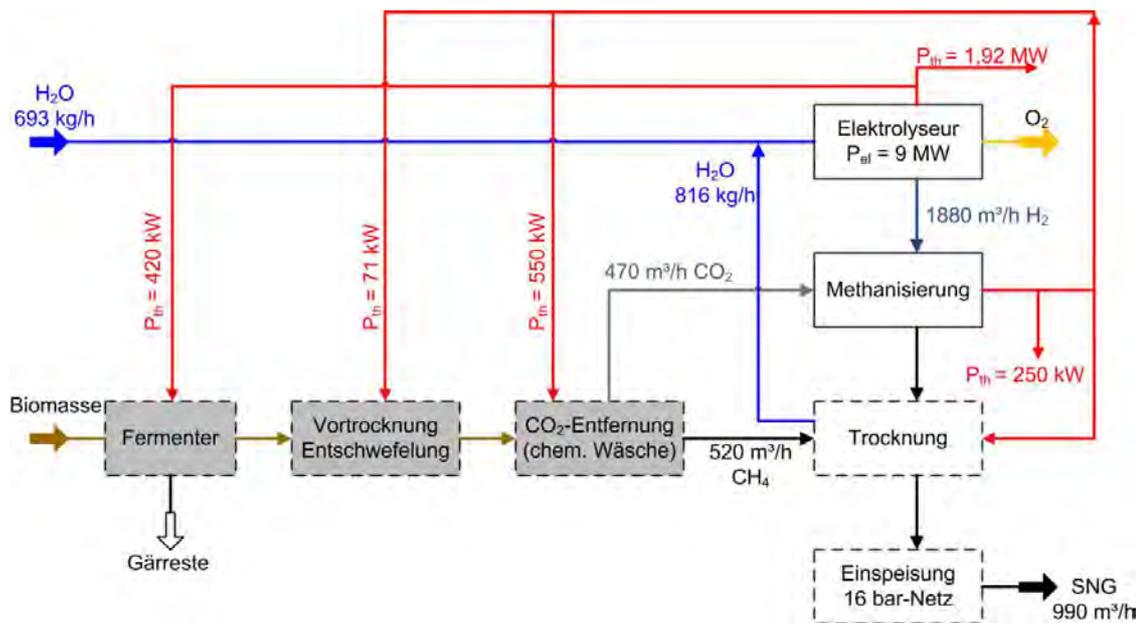


Abbildung 40: PtG-Konzept mit gekoppelter Biogasanlage

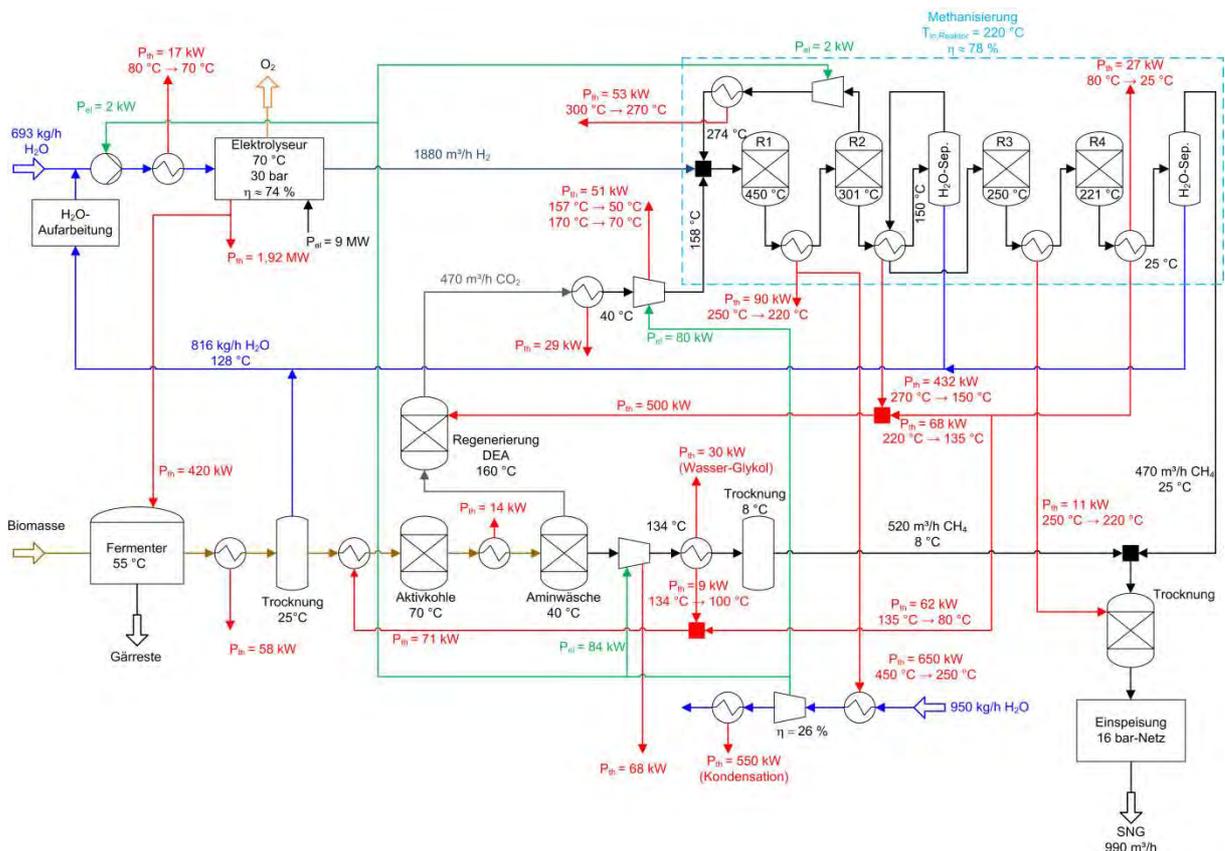


Abbildung 41: Masse- und Energieströme bei einer Biogasanlage gekoppelt mit PtG

Nach Durchlaufen dieser Schritte wird das gereinigte CO<sub>2</sub> mit H<sub>2</sub> vom Elektrolyseur und dem Gas aus dem zweiten Reaktor (R2) gemischt und dem ersten Reaktor R1 zugeführt.

In der Elektrolyse werden für die notwendige Produktion von 1880 m<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> 1509 kg/h Wasser und 9 MW elektrische Energie benötigt. Der Sauerstoff wird entweder verkauft oder in die Luft abgelassen. Alternativ könnte auch ein kleiner Teil des O<sub>2</sub> für die Grobentschwefelung im Biogasfermenter eingesetzt werden. Dies würde Kosten für Eisensalze sparen.

Die Methanisierung läuft im Fall einer Kopplung mit einer Biogasanlage in vier nacheinander geschalteten FB-Reaktoren ab. Ein Teil des Produktgases aus dem zweiten Reaktor R2 wird für die Kontrolle der Reaktionswärme mit dem Frischgas vermischt und in den ersten Reaktor R1 geleitet. Zwischen den Reaktoren R2 und R3 befindet sich eine Wasserabtrennung. Ohne diese kann mit den 4 Reaktoren die geforderte Spezifikation des Produktes nicht erreicht werden. Nach dem Reaktor R4 wird das restliche Wasser im Gas in einem Gas-Flüssig-Abscheider entfernt. Anschließend wird das so produzierte SNG mit Methan aus der Biogasanlage vermischt und in einem Molsieb getrocknet. Die Einspeisung in das Gasnetz erfolgt bei 16 bar.

Durch Wärmeintegration ist es möglich, den Energiebedarf für das Aufheizen des Gases nach der ersten Wasserabtrennung mit der anfallenden Abwärme aus den Kühlzonen zu decken (24 kW). Weiterhin kann ein Teil der Abwärme (650 kW) über eine Dampfturbine in elektrische Energie umgewandelt werden, welche den integrierten Verbrauchern, wie z.B. Pumpen und Verdichter, zugeführt wird. Auf diese Weise kann die Anlage autark betrieben werden. Außerdem wird das Wärmedefizit bei der Biogasreinigung mit der überschüssigen Wärme aus der Methanisierung abgedeckt: 71 kW für die Reinigung mit Aktivkohle und 500 kW für die Aminwäsche (Regenerierung von DEA bei 160 °C). Darüber hinaus werden 11 kW für die Feintrocknung von Biogas und SNG verwendet (Regenerierung des Molsiebs). Die 420 kW aus der Elektrolyse werden benötigt, um den Fermenter auf der Betriebstemperatur von 55 °C zu halten (Jahresmittelwert).

Nach der Wärmeintegration bleiben insgesamt ca. 2,7 MW Abwärme übrig, die aus den folgenden Quellen stammen:

- 1,92 MW, T = 70 °C ⇒ Elektrolyseur,
- 550 kW, T = 84 °C ⇒ Dampfturbine – Stromerzeugung,
- 90 kW, T = 220 - 250 °C ⇒ Kühler nach dem Reaktor R1,
- 51 kW, T = 50 – 170 °C ⇒ Kühlung von CO<sub>2</sub> Kompressor,
- 53 kW, T = 270 - 300 °C ⇒ Kühler nach dem Rücklaufkompressor,
- 17 kW, T = 70 °C ⇒ Kühlung von Wasser vor Elektrolyse,
- 27 kW, T = 25 - 80 °C ⇒ Kühler nach dem Reaktor R4,

- 30 kW,  $T = 8\text{ °C} \Rightarrow$  Kühler für die  $\text{CH}_4$ -Trocknung mit Wasser-Glykol-Mischung,
- 58 kW,  $T = 25\text{ °C} \Rightarrow$  Kühler von Rohbiogas.

Die Wärmeströme, die eine Temperatur von über  $60\text{ °C}$  aufweisen, können für Fernwärme verwendet werden. Die gesamte Wärmeleistung beträgt für diesen Fall 1,5 MW. Der Rest muss mit Kühlwasser abgeführt werden.

Die überschüssige Abwärme des Elektrolyseurs kann (770 kW) in einem „Organic Rankine Cycle“ (ORC) Prozess genutzt werden. Der ORC ist ein Prozess, bei dem die Dampfturbinen mit einem anderen Arbeitsmittel als Wasserdampf arbeiten. Dafür werden z.B. Ammoniak und Ethanol verwendet. Für den Hochtemperatur-ORC-Prozess kann eine Wärme, die eine Temperatur zwischen  $400$  und  $600\text{ °C}$  aufweist, verwendet werden. Bei dem Niedertemperatur-ORC-Prozess (NT ORC) kann aber die Abwärme schon mit einer Temperatur von  $50\text{ °C}$  eingesetzt werden. Um eine genaue Aussage treffen zu können, ob dies wirtschaftlich ist, müssten nähere Untersuchungen gemacht werden. Die Wirkungsgrade der ORC-Prozesse sind natürlich von der Temperatur der Abwärme abhängig, je höher die Temperatur ist, desto höher kann der Wirkungsgrad sein. Bei NT-ORC, bei der die Abwärme mit einer Temperatur von  $80\text{ °C}$  verwendet wird, ist der elektrische Wirkungsgrad ca. 10% [80].

## 6.5 Ökonomische Bewertung

In diesem Abschnitt werden exemplarisch drei  $\text{CO}_2$ -Quellen und daraus resultierend drei Anlagengrößen betrachtet:

- Biogas: 5 MW SNG-Leistung ohne  $\text{CH}_4$  aus Biogas
- Biomasse-Vergasung: 30 MW SNG-Leistung ohne  $\text{CH}_4$  aus Synthesegas
- Ammoniak: 110 MW SNG-Leistung

Die Anlagen werden anhand der Investitionskosten verglichen. Dafür werden fünf unterschiedliche Fälle betrachtet:

- Fall 1: reine Methanisierung (SNG)
- Fall 2: SNG + Wärmeintegration
- Fall 3: SNG + Wärmeintegration + Stromintegration
- Fall 4: SNG + Wärmeintegration + Stromintegration + Wärmeauskopplung
- Fall 5: SNG + Wärmeintegration + Stromintegration + Wärmeauskopplung + Sauerstofflös.

Für die ersten 4 Fälle ergeben sich Unterschiede in den Investitionskosten. Im Fall 5 (unter Einbeziehung des Sauerstofflöses) wird keine zusätzliche Anlagenperipherie

benötigt, weswegen der Anlagenpreis identisch zu dem in Fall 4 ist. Die Preise für die unterschiedlichen Anlagengrößen und Fälle sind in Tabelle 24 zusammengefasst. Die Kosten für die Anlage (CAPEX) beinhalten Apparate, Stahlbau, Fundament, Elektrik, Instrumentierung und Engineering.

Tabelle 24: Gesamtinvestition der unterschiedlichen Fälle in €

Fall	Anlagengröße		
	5 MW (Biogas)	30 MW (Vergasung)	110 MW (NH <sub>3</sub> -Anlage)
Fall 1	1 503 663	4 878 056	12 100 000
Fall 2	1 540 510	5 000 000	12 400 000
Fall 3	1 940 510	5 700 000	13 600 000
Fall 4	2 000 000	5 850 000	13 800 000

Eine grobe Aufteilung der Errichtungskosten ist in Abbildung 42 dargestellt. Der größte Teil der Kosten entfällt auf die Maschinen (73 %). Die Peripherie der Anlage benötigt 6 % der Gesamtinvestitionskosten.

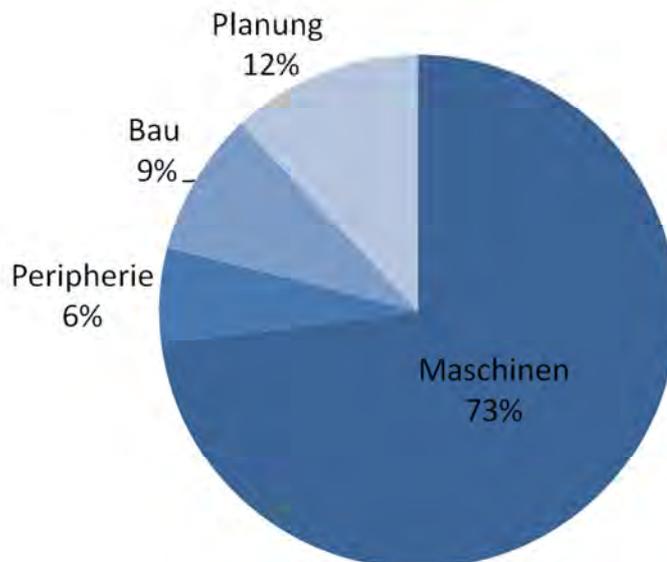


Abbildung 42: Aufteilung der Errichtungskosten

Bei der Betrachtung der Investitionen - bezogen auf die installierte SNG Erzeugungslleistung - für Fall 4 ist erwartungsgemäß eine Reduktion der Kosten pro kW SNG mit zunehmender Anlagengröße durch Variation der CO<sub>2</sub>-Quelle erkennbar (Abbildung 43). Bei der kleinen Anlage mit 5 MW (Biogas als CO<sub>2</sub>-Quelle) Leistung liegen die Kosten bei 400 €/kW SNG Erzeugungslleistung. Diese Kosten sinken bei einer Anlage der 110 MW Leistungsklasse mit CO<sub>2</sub> aus der Industrie auf ca. 130 €/kW SNG.

Zur Berechnung der SNG Gestehungskosten in ct/kWh tragen neben den Investitionskosten auch die Betriebskosten bei. Diese setzen sich hauptsächlich aus Wartung und Reparatur, Personal, Strom für den Betrieb der Anlage sowie Verbrauchsmaterialien (Kühlwasser, Dampf, Katalysator) zusammen. In Abbildung 44 ist der Vergleich der SNG Gestehungskosten für Fall 4 ohne Wasserstoffkosten bei unterschiedlichen Volllaststunden (VLS) (1 200, 3 000, 8 400), sowie der Anlagengröße dargestellt. Der Strompreise wurde hier im Mittel mit 5 ct/kWh angenommen. Die Investitionskosten werden über einen Zeitraum von 10 Jahren abgeschrieben, wobei ein Zinssatz von 6 % angenommen wird. Die Abbildung zeigt, dass die Gestehungskosten mit höheren Volllaststunden und größeren Anlagenkapazitäten stark reduziert werden können. Diese fallen bei allen drei Anlagengrößen unter Annahme von 8 400 Volllaststunden unter 1 Cent. Diese Erzeugungskosten sind ausschließlich auf die Kosten der Methanisierung bezogen. Die Kosten zur Wasserstoffbereitstellung sind hier nicht berücksichtigt.

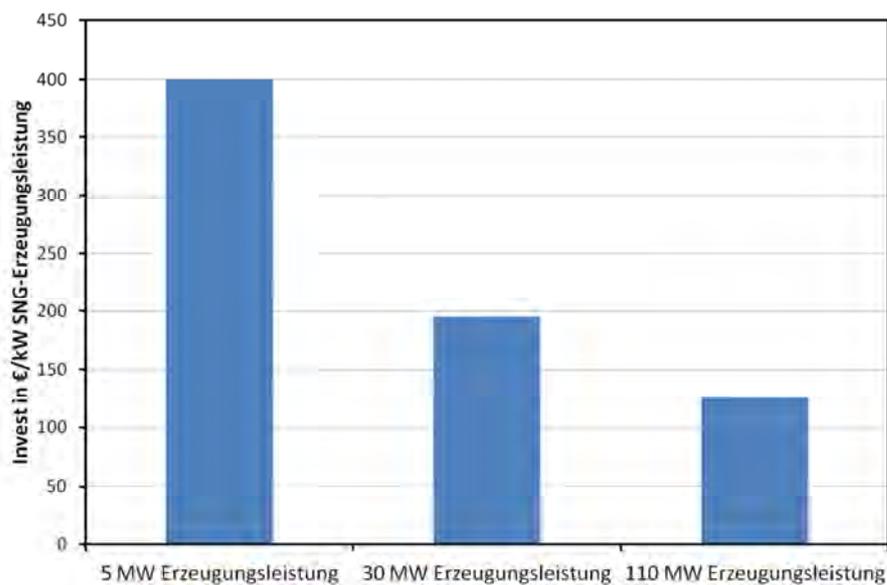


Abbildung 43: Investitionsaufwand in €/kW SNG Erzeugungskapazität für Fall 4 (5 MW: Biogas; 30 MW: BM-Vergasung; 110 MW: NH<sub>3</sub>-Anlage)

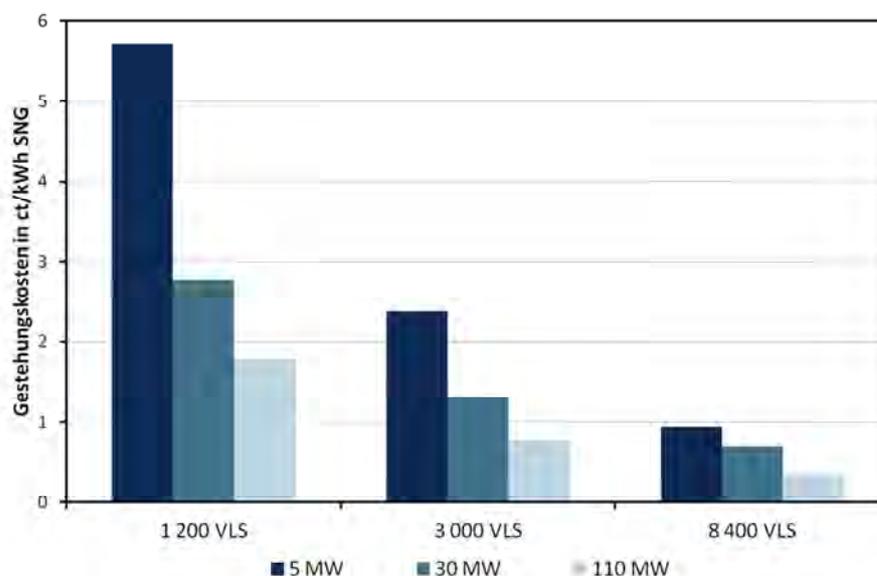


Abbildung 44: Vergleich der SNG Gestehungskosten ohne H<sub>2</sub> für Fall 4 (5 MW: Biogas; 30 MW: BM-Vergasung; 110 MW: NH<sub>3</sub>-Anlage)

In Abbildung 45 sind die SNG Erzeugungskosten unter gleichen Bedingungen wie in Abbildung 44 dargestellt, jedoch mit Berücksichtigung der Wasserstoffbezugskosten.

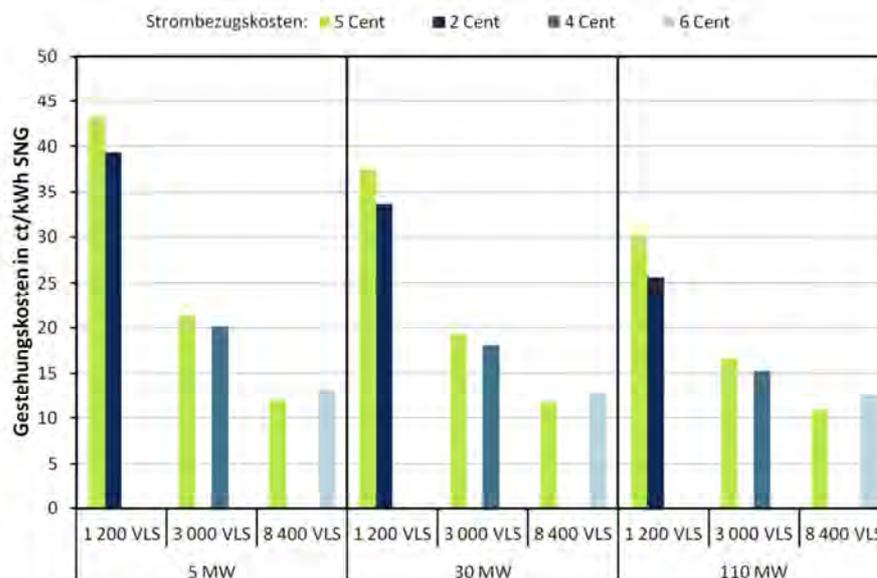


Abbildung 45: Vergleich der SNG Gestehungskosten mit H<sub>2</sub> für Fall 4 (5 MW: Biogas; 30 MW: BM-Vergasung; 110 MW: NH<sub>3</sub>-Anlage)

In dem Fall wurden die Gestehungskosten nicht nur für unterschiedlichen Anlagen-  
 größen und Vollaststunden, sondern auch für unterschiedliche Strompreise berech-

net. Die Strompreise sind nach Vollaststunden gewichtet. Diese betragen für 1 200 VLS 2 ct/kWh, für 3 000 VLS 4 ct/kWh und für 8 400 VLS 6 ct/kWh.

Aus den beiden Abbildungen ist zu erkennen, dass die Bezugskosten von H<sub>2</sub> die Gestehungskosten von SNG stark erhöhen. Bei einer 110 MW Anlage und 1 200 VLS betragen die reinen SNG Gestehungskosten 1,8 ct/kWh. Unter Berücksichtigung von H<sub>2</sub> erhöhen sich diese auf 30 ct/kWh SNG.

Abbildung 46 zeigt einen direkten Vergleich der 5 betrachteten Fälle. Dafür wurden folgende Annahmen getroffen:

- Strombezugspreis = 5 ct/kWh
- Dampfbezugspreis = 18 €/t
- Kühlwasserbezugspreis = 4 ct/m<sup>3</sup>
- Wärmeerlös = 4 ct/kWh
- Sauerstofferlös = 7 ct/m<sup>3</sup>

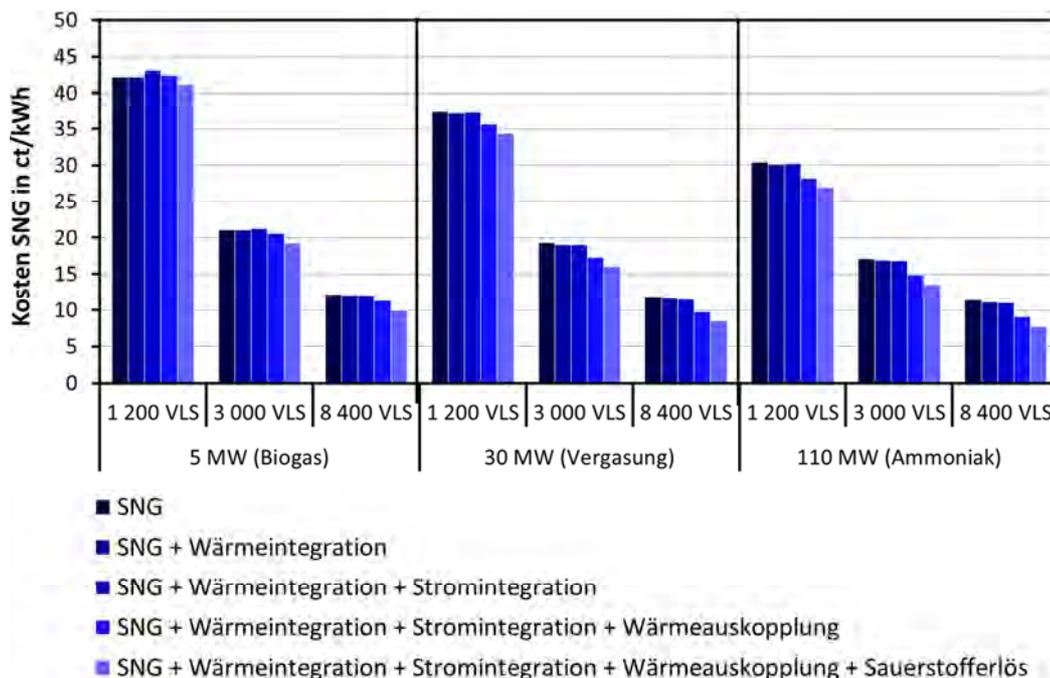


Abbildung 46: SNG-Gestehungskosten für die Kopplung von PtG mit verschiedenen CO<sub>2</sub>-Quellen (Strombezugspreis = 5 ct/kWh, Wärmeerlös = 4 ct/kWh, Sauerstofferlös = 7 ct/m<sup>3</sup>)

Abbildung 46 verdeutlicht, dass mit größeren Anlagen und höherer Auslastung erwartungsgemäß die SNG Erzeugungskosten sinken. Bei einer Anlage von 5 MW mit Biogas als CO<sub>2</sub>-Quelle sind die Gestehungskosten im Fall 3 (Stromintegration) und niedriger Auslastung höher als in den Fällen 1 und 2. Der Grund dafür ist die kleine und sehr kostspielige Dampfturbine.

Bei der Betrachtung der Wirkungsgrade wird deutlich, wie mit jedem weiteren Optimierungsschritt der Wirkungsgrad der PtG-Anlage (Elektrolyse und Methanisierung) gesteigert werden kann. Dabei wird für die Elektrolyse ein Wirkungsgrad von 0,74 und für die Methanisierung ein Wirkungsgrad von 0,78, jeweils ohne Wärmenutzung, angesetzt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 25 dargestellt. Die Angaben bei Fall 4 sind dabei als Maximalwerte zu verstehen, wenn alle Wärmeströme, soweit möglich, genutzt werden. Die Gesamtwirkungsgrade konnten mit unterschiedlichen Prozessoptimierungen, wie z.B. Wärmeintegration, interne Stromproduktion und Wärmeauskopplung, von 58 % bis auf 92 % im Fall der 30 MW Anlage (Biomassevergasung), gesteigert werden. Die realisierte Anlagengröße und ihre Konfiguration hängen dabei von den örtlichen Gegebenheiten (Standort, Anlagenoptimierungspotenzial) ab.

Tabelle 25: Maximale Wirkungsgrade für unterschiedliche Anlagengrößen und Fälle

<b>CO<sub>2</sub>-Quelle</b>	<b>Biogas</b>	<b>BM-Vergasung</b>	<b>NH<sub>3</sub>-Anlage</b>
<b>SNG-Erzeugungsleistung in MW (nur PtG-Prozess)</b>	5	30	110
PtG Fall 1	58 %	58 %	58 %
PtG Fall 2	68 %	62 %	62 %
PtG Fall 3	76 %	69 %	64 %
PtG Fall 4	86 %	92 %	90 %

## 7 Zusammenfassung

Durch die eingeleitete Energiewende in Deutschland wird die Umstellung der Energiebereitstellung von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energieträger, wie z.B. Photovoltaik oder Windenergie vorangetrieben. Durch die Abschaltung von Atom- bzw. Kohlekraftwerken wird es zu einer Minderung der Grundlastdeckung im Stromnetz kommen. Diese kann durch die meisten erneuerbaren Energien aufgrund ihrer Witterungsabhängigkeit nicht gedeckt werden. Daher werden zukünftig mehr Energiespeicher zur Stabilisierung des Stromnetzes benötigt.

Die Speicherung elektrischer Energie, z.B. durch Pumpspeicherkraftwerke oder stationäre Batterien, wird den Speicherbedarf bei hohem Anteil Erneuerbarer an der Stromproduktion vermutlich nicht decken können. Ein alternativer Lösungsansatz ist die Speicherung der elektrischen Energie, die durch Wind und Sonne erzeugt wird, in Form von chemischer Energie. So kann diese elektrische Energie in Wasserstoff ( $H_2$ ) oder Methan ( $CH_4$ ) umgewandelt werden.  $CH_4$  kann in das in Deutschland sehr gut ausgebautes Erdgasnetz eingespeist und dort transportiert und gespeichert werden.

Für die Produktion von Methan wird Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse hergestellt. Das  $CO_2$  kann aus fossilen Quellen, wie z.B. Kohlekraftwerken, Kalk- und Zementproduktion, oder regenerativen Quellen, wie z.B. Biogas-, Biomassevergasungs- oder Kläranlagen stammen.

Zukünftig sollten  $CO_2$ -Quellen aus nicht fossilen Quellen verwendet werden. Für die  $CH_4$ -Herstellung mit dem katalytischen Methanisierungsprozess sollte die  $CO_2$ -Quelle optimalerweise einen sauberen  $CO_2$ -Strom liefern. Diesbezüglich sind als  $CO_2$ -Quellen die Ammoniak-Synthese, die Glasherstellung mit dem Oxyfuel-Prozess, die Biomassevergasung und die Biogasanlage untersucht worden.

Bei der Ammoniak-Synthese entsteht sauberes  $CO_2$ , das keine Reinigung mehr benötigt und in eine Methanisierungsanlage mit der Kapazität von mind. 10 000  $m^3/h$   $CH_4$  geleitet werden kann. Allerdings stammt das  $CO_2$  aus der Erdgas-Reformierung zur  $H_2$ -Herstellung, sodass diese Prozesskette weniger sinnvoll ist. Die Volumenströme an  $CO_2$  aus der Glasherstellung sind in der Regel kleiner. Damit kann eine Anlage zur Methanisierung mit einer Kapazität zwischen 3 000 und 5 000  $m^3/h$   $CH_4$  betrieben werden.  $CO_2$  aus der Biogasanlage reicht für eine kleine Anlage mit der Kapazität von 500  $m^3/h$  (Richtwert)  $CH_4$ .

Das  $CO_2$  aus der Glasherstellung, Biomassevergasung und Biogasanlage muss gereinigt werden. Die Verunreinigungen, wie Schwefel, Halogene, Sauerstoff, Blei, Arsen usw. wirken als Katalysatorgifte bei der Methanisierung. Laut Katalysatorhersteller müssen die Anteile der Minorkomponenten, die als Katalysatorgift auftreten, deut-

lich unter 100 ppb liegen [77]. Dieser Schritt verursacht zusätzliche Kosten sowohl im Bau als auch im Betrieb der Anlage.

Ein Vergleich der Methanisierungsverfahren anhand der Größe und der Dynamik ist in Abbildung 44 dargestellt. Für ein PtG-Konzept soll das Verfahren möglichst tief im grünen Bereich liegen.

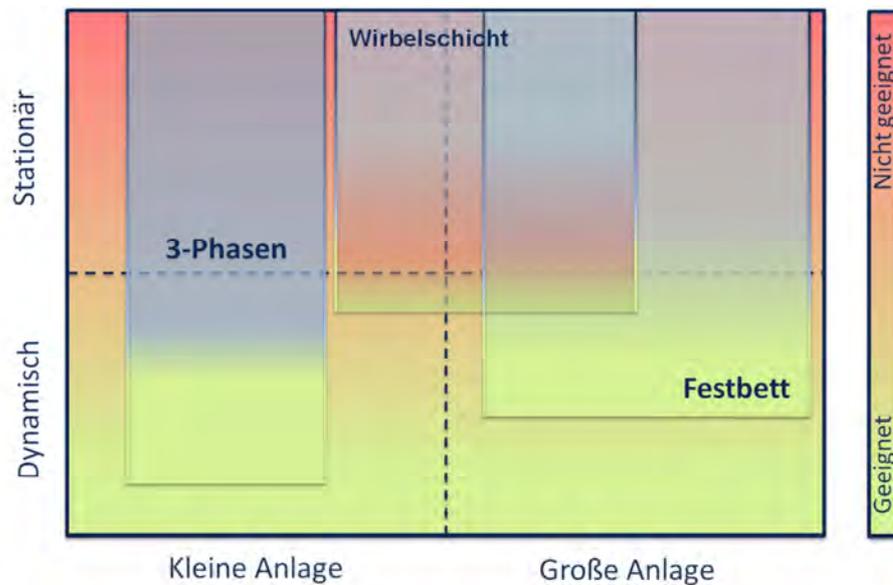


Abbildung 47: Vergleich der Methanisierungsverfahren (Festbett bezieht sich auf adiabate Festbettverfahren)

Der kommerziell verfügbare Katalysator für die Methanisierung in einem Festbettreaktor ist für einen stationären Betrieb der Anlage ausgelegt. Ein stark dynamischer Betrieb, wie beim Elektrolyseur, ist somit nicht gegeben. Erfahrungen zum häufigen An- und Abfahren der Anlage werden derzeit erst gesammelt. Dabei steht vor allem die Frage im Vordergrund, ob dynamischer Betrieb die Lebensdauer des Katalysators deutlich verkürzt. Erste Untersuchungen am ZSW, Stuttgart dazu haben gezeigt, dass bei Versuchen mit 900 Zyklen mit einem Methanisierungskatalysator keine merkliche Desaktivierung beobachtet werden konnte. Von DVGW-EBI liegen ähnliche Erkenntnisse vor. Ein adiabater Festbettreaktor für den Methanisierungsprozess nach typischer Anlagenauslegung für den stationären Betrieb kann im Lastbetrieb zwischen 40 und 100 % betrieben werden. Die Lastwechselrate von 10 %/10-15 min wird dabei als Erfahrungswert angenommen. Allerdings besteht auch hier erhebliches Entwicklungspotential. Eine sehr gute Alternative zu dem Festbettreaktor bei kleineren Anlagen kann die Dreiphasen-Methanisierung darstellen. Hierfür werden nach derzeitigem Stand lediglich 1-2 Reaktoren benötigt, was den Anlagenaufbau deutlich vereinfacht (beispielsweise durch Reduzierung der Anzahl an Wärmetauschern). Die Kapazität der Anlage kann bis auf 20 %, vermutlich sogar unter 10 %, liegen.

reduziert werden. Die Lastwechselrate ist von der Anlagenregelung abhängig. Die Dreiphasen-Methanisierung ist noch im Entwicklungsstadium und wurde bis jetzt nur im Labormaßstab getestet.

Die Methanisierungsreaktion kann auch in einem Wirbelschichtreaktor durchgeführt werden. Jedoch sind zurzeit keine Katalysatoren kommerziell verfügbar, die der hohen mechanischen Beanspruchung in der Wirbelschicht gerecht werden.

Der Gesamtwirkungsgrad der PtG-Prozesskette kann bei der Integration der Abwärme der Elektrolyse und der Methanisierung deutlich erhöht werden. Das PtG-Konzept mit der Ammoniak-Synthese (110 MW Anlage) als CO<sub>2</sub>-Quelle kann vom ursprünglichen Gesamtwirkungsgrad von 58 % auf 90 % erhöht werden, bei der Biogasanlage (5 MW Anlage) als CO<sub>2</sub>-Quelle auf 86 %. Die Konzepte im Zusammenhang mit der Glasherstellung und der Biomassevergasung als CO<sub>2</sub>-Quellen sind mit dem der Ammoniak-Synthese vergleichbar. Auch hier kann fast die gesamte überschüssige Wärme aus der Methanisierung integriert werden. Da die beiden Prozesse auf einem sehr hohen Temperaturniveau arbeiten, muss jedoch nahezu die ganze Abwärme vom Elektrolyseur mit Kühlwasser abgeführt werden.

Bei dem PtG-Konzept mit CH<sub>4</sub>-Produktion werden H<sub>2</sub>-Speicher benötigt, weil die Methanisierung nicht so dynamisch wie ein Elektrolyseur betrieben werden kann. Die Größe dieses Speichers ist abhängig von der Auslegung der gesamten Anlage und von den Schwankungen an erneuerbarem Strom. Z.B. könnte der H<sub>2</sub>-Speicher bei der Dreiphasen-Methanisierung kleiner ausgelegt werden als bei der adiabaten Festbett-Methanisierung, weil die Dreiphasen-Methanisierung bis auf unter 20 % der Volllast reduziert werden kann.

#### **Fazit zu CO<sub>2</sub>-Quellen:**

- Es stehen ausreichend CO<sub>2</sub>-Quellen zur Verfügung
- Biogas ist neben der Biomasse-Vergasung am besten als C-Quelle geeignet, wobei die Reaktionswärme der Methanisierung im Prozess genutzt und die Gesamtwirkungsgrade merklich erhöht werden können

#### **Fazit zur katalytischen Methanisierung:**

- H<sub>2</sub>-Bereitstellung stellt Hauptkostenfaktor bei der Erzeugung von SNG dar
- Für große Anlagen ist die Festbett-Methanisierung das sinnvollste Verfahren, bei kleinen Anlagen könnte zukünftig die Dreiphasen-Methanisierung von Vorteil sein
- Hinsichtlich Dynamik herrscht noch Entwicklungspotential
- Erste Versuche von ZSW und von DVGW-EBI deuten an, dass eine dynamische Betriebsweise der CO<sub>2</sub>-Methanisierung die Katalysatorlebensdauer nicht merklich senkt

## 8 Literatur

- [1] BMWi, Link: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick,did=20918.html> (abgerufen am 14. März 2014 14:11)
- [2] Sedlacek, R.: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. ERDÖL ERDGAS KOHLE 128 (2012) 11, S. 412 – 423
- [3] Gray, D. et al: Technologies for Producing Transportation Fuels, Chemicals, Synthetic Natural Gas and electricity from the Gasification of Kentucky Coal, report in response to House Bill 299, University of Kentucky (2007), Link: <http://www.caer.uky.edu/newsroom/news2007/HB299-Report-CTL-SNG-Technologies2007.pdf> (abgerufen am 18. März 2014 11:45)
- [4] Verein der deutschen Zementwerke; Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen; Monitoring-Abschlussbericht 1990-2012; Link: [http://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/UmweltundRessourcen/co2monitoring/Monitoring\\_Bericht\\_Zement\\_1990-2012.pdf](http://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/UmweltundRessourcen/co2monitoring/Monitoring_Bericht_Zement_1990-2012.pdf) (abgerufen am: 5. März 2014 16:36)
- [5] Persönliche Mitteilung; Betreiber vom Zementwerk in Deutschland (2013)
- [6] Verein der deutschen Zementwerke; Umweltdaten der deutschen Zementindustrie (2012); Link: [https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Umweltdaten/Umweltdaten\\_2012\\_DE\\_GB.pdf](https://www.vdz-online.de/fileadmin/gruppen/vdz/3LiteraturRecherche/Umweltdaten/Umweltdaten_2012_DE_GB.pdf) (abgerufen am: 5. März 2014 16:48)
- [7] Seddon, D., Petrochemical Economics – Technology Selection in a Carbon Constrained World; World ethylene production by steam cracking; Imperial College Press, London, DOI: 10.1142/9781848165359 (2010)
- [8] Persönliche Mitteilung; Umweltbundesamt, Link: <http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgmm/envutt6ka> (abgerufen am 5. März 2014 17:05)
- [9] Appl, M. Ammonia, 1. Introduction, Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH Verlag, DOI: 10.1002/ 14356007.a02\_143.pub3, (2012)
- [10] Appl, M. Ammonia, 2. Production Processes, Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH Verlag, DOI: 10.1002/ 14356007.o02\_o11, (2012)
- [11] Appl, M. Ammonia, 3. Production Plants, Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH Verlag, DOI: 10.1002/ 14356007.o02\_o12, (2012)
- [12] Persönliche Mitteilung; Betreiber von Ammoniak-Synthese in Deutschland (2013)
- [13] Bundesnetzagentur, Link: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html) (abgerufen am 9. März 2014)

- 11:22)
- [14] Wagner, H.-J. et al: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung, Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken, BWK Bd. 9 Nr. 10 (2007), Link: [http://www.vdi.de/fileadmin/vdi\\_de/redakteur\\_dateien/geu\\_dateien/FB4-Internetseiten/CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung\\_01.pdf](http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur_dateien/geu_dateien/FB4-Internetseiten/CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung_01.pdf) (abgerufen am 9. März 2014 13:43)
  - [15] Brandt, F.: Brennstoffe und Vrbrennungsrechnung, FDBR-Fachbuchreihe Band1, 3. Auflage, Vulkan, ISBN: 978-3802758010 (2000)
  - [16] BVGlas, Jahresbericht 2011, Link: [http://www.bvglas.de/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1394462569&hash=a44b0f5934bcecad82ea0e56248e7bad44eae68c&file=fileadmin/media/Presse/Jahresberichte/Jahresbericht\\_2011.pdf](http://www.bvglas.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1394462569&hash=a44b0f5934bcecad82ea0e56248e7bad44eae68c&file=fileadmin/media/Presse/Jahresberichte/Jahresbericht_2011.pdf) (abgerufen am 9. März 2014 16:02)
  - [17] Schindler, I., Ronner, C.: Stand der Technik bei der Glasherrstellung, Umweltbundesamt Österreich, Report R-152, (1999), Link: <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/R152.pdf> (abgerufen am 9. März 2014 16:33)
  - [18] LAI: Vollzugsempfehlungen für bestimmte Anlagenarten zur Herstellung von Glas (2013), Link: [http://www.lai-immissionsschutz.de/servlet/is/26513/20131112%20Vollzugsempfehlungen%20Glasindustrie%20\(GLS\).pdf?command=downloadContent&filename=20131112%20Vollzugsempfehlungen%20Glasindustrie%20\(GLS\).pdf](http://www.lai-immissionsschutz.de/servlet/is/26513/20131112%20Vollzugsempfehlungen%20Glasindustrie%20(GLS).pdf?command=downloadContent&filename=20131112%20Vollzugsempfehlungen%20Glasindustrie%20(GLS).pdf) (abgerufen am 9. März 2014 17:51)
  - [19] Pellegrino, J.L.: Energy and Environmental Profile of the U.S. Glass Industry, U. S. Department of Eenergy Office of Industrial Technologies (2002), Link: <http://www1.eere.energy.gov/manufacturing/resources/glass/pdfs/glass2002profile.pdf> (abgerufen am 9. März 2014 18:07)
  - [20] Persönliche Mitteilung; Betreiber von Oxyfuel Glasschmelzwanne (2013)
  - [21] Kerdoncuff, P.: Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation, Dissertation, Universität Karlsruhe (2008)
  - [22] FNR: Basisdaten Bioenergie Deutschland (2013), Link: <http://mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/basisdaten-bioenergie.html> (abgerufen am 9 März 2014 20:57)
  - [23] DVGW: Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas); Bonn, DVGW (2013)
  - [24] Umwelt-Bundesamt (UBA), Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Deutschland (2010)
  - [25] FNR: Biogas (2013), Link: [http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/r/brosch-biogas-2013-web-pdf\\_1.pdf](http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/r/brosch-biogas-2013-web-pdf_1.pdf) (abgerufen am 17 März 2014 10:21)
  - [26] Scheftelowitz, M.: Stromerzeugung aus Biomasse 03MAP250 (2013), Link: [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/biomassemonitoring\\_zwischenbericht\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/biomassemonitoring_zwischenbericht_bf.pdf) (abgerufen am 17. März 2014 13:31)

- [27] FNR: Handreichung, Biogasgewinnung und –nutzung, 3. Auflage, ISBN 3-00-014333-5 (2006), Link: [http://www.big-east.eu/downloads/FNR\\_HR\\_Biogas.pdf](http://www.big-east.eu/downloads/FNR_HR_Biogas.pdf) (abgerufen am 9. März 2014 21:41)
- [28] Sabatier, P., Sendersen, J.B.: New methane synthesis, C. R. Acad. Sci. Paris 134 (1902)
- [29] Mills, G.A., Steffgen, F.W.: Catalytic Methanation, Catalysis Reviews 8 (1974), S. 159-210
- [30] Kopyscinski, J., Schildhauer, T.J., Biollaz, S.M.A.: Methanation in a fluidized bed reactor with high initial CO partial pressure: Part I—Experimental investigation of hydrodynamics, mass transfer effects, and carbon deposition, Chemical Engineering Science 66 (2011), S. 924-934.
- [31] Fujita, S.-I., Takezawa, N.: Difference in the selectivity of CO and CO<sub>2</sub> methanation reactions, Chemical Engineering Journal 68 (1997), S. 63-68.
- [32] Becker, J.: Untersuchungen zur Deaktivierung von Nickelkatalysatoren und Kinetik der gleichzeitigen Methanisierung und Konvertierung CO-reicher Gase unter Druck, Universität Karlsruhe, Dissertation. 1982
- [33] Inui, T., Funabiki, M., Suehiro, M., Sezume, T.: Methanation of CO<sub>2</sub> and CO on supported nickel-based composite catalysts, Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions 1: Physical Chemistry in Condensed Phases 75 (1979), S. 787-802.
- [34] Weatherbee, G.D., Bartholomew, C.H.: Hydrogenation of CO<sub>2</sub> on group VIII metals: II. Kinetics and mechanism of CO<sub>2</sub> hydrogenation on nickel, Journal of Catalysis 77 (1982), S. 460-472.
- [35] Specht, M. et al: Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz, FVEE AEE Themen (2009)
- [36] Kaltenmaier, K.: Untersuchungen zur Kinetik der Methanisierung von CO<sub>2</sub>-reichen Gasen bei höheren Drücken, Universität Karlsruhe Dissertation. 1988
- [37] Rocio, M., Methan-eine Alternative zur direkten H<sub>2</sub>-Einspeisung, Masterarbeit, Hochschule Mannheim (2013)
- [38] Kienberger, T., Karl, J.; Substitute Natural Gas (SNG)-Stand der Technik, Theoretische Grundlagen, Forschung am Institut für Wärmetechnik, 11.Symposium Energieinnovation, Graz (2010), Link: [http://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/user\\_upload/Optmierung\\_Achental/Dokumente/SNG-Stand\\_der\\_Technik.pdf](http://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/user_upload/Optmierung_Achental/Dokumente/SNG-Stand_der_Technik.pdf) (abgerufen am 9. März 2014 22:02)
- [39] Gao, J., et al: A thermodynamic analysis of methanation reactions of carbon oxides for the production of synthetic natural gas, RSC Adv., 2012, 2 (6), 2358-2368, DOI: 10.1039/C2RA00632D
- [40] Vannice, M.A.: The catalytic synthesis of hydrocarbons from H<sub>2</sub>CO mixtures over the group VIII metals: II. The kinetics of the methanation reaction over supported metals, Journal of Catalysis 37 (1975), S. 462-473.
- [41] Henrich, T.: Challenges in methanation for biomass based SNG-production, GERG Workshop (2009), Link:

- [http://gerg.eu/public/uploads/files/publications/academic\\_network/2009/henrich.pdf](http://gerg.eu/public/uploads/files/publications/academic_network/2009/henrich.pdf) (abgerufen am 10. März 2014 8:45)
- [42] Kopyscinski, J., Schildhauer, T.J., Vogel, F., Biollaz, S.M.A., Wokaun, A.: Applying spatially resolved concentration and temperature measurements in a catalytic plate reactor for the kinetic study of CO methanation, *Journal of Catalysis* 271 (2010), S. 262-279.
- [43] Universität Duisburg Essen: Klassifizierung chemischer Reaktoren (Reaktortypen) (2011), Link: [https://www.uni-due.de/tchem/as/skripte/TC%20II%20Kap\\_4.pdf](https://www.uni-due.de/tchem/as/skripte/TC%20II%20Kap_4.pdf) (abgerufen am 10. März 2014 8:52)
- [44] Brehm, A.: Thermisches Verhalten von Reaktoren, Universität Oldenburg, Praktikum der Technischen Chemie, Link: <http://www.gmehling.chemie.uni-oldenburg.de/download/ThermVerhalten.pdf> (abgerufen am 10. März 2014 8:57)
- [45] Fitzer, E., Fritz, W., Emig, G.: Technische Chemie, 4. Auflage, Springer-Verlag, ISBN: 3-540-59311-X (1995)
- [46] Rönsch, S., Ortwein, A.: Methanisierung von Synthesegasen – Grundlagen und Verfahrensentwicklung, *CIT* 2011, 83 (8), 1200-1208, DOI: 10.1002/cite.201100013
- [47] Hammer, H.: Zur Reaktionstechnik von Blasensäulen-Reaktoren mit suspendiertem Katalysator. Technische Universität Berlin, Habilitationsschrift. 1968
- [48] Vannice, M.A.: The catalytic synthesis of hydrocarbons from H<sub>2</sub>CO mixtures over the group VIII metals: I. The specific activities and product distributions of supported metals, *Journal of Catalysis* 37 (1975), S. 449-461
- [49] Klose, J., Baerns, M.: Kinetics of the methanation of carbon monoxide on an alumina-supported nickel catalyst, *Journal of Catalysis* 85 (1984), S. 105-116.
- [50] Zhang, J., Fatah, N., Capela, S., Kara, Y., Guerrini, O., Khodakov, A.Y.: Kinetic investigation of carbon monoxide hydrogenation under realistic conditions of methanation of biomass derived syngas, *Fuel* 111 (2013), S. 845-854.
- [51] Chiang, J.H., Hopper, J.R.: Kinetics of the hydrogenation of carbon dioxide over supported nickel, *Industrial & Engineering Chemistry Product Research and Development* 22 (1983), S. 225-228.
- [52] Traa, Y., Weitkamp, J.: Kinetik der Methanisierung von Kohlendioxid an Ruthenium auf Titandioxid, *Chemie Ingenieur Technik* 70 (1998), S. 1428-1430.
- [53] Brooks, K.P., Hu, J., Zhu, H., Kee, R.J.: Methanation of carbon dioxide by hydrogen reduction using the Sabatier process in microchannel reactors, *Chemical Engineering Science* 62 (2007), S. 1161-1170.
- [54] Miller, W.R., Honea, F.I., Lang, R.A., Berty, T.E., Delaney, R.C.: Great Plains Coal Gasification Plant Start-Up and Modification Report, F.T. Inc. (Ed.), Irvine, CA, 1986.
- [55] Blum, D. B., Sherwin, M. B., Marshall, E. F.: Liquid-Phase Methanation of high concentration CO synthesis gas in Methanation of Synthesis Gas,

- ACS, 1975, pp. 149-159.
- [56] Haldor Topsøe, From solid fuels to substitute natural gas (SNG) using TREMP™ - Topsøe Recycle Energy-efficient Methanation Process, 2009.
- [57] Hedden, K., Anderlohr, A., Becker, J., Zeeb, H.-P., Cheng, Y.-H.: Forschungsbericht T 86-044 - Gleichzeitige Konvertierung und Methanisierung von CO-reichen Gasen, in: B.f.F.u. Technologie (Ed.), Technologische Forschung und Entwicklung – Nichtnukleare Energietechnik, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe, 1986.
- [58] Martin, J.W.: Liquid-Phase Methanation/Shift Process Development - Final Technical Report, Chem Systems, Inc., 1982.
- [59] I. Chem Systems: Liquid Phase Methanation/Shift Pilot Plant Operation and Laboratory Support Work - Final Report New York, 1979.
- [60] Bajohr, S., Götz, M., Graf, F., Kolb, T.: Dreiphasen-Methanisierung als innovatives Element der PtG-Prozesskette, gwf-Gas/Erdgas 05 (2012), S. 328 – 335
- [61] Götz, M., Bajohr, S., Graf, F., Reimert, R., Kolb, T.: Einsatz eines Blasensäulenreaktors zur Methansynthese, Chemie Ingenieur Technik 85 (2013) 7, S. 1-7
- [62] Struis, R.P.W.J., Schildhauer, T.J., Czekaj, I., Janousch, M., Biollaz, S.M.A., Ludwig, C.: Sulphur poisoning of Ni catalysts in the SNG production from biomass: A TPO/XPS/XAS study, Applied Catalysis A: General 362 (2009), S. 121-128.
- [63] Chandel, M., Williams, E.: Synthetic natural gas (SNG): Technology, environmental implications and economics, Duke University (2009), Link: <http://nicholasinstitute.duke.edu/sites/default/files/publications/natgas-paper.pdf> (abgerufen am 10. März 2014 9:54)
- [64] Kopyscinski, J., et al: Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009, Fuel (2010), DOI: 10.1016/j.fuel.2010.01.027
- [65] Power to Gas, Link: [http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte.html?tx\\_denaprojektlotse\\_pi1%5B\\_\\_widget\\_0%5D%5BcurrentPage%5D=4&tx\\_denaprojektlotse\\_pi1%5B\\_\\_widget\\_0%5D%5Byears%5D=&tx\\_denaprojektlotse\\_pi1%5B\\_\\_widget\\_0%5D%5Bprojekteschwerpunkt%5D=&tx\\_denaprojektlotse\\_pi1%5B\\_\\_widget\\_0%5D%5Bverantwortliche%5D=&cHash=5639a05fa014d02369d82a9da55c2afc#lotse](http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte.html?tx_denaprojektlotse_pi1%5B__widget_0%5D%5BcurrentPage%5D=4&tx_denaprojektlotse_pi1%5B__widget_0%5D%5Byears%5D=&tx_denaprojektlotse_pi1%5B__widget_0%5D%5Bprojekteschwerpunkt%5D=&tx_denaprojektlotse_pi1%5B__widget_0%5D%5Bverantwortliche%5D=&cHash=5639a05fa014d02369d82a9da55c2afc#lotse) (abgerufen am 19. März 2014 16:38)
- [66] EtoGas, Link: <http://www.etogas.com/loesung/alpha-anlage-laeuft/> (abgerufen am 19. März 2014 16:40)
- [67] IPHE, Link: [http://www.iphe.net/docs/Renew\\_H2\\_Ustira.pdf](http://www.iphe.net/docs/Renew_H2_Ustira.pdf) (abgerufen am 19. März 2014 16:41)
- [68] GDF Suez, Link: <http://www.gdfsuez.com/en/gdf-suez-at-the-center-of-the-national-debate-on-energy-transition/power-to-gas-an-innovative-solution/the-grhyd-demonstration-project/> (abgerufen am 19. März 2014 16:42)

- [69] Sudiro, M., Bertucco, A.: Synthetic Natural Gas (SNG) from coal and biomass: a survey of existing process technologies, open issues and perspectives, InTech (2010), ISBN: 9789533071121
- [70] Gasification Technologies Council, Link: <http://www.gasification.org/database1/search.aspx?a=66&b=103&c=85> (abgerufen am 19. März 2014 15:19)
- [71] National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of energy, Link: <http://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasification-plant-databases/2010-archive> (abgerufen am 19. März 2014 15:21)
- [72] Bioenergiesysteme GmbH, Link: <http://www.bios-bioenergy.at/de/strom-aus-biomasse/biomassevergasung.html> (abgerufen am 10. März 2014 10:21)
- [73] Conradt, R.: Wärmebilanz beim Glasschmelzen, Link: <https://www.ghi.rwth-aachen.de/www/pdf/glas/BscWVGlas/Kapitel4.pdf> (abgerufen am 10. März 2014 10:54)
- [74] Bajohr, S., Graf, F., Götz, M.: Bewertung der Kopplung von PtG-Konzepten mit einer Biomassevergasung, gwf-Gas|Erdgas (2013), 222-227
- [75] Schöberl, W.: Holzvergasung - Stand der Technik, Wirtschaftlichkeit, Marktüberblick, C.A.R.M.E.N. e.V. (2014), Link: [http://www.carmen-ev.de/files/informationen/fachgespraeche/FG\\_Bioenergie\\_f%C3%BCr\\_Kommunen/04\\_Holzvergasung\\_Technik\\_Wirtschaftlichkeit.pdf](http://www.carmen-ev.de/files/informationen/fachgespraeche/FG_Bioenergie_f%C3%BCr_Kommunen/04_Holzvergasung_Technik_Wirtschaftlichkeit.pdf) (abgerufen am 10. März 2014 11:02)
- [76] Trost, T., Horn, S., Jentsch, M., Sterner, M.: Erneuerbares Methan: Analyse der CO<sub>2</sub>-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland, Z Energiewirtschaft (2012) 36, S. 173 – 190, DIO: 10.1007/s12398-012-0080-6
- [77] Persönliche Mitteilung; Katalysatorhersteller in Deutschland (2013)
- [78] Amt der Öo. Landesregierung: Industrielle Abwärmenutzung (2008), Link: [http://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/us\\_industrielle\\_abwaerme.pdf](http://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/us_industrielle_abwaerme.pdf) (abgerufen am 10. März 2014 11:18)
- [79] Sächsische Energieagentur SAENA GmbH: Technologien der Abwärmenutzung (2012), Link: [http://www.saena.de/download/Broschueren/BU\\_Technologien\\_der\\_Abwaermenutzung.pdf](http://www.saena.de/download/Broschueren/BU_Technologien_der_Abwaermenutzung.pdf) (abgerufen am 10. März 2014 11:22)
- [80] Althaus, W.: ORC-Prozesse zur Abwärmenutzung an BHKW-Motoren, Link: [http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Veranstaltungen/Dateien/Vortraege\\_Statusseminar\\_Dezentrale\\_Energiesysteme\\_2012/06a\\_Althaus\\_ORC.pdf](http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Veranstaltungen/Dateien/Vortraege_Statusseminar_Dezentrale_Energiesysteme_2012/06a_Althaus_ORC.pdf) (abgerufen am 10. März 2014 11:26)
- [81] Bajohr, S., Götz, M., Graf, F., Ortloff, F.: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur, gwf-Gas|Erdgas (2011), 200-209
- [82] Smolinka, T., Günther, M., Garcke, J.: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, NOW-Studie (2011), Link: [http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user\\_upload/RE\\_Publikationen\\_NEU\\_2013/Publikatione](http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikatione)

- n\_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf (abgerufen am 10. März 2014 11:38)
- [83] Seemann, T.: Power-to-Gas, Entwicklungsstand und Marktbedingungen, HAW-Woche der Energie (2012), Link: [http://www.haw-hamburg.de/fileadmin/user\\_upload/Forschung/CC4E/Veranstaltungen/7.WDE/Vortraege/Vortraege\\_Power\\_to\\_gas/Siemens\\_Power-to-gas\\_Vortrag\\_HAW.pdf](http://www.haw-hamburg.de/fileadmin/user_upload/Forschung/CC4E/Veranstaltungen/7.WDE/Vortraege/Vortraege_Power_to_gas/Siemens_Power-to-gas_Vortrag_HAW.pdf) (abgerufen am 10. März 2014 11:42)
- [84] Silla, H.: Chemical process engineering, Design and economics, Marcel Dekker Inc. ISBN: 0-8247-4274-5 (2003)
- [85] VDI-Wärmeatlas, Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (GVC), 10. Auflage, Springer (2006), ISBN: 978-3-540-25504-8
- [86] Koide, K., et al: Critical gas velocity required for complete suspension of solid particles in solid-suspended bubble columns, Journal of Chemical Engineering of Japan 16 (1983), S. 7-12.

Linz, 24. Juni 2014

## **Bericht**

### **G 3-01-12 Technoökonomische Studie von Power-to-Gas Konzepten**

#### **Teilprojekt D „Wirtschaftlichkeit und Systemanalyse von Power-to-Gas-Konzepten“**

**gefördert durch:** Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.  
Josef-Wirmer-Straße 1-3  
53123 Bonn

**durchgeführt von:** Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz  
Altenberger Straße 69  
A-4040 Linz

**Bearbeiter:** Dr. Robert Tichler  
Dr. Horst Steinmüller  
Gerda Reiter, MSc

Mag. Michael Furtlehner  
Dr. Sebastian Goers  
DI (FH) Johannes Lindorfer  
DI (FH) Stefan Schmidinger  
DI (FH) Markus Schwarz, PMSc

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Verifizierung von Wirtschaftlichkeits-berechnungen aus Vorprojekten</b> .....	<b>3</b>
2.1	Allgemeine Annahmen der drei verifizierten Varianten.....	3
2.2	Gestehungskosten Wasserstoff und synthetisches Methan .....	4
2.2.1	Kapitalgebundene Kosten.....	7
2.2.2	Betriebsgebundene Kosten .....	9
2.2.3	Verbrauchsgebundene Kosten und Entsorgung .....	10
2.3	Fazit der Verifizierung.....	11
<b>3</b>	<b>Ökonomische Bewertung von Geschäfts-modellen für Power-to-Gas-Anlagen</b> .....	<b>13</b>
3.1	Überprüfung und Erweiterung vorhandener Geschäftsmodelle.....	13
3.2	Ökonomische Bewertung ausgewählter Geschäftsmodelle.....	19
3.2.1	Speicherung elektrischer Energie aus Windkraftanlagen in Zeiten eines Angebotsüberschusses (Geschäftsmodell 1).....	22
3.2.2	Produktion eines erneuerbaren gasförmigen Produkts für den Mobilitätsbereich (Geschäftsmodell 2).....	31
3.2.3	Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie (Geschäftsmodell 3) .....	42
3.2.4	Reduktion von Treibhausgasemissions-Zertifikaten eines Unternehmens durch Nutzung des Nebenprodukts CO <sub>2</sub> (Geschäftsmodell 4) .....	50
3.2.5	Fazit - Ökonomische Bewertung der Geschäftsmodelle .....	56
<b>4</b>	<b>Makroökonomische Bewertung von Power-to-Gas</b> .....	<b>59</b>
4.1	Volkswirtschaftliche Einordnung.....	59
4.2	Signifikante Unsicherheiten der System-Entwicklung.....	63
4.3	(Volkswirtschaftliche) Benchmarks für die 4 Geschäftsmodelle .....	66
4.3.1	Speicherung elektrischer Energie.....	66
4.3.2	Netzausbau .....	68
4.3.3	Fossile und biogene Kraftstoffe .....	74
4.3.4	Bereitstellung negativer Regel- und Ausgleichsenergie .....	78
4.3.5	Treibhausgasemissions-Zertifikate .....	81
4.4	Weitere volkswirtschaftliche Effekte .....	82
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>86</b>
<b>6</b>	<b>Literatur</b> .....	<b>95</b>

# 1 Einleitung

Die vorliegende Studie „Wirtschaftlichkeit und Systemanalyse von Power-to-Gas-Konzepten“ wurde vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. beauftragt und ist Teil des Gesamtprojektes „Technoökonomische Studie von Power-to-Gas Konzepten“.

Die Power-to-Gas Technologie befindet sich im Moment im Entwicklungsstadium, in Deutschland wurden bereits einige Pilot- und Demonstrationsanlagen unterschiedlicher Größenordnungen errichtet. In diesem Technologiestadium ist eine Analyse der mittel- bis langfristig erzielbaren Systemkosten von zentraler Bedeutung. Seitens des DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. wurde im Projekt Energiespeicherkonzepte (DVGW-Projekt G1-07-10) dazu bereits eine ökonomische Bewertung sowohl von Investitions- als auch von Betriebskosten von Pilotanlagen durchgeführt. Diese spezifischen Kosten von Power-to-Gas Anlagen (von der Elektrolyse über die CO<sub>2</sub>-Abtrennung bis hin zur Methanisierung und Einspeisung in das Erdgasnetz) werden seitens des Energieinstituts an der JKU Linz im Zuge dieses Projekts verifiziert. Als Basis dazu dienten approximative und anonymisierte Anlagenkosten aus Vorstudien sowie umfangreiche Literaturstudien. Die Verifizierung und Validierung umfasste sowohl allgemeine Annahmen sowie die Gestehungskosten, aufgeteilt in kapitalgebundene, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten einer Power-to-Gas Anlage. Es wird dabei sowohl auf Wasserstoff als auch Methan als Produkt eingegangen. Eine Analyse des Infrastrukturaufbaus zum Wasserstofftransport (z.B. Wasserstoffpipeline) ist hingegen nicht Gegenstand dieses Projekts. Die Verifizierung sowie die daraus abgeleiteten Empfehlungen sind in Kapitel 2 dargestellt.

Einen zentralen Punkt in der Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas Anlagen stellt die Entwicklung von Geschäftsmodellen dar, die es erlauben, Anlagen wirtschaftlich zu betreiben und neben der energiepolitischen und volkswirtschaftlichen auch eine betriebswirtschaftliche Perspektive zu bieten. Auch zu den möglichen Geschäftsmodellen wurden im Projekt G1-07-10 „Energiespeicherkonzepte“ bereits Analysen seitens des DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. durchgeführt. Diese Geschäftsmodelle wurden seitens des Energieinstituts überprüft und erweitert, wobei ein besonderes Augenmerk auf die Akteure im Gesamtsystem gelegt wurde. Als Input dienten bereits konzipierte Geschäftsmodelle aus Vorstudien des Energieinstituts an der JKU Linz. Eine Darstellung der gesammelten Geschäftsmodelle für Power-to-Gas Anlagen findet sich in Kapitel 3.

Aus den zahlreichen möglichen Geschäftsmodellen wurden im Projektkonsortium (Projektbegleitgruppe, Projektpartner) des Gesamtprojekts vier Geschäftsmodelle für die ökonomische Bewertung ausgewählt, welche unterschiedliche Intentionen bzw. Einsatzmöglichkeiten der Power-to-Gas Technologie berücksichtigen. Dies sind neben einer Speicherung von Überschussstrom die Bereitstellung erneuerbarer Gase als Kraftstoffe, die Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt sowie die Nutzung von anfallendem Kohlenstoffdioxid zur Reduktion der benötigten Treibhausgasemissionszertifikate eines Unternehmens. Die wirtschaftliche Bewertung dieser ausgewählten Geschäftsmodelle auf Basis von Investitions- und Betriebskosten von Power-to-Gas Anlagen erfolgt in Kapitel 3. Neben der Berechnung aktueller Gestehungskosten von Wasserstoff sowie Methan aus Power-to-Gas Anlagen werden unter Berücksichtigung zukünftiger Technologie- und Marktpreisentwicklungen sowie möglicher Skaleneffekte auch Analysen für zukünftige Kostenpotentiale durchgeführt.

Die Produkte Wasserstoff und synthetisches Methan im Power-to-Gas-System bewirken verschiedene Konsequenzen für das Energiesystem, wobei damit insbesondere unterschiedliche Belastungen in den Infrastruktur- und Erzeugungskosten auftreten. Diese Problemstellung wird neben anderen Vor- und Nachteilen unter Berücksichtigung von technologischen Potentialen sowie wirtschaftlichen Aspekten im Zuge der makroökonomischen Untersuchungen in Kapitel 4 diskutiert. Des Weiteren wird auf Aspekte der Langzeitspeicherung, der Substitution des Netz- bzw. Speicherausbaus und der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie sowie Erhöhung der Gesamteffizienz durch Power-to-Gas-Anlagen eingegangen. Die volkswirtschaftliche Notwendigkeit der Implementierung von Power-to-Gas-Systemen im Energiesystem basiert insbesondere auf der Möglichkeit zur optimierten Integration von volatilen Erneuerbaren Energieträger in das Strom-Erzeugungsportfolio. Diese makroökonomischen Aspekte werden in Kapitel 4 diskutiert.

Als Benchmarks für die makroökonomische Bewertung der Power-to-Gas-Systeme sind zudem die zur Implementierung von Power-to-Gas alternativen Lösungsstrategien für die spezifischen Anwendungsfälle relevant. Es erfolgt daher eine Gegenüberstellung der in Kapitel 3 berechneten Gestehungskosten mit den jeweiligen (volkswirtschaftlichen) Benchmarks. In Abhängigkeit vom prioritären Nutzen der Power-to-Gas Anlage sind dies alternative Energiespeichertechnologien, der Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen, alternative Kraftstoffe, alternative Möglichkeiten zur Bereitstellung negativer Regelleistung sowie die Kosten von Treibhausgasemissionszertifikaten.

Kapitel 5 beinhaltet sodann die Zusammenfassung der Studie.

## 2 Verifizierung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen aus Vorprojekten

Die vorhandenen Kalkulationen und Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit aus dem DVGW-Projekt „Energiespeicherkonzepte“ G01-07-10 wurden seitens des Energieinstituts verifiziert und die Annahmen und Daten mit Herrn Köppel diskutiert. Für die Verifizierung der Kalkulationen wird in diesem Kapitel auf die einzelnen Kostenblöcke und ein paar ausgewählte Annahmen eingegangen. Es erfolgt eine Gegenüberstellung der am Energieinstitut aus Vorstudien vorhandenen Daten zu Kostenstrukturen und aus den Vergleichen der verschiedenen Annahmen und Kalkulationen werden Empfehlungen für eine Adaption der Wirtschaftlichkeitsanalysen abgeleitet.

### 2.1 Allgemeine Annahmen der drei verifizierten Varianten

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigen drei verschiedene Varianten um aktuelle Kostenintervalle sowie zukünftige Potentiale aufzuzeigen. Des Weiteren wird in den Varianten auch die technologische Entwicklung der Elektrolyse hinsichtlich Druckniveau, Effizienz und Produktgasqualität berücksichtigt. Hier ist ergänzend anzumerken, dass sich die angegebenen Werte jeweils auf einen Normkubikmeter Wasserstoff beziehen. Tab. 2.1 zeigt die technologischen Unterschiede für die drei Varianten.

Tab. 2.1: Übersicht zu den wichtigsten Parametern der drei Varianten

Bezeichnung	Konservativ	Optimistisch	Zukunft
Elektrolysetechnologie	alkalisch	alkalisch	PEM
Effizienz	5,0 kWh <sub>el</sub> /m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	4,5 kWh <sub>el</sub> /m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	4,3 kWh <sub>el</sub> /m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Druckniveau H <sub>2</sub>	Umgebungsdruck	30 bar	30 bar
O <sub>2</sub> -Anteil im H <sub>2</sub>	0,01 Vol.- %	0,01 Vol.- %	0,0001 Vol.- %
Unterschied zu anderen Varianten	H <sub>2</sub> Kompression für Zwischenspeicher nötig	Keine H <sub>2</sub> -Kompression	Keine H <sub>2</sub> -Kompression und keine O <sub>2</sub> -Entfernung aus H <sub>2</sub> -Strom

Quelle: eigene Zusammenstellung nach DVGW-Studie Energiespeicherkonzepte [1]

Alkalische Elektrolyseure (AEC) sind besonders für kurz- bis mittelfristige Betrachtungen besser geeignet, da höhere Leistungsklassen zur Verfügung stehen und die Technologie bereits ausgereifter ist. Die Berücksichtigung von Elektrolyseuren die entweder bei atmosphärischem Druck oder bei 30 bar betrieben werden, spiegelt die aktuell verfügbaren Typen wider. Gemäß Ursua et al. [2] liegt der Strombedarf von AEC derzeit zwischen 4,3 und 7,5 kWh<sub>el</sub> je m<sup>3</sup> H<sub>2</sub> – die Annahme von 5,0 kWh<sub>el</sub> je m<sup>3</sup> H<sub>2</sub> ist demnach tendenziell optimistisch, aber im Bereich der verfügbaren Komponenten. Die Effizienz von Druck-Elektrolyseuren ist in der Regel etwas geringer als bei atmosphärischen Elektrolyseuren. In der Variante „Optimistisch“ wird allerdings von einer höheren Effizienz ausgegangen. Im Sinne einer „optimistischen“ Betrachtungsweise ist ein Strombedarf von 4,5 kWh<sub>el</sub> je m<sup>3</sup> H<sub>2</sub> aber zulässig.

Aufgrund der Vorteile von PEM-Elektrolyseuren hinsichtlich dynamischer Betriebsweise werden diese in Zukunft verstärkt zum Einsatz kommen, was in Variante 3 berücksichtigt wurde. Während die Effizienz derzeit noch unter jener von alkalischen Elektrolyseuren liegt, prognostizieren Smolinka et al. [3] einen zukünftigen Strombedarf von 3,9 bis 4,8 kWh<sub>el</sub> je m<sup>3</sup> H<sub>2</sub> – der Wert für die Variante „Zukunft“ stellt demnach eine repräsentative Annahme dar. Auch die bessere Wasserstoffqualität wird in den Annahmen berücksichtigt.

Die in Tab. 2.1 angegebenen Werte zu den verschiedenen Elektrolyseurtechnologien spiegeln die aktuelle bzw. zukünftig zu erwartende Situation gut wider. Eine deutliche Reduktion der Effizienz und der Produktgasqualität ist allerdings bei alkalischen Elektrolyseuren im Teillastbetrieb zu erwarten. Je nach angewandter Betriebsweise hat dies bei stark schwankendem Strominput einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse, da der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad des Elektrolysesystems erheblich sinken kann (siehe dazu z.B. Ulleberg et al. [7]). Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Power-to-Gas Anlagen wird daher ein Wirkungsgrad zwischen 60 % und 70 % (5,9 bis 4,7 kWh<sub>el</sub> je m<sup>3</sup> Wasserstoff) empfohlen.

## 2.2 Gestehungskosten Wasserstoff und synthetisches Methan

Die Berechnung der Gestehungskosten für die Produktion von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt in Anlehnung an die VDI 2067 „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen“. Bei einer Power-to-Gas Anlage handelt es sich zwar nicht um eine gebäudetechnische Anlage, die in der Norm beschriebene Annuitätsmethode kann allerdings sehr gut auf die Berechnung der Gestehungskosten angewandt werden. Tab. 2.2 zeigt die

allgemeinen Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die drei Varianten Konservativ, Optimistisch und Zukunft.

Tab. 2.2: Allgemeine Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die drei Varianten

Bezeichnung	Konservativ	Optimistisch	Zukunft	Anmerkung
Verzinsung	6 %	6 %	6 %	
Risikoaufschlag bei Kapitalverzinsung	1 %	1 %	0 %	
Preisänderungsindex	1,0	1,0	1,0	
Investition Maschinen	100 %	100 %	100 %	
Investition Verschaltung	100 %	90 %	90 %	
Investition Baumaßnahmen	100 %	90 %	90 %	
Unvorhergesehenes	5 %	2 %	2 %	vom Gesamtinvest (bzw. Maschineninvest)
Wartung & Reperatur	3 %	3 %	2 %	vom Maschineninvest
Berücksichtigung neue Technologie bei Wartung & Reperatur	2 %	1 %	0 %	vom Maschineninvest

Quelle: eigene Zusammenstellung nach DVGW-Studie Energiespeicherkonzepte [1]

Eine Verzinsung mit 6 % und der Risikoaufschlag für die ersten beiden Varianten erscheinen für diese Wirtschaftlichkeitsberechnungen angemessen.

Die Kostenreduktion für Investitionen in Verschaltung und Baumaßnahmen auf 90 % der Variante „konservativ“ kann aufgrund der optimistischeren Berechnung für die beiden anderen Varianten gerechtfertigt werden. Eine Kostenreduktion durch Lernkurven für die Variante „Zukunft“ ist hier nicht inkludiert, bei Verschaltung und Baumaßnahmen allerdings auch kaum zu erwarten. Die Investitionen in Maschinen werden für alle drei Varianten konstant angenommen (100 %), wobei eine Reduktion der Kosten auf 90% durchaus möglich wäre. Der Elektrolyseur stellt eine Ausnahme dar, da für die 3 Varianten unterschiedliche Elektrolyse-Technologien verwendet werden. Die Berücksichtigung der unterschiedlichen Technologien, deren Einfluss auf die Effizienz und Investitionskosten sowie ein möglicher Einfluss von Lernkurven wird im Kapitel 2.2.1 näher betrachtet.

Die angesetzten Lebensdauern für die unterschiedlichen Komponenten erscheinen grundsätzlich plausibel. Bei der Elektrolyse wird in allen drei Varianten von 20 Jahren Lebensdauer ausgegangen, was allerdings nur bedingt gerechtfertigt ist, da sich durch einen intermittierenden Betrieb deutlich reduzierte Lebensdauern ergeben können. In der Literatur finden sich hinsichtlich der Lebensdauer von

Elektrolysesystemen unterschiedlichste Angaben. Während Ursua et al. [2] 15 Jahre für alkalische Elektrolyseure angeben, gehen Smolinka et al. [3] von 25 Jahren aus. Zukünftig werden in [3] sogar 30 Jahre sowohl für alkalische als auch PEM-Elektrolyseure prognostiziert. Verschiedene Hersteller geben hingegen geringere Lebensdauern zwischen 10 und 15 Jahren an, immer stark abhängig von der Betriebsweise.

Da Langzeiterfahrungen mit Elektrolyseuren, speziell bei dynamischem Betrieb, kaum vorhanden sind, sollte in den Berechnungen ein geringerer Wirkungsgrad angesetzt werden. Die Lebensdauer sollte ebenfalls auf 10 bis 15 Jahre reduziert werden.

Abb. 2.1 zeigt die Gesteungskosten für Wasserstoff und Methan für die Variante „konservativ“ mit 4000 Volllaststunden und Strombezugskosten von 50 €/MWh<sub>el</sub>.

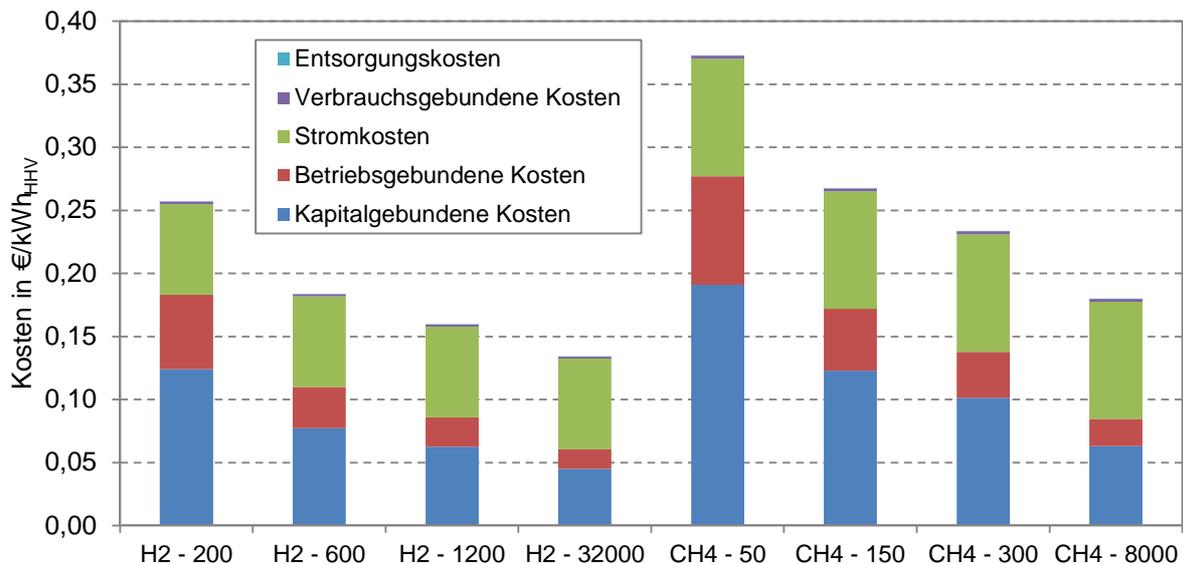


Abb. 2.1: Zusammensetzung der Gesteungskosten für Wasserstoff und Methan

Aus Abb. 2.1 ist ersichtlich, dass die kapitalgebundenen Kosten und die Stromkosten den größten Anteil der Gesteungskosten ausmachen. Je nach Größe der Anlage können auch die betriebsgebundenen Kosten (Wartung, Personal) signifikant zu den Gesteungskosten beitragen. Die verbrauchsgebundenen Kosten (ohne Strom) haben hingegen kaum Einfluss, weshalb in der Verifizierung nicht näher darauf eingegangen wird. Auch die Analysen des Energieinstituts aus bereits durchgeführten Berechnungen zeigen, dass Investitions- und Stromkosten entscheidend für die Gesteungskosten von Wasserstoff und synthetischem Methan sind.

## 2.2.1 Kapitalgebundene Kosten

Wie bereits in Abb. 2.1 verdeutlicht, haben die kapitalgebundenen Kosten neben den Stromkosten einen entscheidenden Einfluss auf die Gesteungskosten von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen der DVGW-Studie „Energiespeicherkonzepte“ werden die Investitionskosten in Invest 1 (Maschineninvestitionen), Invest 2 (Stahlbau, Rohrleitungen, MSR, Transformator etc.), Baumaßnahmen und Sonstiges unterteilt. Den größten Anteil an den Investitionskosten haben in allen Varianten die Maschineninvestitionen mit 65 % bis 71 % der Gesamtinvestitionen.

### 2.2.1.1 Maschineninvestitionen – Invest 1

Da die Maschineninvestitionen wesentlich zu den Gesamtinvestitionen beitragen, sind in Abb. 2.2 die wichtigsten Komponenten in Abhängigkeit der Anlagengröße für die konservative Variante dargestellt. Der größte Kostenanteil entfällt auf den Elektrolyseur – je nach Anlagengröße zwischen 40 % und 80 % der Maschineninvestitionen. Die restlichen Komponenten verteilen sich mehr oder weniger gleichmäßig auf die verbleibenden Kosten. Hier ist anzumerken, dass die Kosten für die Einspeisung in das Erdgasnetz (Einspeiseanlage, Odorierung und Netzanschluss) besonders bei der kleineren Anlage einen wesentlichen Teil ausmachen.

Wie aus Abb. 2.2 hervorgeht, betragen die Kosten für den alkalischen Elektrolyseur (Variante konservativ) je nach Anlagengröße zwischen 700 und 1200 €/kW<sub>el</sub>. Gemäß Ursua et al. [2] liegen die typischen Investitionskosten für alkalische Elektrolyseure derzeit zwischen 800 und 4000 €/kW<sub>el</sub>. Bajohr et al. [4] oder Enertrag [5] gehen hingegen von Investitionskosten zwischen 800 und 1500 €/kW<sub>el</sub> aus. Hier ist anzumerken, dass die Investitionskosten für einen Elektrolyseur sehr stark von den Anforderungen und in weiterer Folge der Betriebsweise abhängen. Eine pauschale Aussage über die Investitionen für Elektrolyseure ist somit schwierig, wie auch anhand der großen Bandbreiten der Literaturwerte ersichtlich. Die gewählten Kosten von 700 bis 1200 €/kW<sub>el</sub> sind optimistisch gewählt, aufgrund der großen Nennleistungen der Power-to-Gas Anlagen aber durchaus möglich.

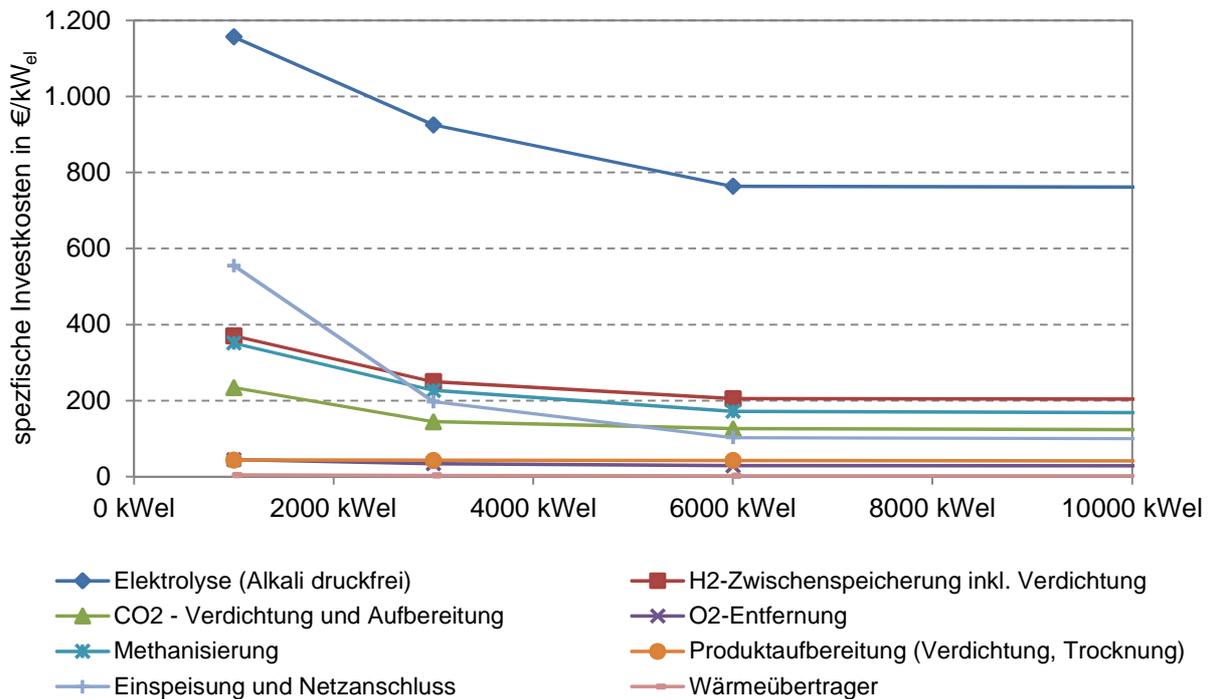


Abb. 2.2: Investitionskosten für unterschiedliche Anlagengrößen

Durch den erhöhten Wirkungsgrad in der Variante „Optimistisch“ ( $4,5 \text{ kWh}_{\text{el}}$  je  $\text{m}^3 \text{ H}_2$ ) ergeben sich für den Druckelektrolyseur Investitionskosten zwischen  $750$  und  $1300 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ . In [5] wird im Gegensatz zu atmosphärischen AEC für Druckelektrolyseure eine Erhöhung der Investitionskosten um rund  $10 \%$  bis  $20 \%$  angegeben. Ausgehend von den Kosten in der Variante „konservativ“ liegt die Erhöhung der Kosten für den Druckelektrolyseur mit rund  $8 \%$  etwas darunter. Dennoch sind auch diese Kosten aufgrund der „optimistischen“ Annahmen und Berechnungen als plausibel einzustufen.

Die Investitionskosten für PEM-Elektrolyseure liegen lt. Bajohr et al. [4] derzeit noch in einer Bandbreite von  $2000$  bis  $6000 \text{ €}$ , mit der Weiterentwicklung und größeren Systemen sollen zukünftig Kosten von  $1000 \text{ €/kW}_{\text{el}}$  erreicht werden. In Variante Zukunft werden bei einem Energieverbrauch von  $4,3 \text{ kWh}_{\text{el}}$  je  $\text{m}^3 \text{ H}_2$  Investitionskosten von  $800$  bis  $1350 \text{ €/kW}_{\text{el}}$  veranschlagt. Die Investitionskosten für den PEM-Elektrolyseur sind demnach sehr optimistisch gewählt. Hersteller prognostizieren aber, dass sich die Kosten für PEM-Elektrolyseure jenen von alkalischen Elektrolyseuren annähern werden und so ist auch diese Annahme zulässig.

### 2.2.1.2 Invest 2, Baumaßnahmen und Sonstiges

Die gewählte Methode der modularen Kostenschätzung ist im chemischen Anlagenbau üblich, wie in [6] beschrieben. Auf Basis der Maschineninvestitionen (Invest 1) werden in den Berechnungen die meisten Positionen über Zuschlagsfaktoren abgeschätzt. Wesentliche Unterschiede der Anlagen, wie zum Beispiel Stahlbau für Wasserstoff bzw. Methanisierung oder Container-Bauweise bzw. Gebäude werden in den Annahmen berücksichtigt.

Bei der gewählten Methode ist es wichtig, den Schätzcharakter und die damit verbundene Bandbreite möglicher Ergebnisse im Blickwinkel zu behalten. Aufgrund des Status der Technologieentwicklung bzw. der Datenverfügbarkeit wäre eine Aggregation von Zuschlagsätzen z.B. bei den Baumaßnahmen möglich, da der Beitrag zu den spezifischen Produktgestehungskosten eher gering ist.

### 2.2.2 Betriebsgebundene Kosten

Zu den betriebsgebundenen Kosten zählen in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einerseits die Kosten für Wartung & Reparatur und andererseits die Personalkosten für den Betrieb der Power-to-Gas Anlage. Für Wartung und Reparatur wurde ein Prozentsatz zwischen 5 % und 2 % (je nach Variante) der Gesamtinvestitionen gewählt, wie bereits in Tab. 2.2 dargestellt. Der Zeitaufwand und die spezifischen Personalkosten die den Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde liegen, sind in Tab. 2.3 angeführt.

Tab. 2.3: Personalkosten

Bezeichnung	Zeitaufwand	Kosten
Grundpersonal Anlage	6 h/Tag	19 €/h
Techniker	4 h/Tag	28 €/h
Betriebsleiter	2 h/Tag	44 €/h

Quelle: eigene Zusammenstellung - Berechnungsfile zur DVGW-Studie Energiespeicherkonzepte [1]

Bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind typischerweise O&M (Operation & Maintenance) Kosten von 2 % bis 4 % der Gesamtinvestitionen angesetzt. Auch für Elektrolyseure werden, sowohl in der Literatur (z.B. Ulleberg et al. [7]) als auch aus Sicht der Hersteller, Werte in diesem Bereich genannt. Die in den drei Varianten angesetzten Wartungskosten (ohne Betrieb!) sind im Vergleich dazu sehr hoch. Auch die detaillierte Berechnung der Personalkosten anhand verschiedener Stundensätze

und Arbeitsstunden erscheinen nicht zweckmäßig. Der Bezug der Personalkosten auf Volllaststunden ist kritisch, da bei stark schwankender Auslastung (volatiles Stromangebot) die Betriebsstunden deutlich abweichen können. In der Literatur wird meist ein allgemeiner Prozentsatz für Operation & Maintenance angegeben, welcher auch hier zu empfehlen ist und die Qualität der Ergebnisse nicht beeinträchtigen wird.

### 2.2.3 Verbrauchsgebundene Kosten und Entsorgung

Tab. 2.4 zeigt die spezifischen Kosten für die benötigten Betriebsmittel und deren Entsorgung. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird aufgrund der großen Mengen für die größte Anlage ein Abschlag von 10 bis 20 % gewährt.

Tab. 2.4: Kosten und Entsorgung von Betriebsmitteln

Bezeichnung	Kosten	Entsorgung
Strom	Variabel (0 – 9 Cent/kWh)	
Wasser Elektrolyse	1,5 €/m <sup>3</sup>	
CO <sub>2</sub> für Methanisierung	0,00002 €/m <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> (NTP)	
Entsalzung	6,0 €/m <sup>3</sup> Wasser	1,0 €/kg
Katalysator H <sub>2</sub> bzw. CH <sub>4</sub>	50 €/kg	5,0 €/kg
Sauerstoffentfernung	0 €/m <sup>3</sup> O <sub>2</sub>	
Halogenentfernung	0,035 €/m <sup>3</sup> Halogen	
Schwefelentfernung	0,000084 €/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> S	2,0 €/m <sup>3</sup> Schwefel
Schmiermittel H <sub>2</sub> bzw. CH <sub>4</sub>	0,5 €/l	

Quelle: eigene Zusammenstellung - Berechnungsfile zur DVGW-Studie Energiespeicherkonzepte [1]

Wie bereits in Abb. 2.1 dargestellt, haben die Stromkosten einen wesentlichen Einfluss auf die Gestehungskosten von Wasserstoff und synthetischem Methan. Der Strombedarf hängt dabei größtenteils vom Wirkungsgrad des Elektrolyseurs ab. Bei der Wasserstoffeinspeisung wird zusätzlich Strom für die Produktgaskompression und die Einspeisung bzw. Odorierung benötigt. Bei der Produktion von synthetischem Methan wird außerdem für die Methanisierung und die CO<sub>2</sub>-Aufbereitung Strom benötigt. Im Vergleich zum Strombedarf der Elektrolyse ist der restliche Strombedarf sehr gering (ca. 1,7 % für H<sub>2</sub> und 2,9 % für CH<sub>4</sub>). Die Stromkosten wurden in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen zwischen 0 und 9 Cent je kWh variiert, wenngleich Stromkosten von 0 Cent je kWh wahrscheinlich die Ausnahme sein werden. Hierbei sollte auch der Zusammenhang zwischen

Volllaststunden und Stromkosten berücksichtigt werden, da bei hohen Volllaststunden (4000 bzw. 7000 h/a) auch die durchschnittlichen Stromkosten höher sein werden.

Die restlichen Annahmen zur Berechnung der verbrauchsgebundenen Kosten haben auf die Gestehungskosten kaum Einfluss, weshalb hier nur kurz auf die CO<sub>2</sub>-Kosten eingegangen wird. Die angenommenen Kosten für CO<sub>2</sub> betragen umgerechnet 0,01 €/t<sub>CO2</sub>, wobei davon ausgegangen wird, dass es sich bei dem verwendeten CO<sub>2</sub> um ein Abfallprodukt (z.B. aus der Biogasaufbereitung) handelt. Je nach CO<sub>2</sub>-Quelle fallen allerdings Kosten für die Abtrennung an und auch der Energiebedarf kann wesentlich sein. Es sollte daher genauer spezifiziert werden, welche CO<sub>2</sub>-Quelle herangezogen wird und wie die Kosten der Abtrennung aufgeteilt werden. Die Abtrennungskosten für CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen liegen zum Beispiel lt. [8] bei rund 90 €/t<sub>CO2</sub>.

### 2.3 Fazit der Verifizierung

Die Berechnungen in der DVGW-Studie „Energiespeicherkonzepte“ zur Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas Konzepten mit Wasserstoff bzw. Methan sind insgesamt sehr umfangreich und detailliert. Im Zuge der Verifizierung wurden die Annahmen und Ergebnisse mit am Energieinstitut an der JKU Linz durchgeführten Studien sowie Fachliteratur verglichen und daraus Empfehlungen abgeleitet.

Die angegebenen Werte zu Druck, Effizienz, Produktgasqualität etc. spiegeln die Elektrolyse-Technologien gut wider. Vorsicht ist allerdings bei stark dynamischer Betriebsweise geboten, da sich im Teillastbetrieb die Effizienz und Produktgasqualität wesentlich ändern können. Durch eine stark dynamische Betriebsweise kann es außerdem zu einer reduzierten Lebensdauer kommen. Bei den Berechnungen sollte daher die Lebensdauer der Elektrolyse von 20 Jahren auf 10 bis 15 Jahre reduziert werden.

Bei den Gestehungskosten entfällt der größte Anteil auf die kapitalgebundenen Kosten und die Stromkosten, während die restlichen Kostenblöcke nur einen geringen Einfluss haben. Dies konnte auch in vorangegangenen Studien des Energieinstituts an der JKU Linz festgestellt werden.

Entscheidend für den Kapitaleinsatz sind die Investitionskosten der Elektrolyse, die in allen drei Varianten optimistisch eingeschätzt sind. Die Kostenangaben von Herstellern variieren oft sehr stark, da Elektrolyseure meist Einzelanfertigungen sind und von individuellen Betriebsbedingungen und Anforderungen abhängen. Pauschale Aussagen sind kritisch und auch in der Literatur werden große

Bandbreiten angegeben. Dennoch sind die in den Berechnungen angenommenen Werte im Rahmen und daher zulässig.

Die betriebsgebundenen Kosten (Wartung und Personal) sind sehr hoch angesetzt, detaillierte Berechnungen zu Personalkosten erscheinen nicht zweckmäßig und es wird empfohlen einen allgemeinen Prozentsatz für O&M zu veranschlagen. In der Literatur liegen die O&M Kosten meist zwischen 2 % und 4 % der Investitionskosten, welche auch für die Elektrolyse repräsentativ sind. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen könnten, gemäß unseren Erfahrungen aus vorangegangenen Studien, die reinen Wartungskosten auf O&M ausgeweitet und die 5 %, 4 % bzw. 2 % beibehalten werden.

Durch die Variation der Stromkosten, die den größten Einfluss der verbrauchsgebundenen Kosten darstellen, wird die Bandbreite der möglichen Gesteuerungskosten aufgezeigt. In weiterer Folge sollte der Zusammenhang zwischen Volllaststunden und Strompreis berücksichtigt werden.

## 3 Ökonomische Bewertung von Geschäftsmodellen für Power-to-Gas-Anlagen

Im Zuge dieser Studie wurden die vorhandenen Geschäftsmodelle aus dem DVGW-Projekt „Energiespeicherkonzepte“ [1] überprüft und erweitert. Dazu wurden als Input bereits konzipierte Geschäftsmodelle aus Vorstudien des Energieinstituts an der JKU Linz herangezogen. In Diskussionen mit den Projektpartnern wurden aus den zahlreichen Vorschlägen vier Geschäftsmodelle für die ökonomischen Analysen ausgewählt.

### 3.1 Überprüfung und Erweiterung vorhandener Geschäftsmodelle

Die im Folgenden aufgelisteten Geschäftsmodelle sind noch keiner Wertung bezüglich Wirtschaftlichkeit, Systemnutzen, rechtlicher Umsetzungsmöglichkeit oder auch hinsichtlich der technologischen Ausprägung unterzogen. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die Reihenfolge der Geschäftsmodelle zufällig gewählt ist und keine Präferenzen beinhaltet.

Es erfolgt in diesem Kontext noch keine Restriktion auf jene Geschäftsmodelle, die eine Einspeisung des Wasserstoffs oder des Methans in das Erdgasnetz vorsehen. Der Fokus der Studie bezieht sich zwar auf eine Einspeisung eines gasförmigen Energieträgers aus Power-to-Gas-Anlagen, es erscheint aus der Sicht des Energieinstituts aber auch interessant, die alternativ möglichen Geschäftsmodelle zu kennen.

Die Geschäftsmodelle sind so konzipiert, dass ein Geschäftsmodell eine bestimmte Intention für einen Marktteilnehmer zur Errichtung und zum Betreiben einer Power-to-Gas-Anlage umfasst. Die folgende Definition bezieht sich somit auf einen konkreten spezifischen Nutzen eines bestimmten Marktteilnehmers, den er aus dem System Power-to-Gas beziehen kann. Es erfolgt noch keine Analyse der Ausprägung und der optimalen Betriebsweise der Anlage für das jeweilige Geschäftsmodell.

Folgende Geschäftsmodelle können identifiziert werden:

1. **Stromnetzbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um Ersatzinvestitionen in den Stromnetzausbau für Übertragungsnetze zu substituieren (PtG: Verlagerung auf das Erdgasnetz)
  - Prioritäre Intention: Reduktion der Infrastrukturkosten
  - Produkt: Wasserstoff (Einspeisung in das Erdgasnetz), synthetisches Methan, Rückverstromung möglich

2. **Stromnetzbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um das Lastmanagement (v.a. in der Verteilnetzebene) in Zeiten hoher Produktion aus volatilen Erneuerbaren regional zu lösen und zu optimieren und um die Systemkosten für den Stromausgleich zu reduzieren
  - Prioritäre Intention: Lastmanagement
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan, Rückverstromung möglich
3. **Stromnetzbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage (in Kombination z.B. mit einer Brennstoffzelle) für private Haushalte, Unternehmen oder technische Systeme in topografisch entlegenen Regionen, um Ersatzinvestitionen in einen aufwendigen Stromnetzanschluss zu substituieren und um eine ganzjährige Versorgung zu gewährleisten
  - Prioritäre Intention: Reduktion der Infrastrukturkosten
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan, Rückverstromung
4. **Gasnetzbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um eine höhere Auslastung der Gasnetze durch die Verlagerung des Energietransports vom Strom- zum Gasnetz zu erreichen
  - Prioritäre Intention: Erhöhung der Auslastung
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
  - Problemstellung hierfür: Befreiung von PtG von Netztarifen
5. **Wasserstoffnetzbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um eine höhere Auslastung des Netzes durch die Verlagerung des Energietransports vom Strom- zum Wasserstoffnetz zu erreichen
  - Prioritäre Intention: Erhöhung der Auslastung
  - Produkt: Wasserstoff
6. **Wind- und PV-Anlagenbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um auch bei Wegfall der Vorrangregelung der Erneuerbaren weiter die Windkraftanlage oder die PV-Anlage zu jeder Zeit betrieben zu können (durch Energiespeicherung mit PtG) und die Jahresvolllaststunden zu optimieren
  - Prioritäre Intention: Gesamtnutzungsgrad Stromproduktion
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
7. **Wind- oder PV-Anlagenbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um jede mögliche energetische Einheit zu nutzen und um direkt zwischen zu speichern und in preislich optimalen Zeiten am Strommarkt zu verkaufen
  - Prioritäre Intention: Optimierung des Stromverkaufs
  - Produkt: Strom (Zwischenprodukt Wasserstoff)

8. **Biogas-Anlagenbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um durch die Nutzung und Bindung des Kohlenstoffdioxids bei einer Produktion von synthetischem Methan die Produktionskapazität zu erhöhen
  - Prioritäre Intention: Gesamtwirkungsgrad Gasproduktion
  - Produkt: synthetisches Methan
9. **Gasspeicherbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um eine höhere Auslastung der Gasspeicher zu spezifischen Zeiten zu erreichen
  - Prioritäre Intention: Erhöhung der Auslastung
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
10. **Gashändler** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um ein neues zusätzliches erneuerbares Gasprodukt auf den Markt zu bringen und zu verkaufen
  - Prioritäre Intention: Implementierung eines neuen Produktes
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
11. **Stromproduzent/-händler** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um ein neues zusätzliches erneuerbares Produkt auf den Markt zu bringen und zu verkaufen
  - Prioritäre Intention: Implementierung eines neuen Produktes
  - Produkt: Strom (Zwischenprodukt Wasserstoff)
12. **Stromproduzent/-händler** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um erneuerbaren Strom aus topografisch entlegenen Regionen (z.B. Sahara, Patagonien,...) zu nutzen und somit in die Nachfragezentren transportieren zu können (z.B. über Erdgasleitungen)
  - Prioritäre Intention: Energieproduktion in entlegenen Regionen mit hohem noch nicht genutztem Energiepotential
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
13. **Kraftstoffproduzent/-händler** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um ein neues zusätzliches erneuerbares Produkt auf den Markt zu bringen und zu verkaufen
  - Prioritäre Intention: Implementierung eines neuen Produktes
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
14. **Tankstellenbetreiber** implementiert Power-to-Gas-Anlage, um ein neues erneuerbares Wasserstoff-Produkt anzubieten und um die Versorgung mit Wasserstoff unabhängiger zu gestalten
  - Prioritäre Intention: Implementierung eines neuen Produktes
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
15. **Industriebetrieb** (chemische Industrie) implementiert Power-to-Gas-Anlage, um ein neues erneuerbares chemisches Produkt anzubieten
  - Prioritäre Intention: Implementierung eines neuen Produktes
  - Produkt: Wasserstoff

16. **Industriebetrieb** mit einer Verpflichtung an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten implementiert eine Power-to-Gas-Anlage, um das alternativ zu emittierende Kohlenstoffdioxid im synthetischen Methan zu binden
- Prioritäre Intention: Reduktion der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate
  - Produkt: synthetisches Methan
17. **Industriebetrieb** mit einer Verpflichtung an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten implementiert eine Power-to-Gas-Anlage, um das alternativ eingesetzte fossile Methan durch Wasserstoff oder erneuerbares Methan bzw. H<sub>2</sub> aus fossilen Quellen durch H<sub>2</sub> aus erneuerbaren Quellen zu ersetzen (PtG-Anlage entweder direkt im und neben dem Betrieb oder in anderen Regionen)
- Prioritäre Intention: Reduktion der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
18. **Stromproduzent** implementiert eine Power-to-Gas-Anlage, um eine zusätzliche negative Ausgleichsenergie bereitzustellen
- Prioritäre Intention: Zusatzerlös am Ausgleichsenergiemarkt
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan, Rückverstromung möglich
19. **Stromproduzent** implementiert eine Power-to-Gas-Anlage, um eine positive Ausgleichsenergie bereitzustellen und Ersatzinvestitionen in Schattenkraftwerke zu vermeiden
- Prioritäre Intention: Zusatzerlös am Ausgleichsenergiemarkt, Reduktion der Infrastrukturkosten
  - Produkt: Strom (Zwischenprodukt Wasserstoff)
20. **Automobilindustrie** implementiert eine Power-to-Gas-Anlage um die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Flotte zu reduzieren
- Prioritäre Intention: Einhaltung der rechtlichen Vorgaben, Implementierung eines neuen Produktes
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
21. **Betreiber einer ÖV-Flotte** (z.B. Bus, Straßenbahn, Bahn) implementiert eine Power-to-Gas-Anlage um die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Flotte zu reduzieren und um Mobilität mit erneuerbaren Energieträgern zu gewährleisten
- Prioritäre Intention: Einhaltung der rechtlichen Vorgaben, Implementierung eines neuen Produktes
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan

22. **Privater Haushalt** oder **Unternehmen** implementiert eine Power-to-Gas-Anlage (in Kombination z.B. mit einer Brennstoffzelle), um den Eigenbedarf an Energie vollständig selbst zu produzieren und somit ein autarkes System zu installieren oder um (mit einem Gasnetzanschluss) eine bilanzielle Eigenversorgung sicherzustellen („Statussymbol“)
- Prioritäre Intention: Energieautarkes System
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan, Rückverstromung
23. **Privater Haushalt** oder **Unternehmen** implementiert eine Power-to-Gas-Anlage, um Strom zwischen zu speichern und um die Bezugskosten zu optimieren (im Falle völlig flexibler Tarife)
- Prioritäre Intention: Reduktion der Stromkosten
  - Produkt: Strom (Zwischenprodukt) Wasserstoff
24. **Produzent gasförmiger Energieträger** (Biogas, Kohlegase) betreibt eine Power-to-Gas-Anlage, um die vorhandene Gasbeschaffenheit zu modifizieren und um somit eine Einspeisung in das Erdgasnetz zu ermöglichen
- Prioritäre Intention: Produktoptimierung
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
25. **Regionen mit einer starken potentiellen topografischen Belastung eines Stromnetzausbaus** oder **durch große konventionelle Energiespeicher** (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) implementieren Power-to-Gas-Anlagen, um durch die Verlagerung des Energietransports auf das Erdgasnetz bzw. die Energiespeicherung in neuer Form den Eingriff in Landschaft und/oder Siedlungsräume zu reduzieren
- Prioritäre Intention: Reduktion des topografischen Eingriffs
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan
26. **„öffentliche Hand“** betreibt eine Power-to-Gas-Anlage, um den Anteil erneuerbarer Energieträger im Energiesystem und den Gesamtwirkungsgrad im Energiesystem zu erhöhen (und somit Abschaltungen von Erzeugungsanlagen zu verringern)
- Prioritäre Intention: systemische Optimierung des Energiemarktes, Erhöhung des Anteils Erneuerbarer
  - Produkt: Wasserstoff, synthetisches Methan

Hinsichtlich der optimierten Betriebsweise von Power-to-Gas-Anlagen zeigen bereits durchgeführte Analysen des Energieinstituts an der JKU Linz, dass kurz- und mittelfristig eine Kombination aus verschiedenen Geschäftsmodellen notwendig sein wird, um aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ohne Subventionen und Förderungen eine Wettbewerbskompatibilität mit alternativen Produkten und

Systemen herzustellen. Aus dieser Perspektive ist somit auch zu analysieren, welche Kombinationen der erläuterten einzelnen Geschäftsmodelle möglich sind. Thematisch ist innerhalb der definierten Geschäftsmodelle zwischen folgenden Nutzen einer PtG-Anlage zu unterscheiden:

- a) Speicherung (von elektrischer Energie)
- b) Substitution von Stromleitungen
- c) Entlastung des Lastmanagements von Stromnetzen
- d) Substitution von alternativen Speichersystemen mit hohen topografischen Eingriffen
- e) Erhöhte Energieproduktion volatiler erneuerbarer Energieträger
- f) Herstellung eines zusätzlichen erneuerbaren Produktes
- g) CCU: Verwertung des „Rohstoffes“/des Nebenproduktes Kohlenstoffdioxid
- h) Erhöhte Auslastung der Gasinfrastruktur
- i) Reduktion von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten
- j) Optimierung des Strombezugs
- k) Erschließung neuer entlegener Gebiete mit hohem Stromerzeugungspotential
- l) Bereitstellung eines autarken Energiesystems
- m) Aufreinigung anderer Gase (Biogas, Kohlegase)

Hinsichtlich der ökonomischen Ausprägung der Anlagen sind die Herstellung eines neuen zusätzlichen Produktes (Wärme, Strom, Kraftstoff, chemischer Grundstoff), also Nutzen „f“ bzw. die Geschäftsmodelle 10-11 und 13-15, von besonderer Bedeutung und mit jedem anderen Geschäftsmodell kombinierbar. Diese Möglichkeit ist auch in den Betriebsweisen der Anlagen für die spezifischen Geschäftsmodelle zu überprüfen und gegebenenfalls zu intergerieren.

Aufgrund ihrer Intention der Implementierung der Power-to-Gas Anlage sind die Geschäftsmodelle 3, 12 und 22 nicht mit anderen Geschäftsmodellen kombinierbar.

Eine weitere Möglichkeit für alle aufgelisteten Geschäftsmodelle besteht in der zusätzlichen Nutzung des als Nebenprodukt der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs. Es ist des Weiteren auch empfehlenswert, für jedes Geschäftsmodell auch eine optimierte Abwärmenutzung zu entwickeln. Die Nutzung sowohl von Sauerstoff als auch Abwärme sind an sich nicht als eigene Geschäftsmodelle zu sehen, da es sich dabei um Nebenprodukte der eigentlichen Prozesse handelt.

## 3.2 Ökonomische Bewertung ausgewählter Geschäftsmodelle

Für die ökonomische Bewertung wurden in Abstimmung mit dem projektbegleitenden Ausschuss vier verschiedene Geschäftsmodelle für Power-to-Gas Anlagen festgelegt. Diese unterscheiden sich nicht hinsichtlich verschiedener Marktteilnehmer, sondern hinsichtlich des prioritären Nutzens für das Energiesystem. Folgende vier grundlegende Konzepte wurden für die betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Analysen ausgewählt:

1. Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage mit dem prioritären Ziel, **elektrische Energie** (aus einer volatilen Erzeugungsstruktur auf Basis von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen) in Zeiten eines Angebotsüberschusses **zu speichern**
2. Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage mit dem prioritären Ziel, auf Basis elektrischer Energie ein **neues erneuerbares gasförmiges Produkt im Mobilitätsbereich** zu produzieren und am Markt anzubieten
3. Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage mit dem prioritären Ziel, eine zusätzliche negative **Regel- und Ausgleichsenergie** zur Verfügung zu stellen (und gegebenenfalls auch eine positive) und somit Erlöse am Strommarkt zu generieren
4. Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage mit dem prioritären Ziel, die **Treibhausgasemissionszertifikate eines Unternehmens zu reduzieren** (v.a. durch die stoffliche Nutzung des im bestehenden Produktionsprozesses als Nebenprodukt anfallende Kohlenstoffdioxid zur Methanherzeugung)

Alle vier Geschäftsmodelle weisen ein prioritäres Ziel auf und in den Analysen erfolgt keine Kombination mehrerer Geschäftsmodelle. Im Geschäftsmodell 1 orientieren sich beispielsweise die Volllaststunden an den realen Angebotsüberschüssen bzw. Abschaltungen von Windkraftanlagen. Ein zusätzlicher Bezug von Grundlaststrom aus dem Stromnetz wird dabei nicht untersucht.

Die Quantifizierung der Geschäftsmodelle erfolgt zum einen mit aktuell bekannten Kosten und zum anderen mit prognostizierten Kosten und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Jahre 2020 und 2030.

Für alle vier Geschäftsmodelle wird auch die Nutzung der Abwärme aus der Methanisierung sowie die Verwertung des Nebenproduktes Sauerstoff berücksichtigt. Dafür werden Erlöse von 50 € je Tonne Sauerstoff bzw. 2 Cent je kWh Wärme veranschlagt. Außerdem wird für alle Geschäftsmodelle die Erzeugung von H<sub>2</sub> und SNG betrachtet. In den Analysen erfolgt keine detaillierte Verortung der Konzepte, sondern es werden lediglich approximative Aussagen zu den möglichen Einsatzgebieten vorgenommen.

Die Quantifizierung der vier ausgewählten Geschäftsmodelle erfolgt mit der Annuitätensmethode angelehnt an die VDI-Norm 2067. Es werden ein Zinssatz von 6 % und ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt – Dies entspricht nicht der Lebensdauer der einzelnen Komponenten, welche beispielsweise bei der Elektrolyse derzeit etwa zwischen 10 und 15 Jahren liegt. Wie auch in den vorhandenen Analysen zur Studie „Energiespeicherkonzepte“ des DVGW [1] wird keine Preisänderung berücksichtigt. Als Datengrundlage dienen die übermittelten Daten des DVGW, verschiedene Studien des Energieinstituts an der JKU Linz sowie ausgewählte Fachliteratur.

Ein großer Anteil der Investitionskosten entfällt bei Power-to-Gas Anlagen auf den Elektrolyseur, weshalb hier kurz auf die herangezogenen Kosten eingegangen wird. In Tab. 3-1 sind die von DVGW-EBI übermittelten spezifischen Investitionskosten für eine 200 kW<sub>el</sub>, 1 MW<sub>el</sub> sowie eine 10 MW<sub>el</sub> Power-to-Gas Anlage dargestellt. Es wird dabei von einem alkalischen Druckelektrolyseur ausgegangen, dessen Lebensdauer mit 10 bzw. 15 Jahren festgelegt wird. Diese variiert nach Art der Anwendung und wird in den einzelnen Geschäftsmodellen näher beschrieben und festgelegt.

Tab. 3-1: Spezifische Investitionskosten für Power-to-Gas Anlagen (alkalische Druckelektrolyse) inkl. Einspeisung, ohne Transformator & Kabel

Power-to-Gas System	2013 €/kW <sub>el</sub>	2020 €/kW <sub>el</sub>	2030 €/kW <sub>el</sub>
200 kW <sub>el</sub> Elektrolyse + Einspeisung	5 080	4 457	4 257
200 kW <sub>el</sub> Elektrolyse, Methanisierung + Einspeisung	6 880	6 077	5 702
1 MW <sub>el</sub> Elektrolyse + Einspeisung	1 914	1 717	1 617
1 MW <sub>el</sub> Elektrolyse, Methanisierung + Einspeisung	2 194	1 969	1 815
10 MW <sub>el</sub> Elektrolyse + Einspeisung in HD	1 200	1 100	1 050
10 MW <sub>el</sub> Elektrolyse, Methanisierung + Einspeisung in HD	1 500	1 400	1 250

Quelle: Wolfgang Köppel, DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte Institut des KIT Karlsruhe

Der aktuelle Systemwirkungsgrad von Elektrolyseuren liegt bei rund 60 % oder 5,9 kWh<sub>el</sub>/ m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>. Für die zukünftigen Szenarien wird von einer Verbesserung auf rund 70 % (5,1 kWh<sub>el</sub>/ m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>) im Jahr 2020 bzw. 75% (4,8 kWh<sub>el</sub>/ m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>) im Jahr 2030 ausgegangen. Diese Annahmen spiegeln den aktuellen Stand der Technologie wider und wurden in zahlreichen Gesprächen mit Herstellern kommuniziert. In der DVGW-Studie „Energiespeicherkonzepte“ [1] sind etwas höhere Effizienzen für die Elektrolyse angegeben. Wie aber bereits in Kapitel 2 beschrieben, werden diese als zu optimistisch eingeschätzt. Dies gilt ganz besonders für eine dynamische

Betriebsweise, da in Teillast der elektrische Strombedarf teilweise doppelt so hoch sein kann als im Nennbetrieb (siehe dazu z.B. Ulleberg et al. [7]).

Die in Tab. 3-1 dargestellten Investitionskosten einer Power-to-Gas-Anlage enthalten noch keine Anbindung an das öffentliche Stromnetz. Diese setzen sich im Großen und Ganzen aus den Kosten für den Transformator und die Verkabelung zusammen.

Wesentlich in der Bestimmung der Kosten für einen Transformator ist die erforderliche elektrische Anschlussleistung der betrachteten Power-to-Gas-Anlage, welche auf 1 MW<sub>el</sub> festgelegt wurde. Um möglichst realistische Kosten für die Berechnung ansetzen zu können, wurde aus einer umfassenden Literaturrecherche sowie Gesprächen mit Netzbetreibern eine repräsentative Bandbreite an Kosten abgeleitet. Hinsichtlich der Investitionskosten (inkl. Installation) für einen entsprechenden Transformator (2x 630 kVA bzw. 1x 1.250 kVA) wurde gemäß der Literaturrecherche eine Bandbreite zwischen 15.000 und 20.000 € ermittelt [9], wobei Gespräche mit Netzbetreibern sehr viel höhere Werte (70.000 bis 100.000 €) ergaben. Anhand der zur Verfügung stehenden Daten wurde ein aussagekräftiger Kostenmittelwert von 43.100 € für eine Transformatorleistung von 1.250 kVA gebildet.

Neben den Kosten für den Transformator sind aus ökonomischer Sicht ebenso die Kosten für eine zusätzliche Verkabelung der Power-to-Gas-Anlage für eine Anbindung an das öffentliche Stromnetz zu berücksichtigen. Dazu wurden ebenso, neben einer umfassenden Literaturrecherche, Gespräche mit Netzbetreibern geführt, um zu realistischen Kosten zu gelangen, die für weiterführende Berechnungen angesetzt werden können. Entsprechende Literaturangaben werden vor allem der dena-Verteilnetzstudie [11] entnommen, die als Investitionskosten für eine Niederspannungs-Verkabelung 80.000 €/km angibt, während Fürstenwerth [10] für eine Verkabelung 90.000 €/km als spezifische Kosten heranzieht. Etwas geringere Kosten ergeben die Gespräche mit Netzbetreibern (70.000 bis 80.000 €/km), sodass für die Niederspannungsverkabelung ein repräsentativer Mittelwert der Kosten von 80.100 €/km für weiterführende Berechnungen ermittelt wurde.

Neben den Investitionskosten haben auch die rechtliche Situation und die damit verbundenen Netzentgelte großen Einfluss auf die Gestehungskosten der Power-to-Gas Technologie. Für die Berechnungen wird der aktuell gültige rechtliche Rahmen für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland herangezogen. Power-to-Gas Anlagen sind nach 9a (1) StromStG auf Antrag von der Stromsteuer befreit und es gilt eine Befreiung von Stromnetzentgelten für 20 Jahre gemäß §118 (6) Satz 1 EnWG. Die EEG-Umlage von derzeit (2013) 5,28 Cent je kWh<sub>el</sub> ist hingegen auch für Power-to-Gas Anlagen zu entrichten. Eine Befreiung von der EEG-Umlage kann nur dann erreicht werden, wenn es sich bei dem produzierten Gas um Speichergas handelt und dieses nachweislich rückverstromt wird – entweder direkt oder bilanziell.

Speichergas ist gemäß § 3 Z 9a EEG definiert als jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, also jedenfalls Wasserstoff oder synthetisches Methan aus Power-to-Gas-Anlagen mit entsprechendem Verwendungszweck und entsprechenden Herstellungsbedingungen. Für Wasserstoff oder synthetisches Methan, das in einer Power-to-Gas Anlage erzeugt wurde, gilt eine Befreiung von den Gasnetzentgelten gemäß § 118 (6) Satz 8 EnWG.

In den folgenden Unterkapiteln wird etwas näher auf die Parameter und Annahmen der vier Geschäftsmodelle eingegangen und die Ergebnisse für die unterschiedlichen Varianten dargestellt.

### **3.2.1 Speicherung elektrischer Energie aus Windkraftanlagen in Zeiten eines Angebotsüberschusses (Geschäftsmodell 1)**

Aufgrund von Netzengpässen im Verteilnetz kam es in den vergangenen Jahren in Deutschland, v.a. in Nord- und Ostdeutschland, vermehrt zu Abschaltungen bzw. Abregelungen von Windkraftanlagen. Als gesetzliche Grundlage dient hierbei das Einspeisemanagement nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG, wobei der Großteil der Ausfallarbeit nach EEG in Form von Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber abgegolten wird.

In diesem Geschäftsmodell soll die Implementierung einer Power-to-Gas Anlage untersucht werden, mit der die elektrische Energie aus der volatilen Erzeugungsstruktur von Windkraftanlagen in Zeiten eines Angebotsüberschusses genutzt werden kann. Dies ist besonders bei einem möglichen Wegfall der Entschädigungszahlungen nach dem EEG von Interesse, da der „Überschussstrom“ gespeichert werden kann. Power-to-Gas Anlagen zur Nutzung von Angebotsüberschüssen aus Windkraftanlagen sind vor allem für Gebiete mit großen Windparks aber schlechtem Ausbau des Stromnetzes geeignet. Aufgrund der begrenzten Aufnahmekapazität des vorhandenen Stromnetzes kommt es in diesen Gebieten oft zu Abschaltungen, die mit einer Power-to-Gas Anlagen vermieden werden können. In Deutschland liegen die möglichen Einsatzgebiete aufgrund der Standorte der großen Windparks eher im Norden.

Die wichtigsten Rahmenbedingungen und Annahmen für das erste Geschäftsmodell „Speicherung elektrischer Energie aus Windkraftanlagen in Zeiten eines Angebotsüberschusses“ sind in Tab. 3-2 zusammengefasst. Für jedes betrachtete Jahr werden 2 Szenarien mit eher konservativen (max) bzw. optimistischen (min) Annahmen berechnet. In diesem Geschäftsmodell liegen die Unterschiede in der Leistung der Elektrolyseure und in den Volllaststunden.

Tab. 3-2: Rahmenbedingungen und Annahmen für das Geschäftsmodell 1

Parameter	2013		2020		2030	
	max	min	max	min	max	min
Elektrolyseur	Alkalische Druckelektrolyse (10 Jahre Lebensdauer)					
Nennleistung *	5x 200 kW <sub>el</sub>	1 MW <sub>el</sub>	5x 200 kW <sub>el</sub>	1 MW <sub>el</sub>	5x 200 kW <sub>el</sub>	1 MW <sub>el</sub>
Effizienz	5,9 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>		5,1 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>		4,8 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>	
Volllaststunden	93 h/a	185 h/a	1295 h/a		1500 h/a	
Strombezugskosten	1 Cent / kWh <sub>el</sub>					
EEG-Umlage	5,277 Cent / kWh <sub>el</sub> (Befreiung nur bei Rückverstromung)					
CO <sub>2</sub> -Quelle	Biogasanlage					

\* Zudem wird auch eine Power-to-Gas Anlage mit einer Nennleistung von 10 MW<sub>el</sub> in den Berechnungen berücksichtigt.

Es wird ein alkalischer Druckelektrolyseur mit einer Effizienz von 60 bis 75 % verwendet. Aufgrund der dynamischen Betriebsweise wird die Lebensdauer mit 10 Jahren festgelegt, da sich ein häufiges An- und Abfahren des Elektrolyseurs negativ auf die Lebensdauer auswirkt. Die Auslegung der Power-to-Gas Anlage hängt im konkreten Anwendungsfall sowohl von der Leistung des Windparks als auch der Qualität des Stromnetzes vor Ort ab. Da im Zuge dieses Projekts keine Verortung stattfinden soll, wird die installierte Nennleistung der Power-to-Gas Anlage mit 1 MW<sub>el</sub> festgelegt. Aufgrund der hohen Anforderungen an eine dynamische Betriebsweise wird zusätzlich zur 1 MW<sub>el</sub>-Anlage eine Kombination aus 5 Elektrolyseuren zu je 200 kW<sub>el</sub> betrachtet. In Teillast können mit einer geeigneten Verschaltung somit einzelne Module im Nennbetrieb laufen, was eine erhöhte Effizienz und Lebensdauer mit sich bringt. Zudem wird zur Verdeutlichung des Einflusses der Nennleistung des Elektrolyseurs auch eine Power-to-Gas Anlage mit 10 MW<sub>el</sub> in den Berechnungen berücksichtigt.

Setzt man die von der Abschaltung betroffene installierte Leistung der Windkraftanlagen in Relation zur Ausfallarbeit, so lassen sich sogenannte Volllastausfallstunden berechnen. Demnach wurden im Jahr 2011 für Deutschland durchschnittlich 93 h/a Volllastausfallstunden für Windkraftanlagen ermittelt. [12] Dieser Wert unterliegt regionalen Unterschieden, sodass z.B. für eine Region in Schleswig-Holstein (PLZ 24) in etwa das Doppelte, 185 h/a quantifiziert wurde [13]. Prognosen zufolge soll die Ausfallarbeit v.a. aufgrund einer verstärkten Integration von Windkraft und damit einhergehenden Netz-kritischen Situationen zunehmen. Demzufolge werden für Deutschland im Jahr 2015 Volllastausfallstunden in der Höhe von 150 h/a und für 2020 jährliche Ausfallstunden von 1.295 h/a vorhergesagt. [14]

Unter der Annahme, dass Ausgleichszahlungen zukünftig wegfallen werden, werden die Strombezugskosten mit 1 Cent je kWh<sub>el</sub> festgelegt. Dies entspricht gemäß dem Windmonitor des Fraunhofer IWES [15] ca. den variablen Betriebskosten einer Windkraftanlage mit über 1.5 MW<sub>el</sub> installierter Leistung. Zusätzlich zu den Strombezugskosten ist bei Anbindung an das öffentliche Stromnetz auch die EEG-Umlage zu entrichten. Eine Befreiung ist nur bei anschließender Rückverstromung möglich.

Als CO<sub>2</sub>-Quelle für die Methanisierung wird für die Berechnungen eine Biogasaufbereitung herangezogen. Die Kosten für die Abtrennung belaufen sich dabei gemäß [8] auf rund 90 € / t<sub>CO2</sub>.

Mit den in Tab. 3-2 dargestellten Annahmen und Rahmenbedingungen wurden die Gesteungskosten für Wasserstoff und Methan berechnet sowie die Kosten für mögliche Anwendungspfade ermittelt.

### 3.2.1.1 Gesteungskosten Wasserstoff und Methan

Die Ergebnisse der Berechnungen für Geschäftsmodell 1 unter den Annahmen und Rahmenbedingungen aus Tab. 3-2 sind in Abb. 3.1 dargestellt. Die reinen Gesteungskosten von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und synthetischem Methan (CH<sub>4</sub>) beziehen sich auf das Produktgas aus der Power-to-Gas Anlage, ohne Berücksichtigung einer weiteren Nutzung.

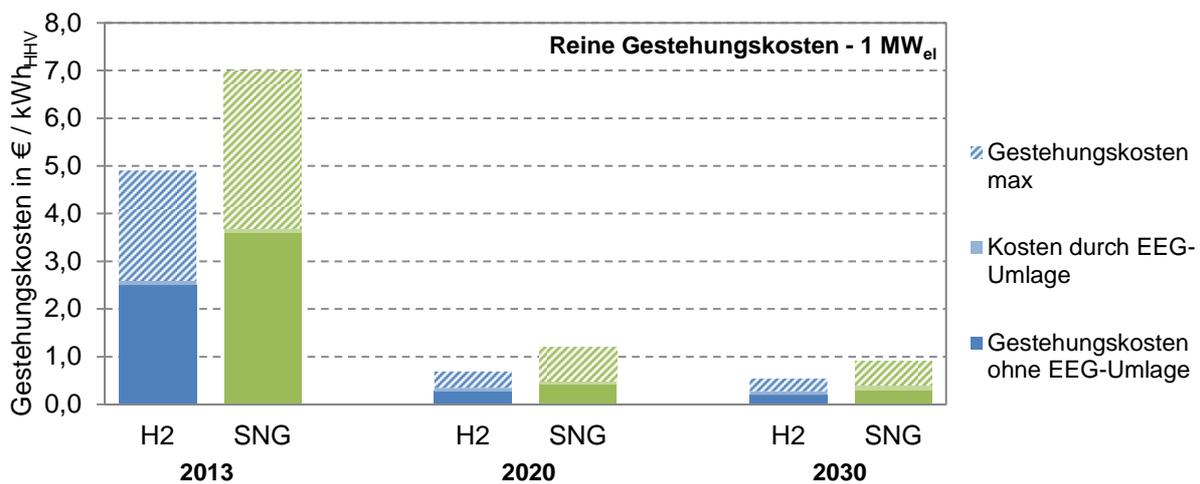


Abb. 3.1: Gesteungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan in Geschäftsmodell 1.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 1 sind in Tab. 3-2 aufgelistet. Die Strombezugskosten betragen 1 Cent je kWh<sub>el</sub>, die minimalen Gesteungskosten beziehen sich auf 1 MW<sub>el</sub> Nennleistung, die maximalen Gesteungskosten auf 5 Elektrolysemodule mit je 200 kW<sub>el</sub> Nennleistung.*

Die Gesteuerungskosten für Wasserstoff sind in blau dargestellt und unter den Annahmen in Geschäftsmodell 1 ergeben sich vor allem für das Jahr 2013 sehr hohe Kosten zwischen 2,6 und 4,9 € je erzeugter kWh (bezogen auf den Brennwert HHV). Dies ist vor allem bedingt durch die geringen jährlichen Volllaststunden, die im Jahr 2013 zwischen 93 und 185 h/a liegen. Um den Einfluss der Volllaststunden auf die Gesteuerungskosten einer Power-to-Gas Anlage zu verdeutlichen, werden diese für das Szenario 2013 in Abb. 3.2 dargestellt.

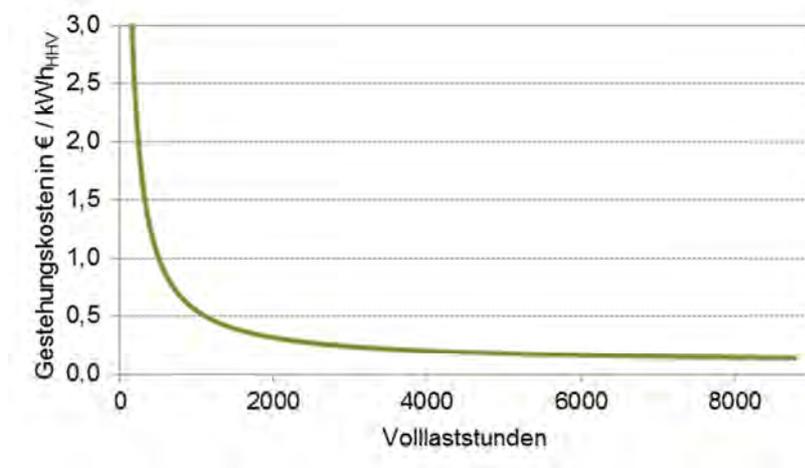


Abb. 3.2: Gesteuerungskosten für Wasserstoff in Abhängigkeit der Volllaststunden – 2013, Geschäftsmodell 1.

Bis zu jährlichen Volllaststunden von rund 1500 h/a ist eine sehr starke Abhängigkeit der Gesteuerungskosten von den erreichten Volllaststunden zu erkennen. Dies erklärt unter anderem auch, weshalb die Gesteuerungskosten für Wasserstoff in Abb. 3.1. in den Jahren 2020 und 2030 deutlich niedriger sind als im Jahr 2013.

Eine interessante Alternative zur Erhöhung der Volllaststunden einer Power-to-Gas Anlage in Kombination mit der Nutzung von Überschussstrom aus Windkraftanlagen stellt die Koppelung mit einem Kurzzeitspeicher dar. Eine herkömmliche Batterie kann kurzfristige Schwankungen zwischenspeichern und der Elektrolyseur dadurch gleichmäßiger betrieben werden. Die erforderliche Nennleistung des Elektrolyseurs und damit auch die Investitionskosten sinken, während bei gleicher Menge an Überschussstrom höherer Volllaststunden erreicht werden.

Die Gesteuerungskosten für Methan sind in allen Szenarien deutlich höher als jene von Wasserstoff (siehe Abb. 3.1). Dies resultiert zum einen aus den erhöhten Investitionskosten für die Methanisierung und zum anderen aus dem geringeren Gesamtwirkungsgrad von Strom zu synthetischem Methan durch den zusätzlichen Prozessschritt der Methanisierung.

Die Bandbreite der Gestehungskosten (schraffierter Bereich der Säulen in Abb. 3.1) wird durch die Annahmen hinsichtlich konservativer (Gestehungskosten max) und optimistischer (Gestehungskosten min) Werte in Tab. 3-2 beeinflusst. Während für das Szenario 2013 die Bandbreite aus unterschiedlichen Volllaststunden resultiert, beeinflusst in den Szenarien für 2020 und 2030 die installierte Nennleistung das Ergebnis. Beim Vergleich der verwendeten Elektrolyseure mit Nennleistungen von 5x 200 kW<sub>el</sub> bzw. 1 MW<sub>el</sub> wird deutlich, dass größere Module aufgrund der geringeren spezifischen Investitionskosten auch zu geringeren Gestehungskosten führen. Bei einer dynamischen Fahrweise mit hohem Teillastbetrieb können allerdings mehrere kleinere Module trotz schlechterer Wirtschaftlichkeit besser geeignet sein, da sie im optimalen Betriebspunkt betrieben werden können und dadurch eine höhere Lebensdauer und Effizienz erreicht wird. In den Berechnungen wurde dies nicht berücksichtigt, weil dazu ein genaues Lastprofil notwendig wäre.

Für das Geschäftsmodell 1 wurde auch die Nutzung der Abwärme aus der Methanisierung und des Nebenprodukts Sauerstoff aus der Elektrolyse berücksichtigt. Die spezifischen Gestehungskosten können in diesem Geschäftsmodell allerdings je nach Szenario nur um 0,2 bis 3,9 % verringert werden. Eine Nutzung von anfallender Abwärme und Sauerstoff hat in diesem Geschäftsmodell auf die erreichbaren Gestehungskosten von Wasserstoff und Methan also kaum Einfluss. Hier ist anzumerken, dass besonders die Nutzung von Wärme stark vom jeweiligen Standort und potentiellen Abnehmern abhängig ist. Erfolgt die CO<sub>2</sub>-Abtrennung am Standort der Power-to-Gas Anlage, so kann die Abwärme aus der Methanisierung dafür genutzt werden.

Eine Befreiung von der EEG-Umlage nur für den Fall der Rückverstromung von Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas möglich. In den Gestehungskosten in Abb. 3.1 ist die EEG-Umlage also inkludiert und zur Verdeutlichung in hellblau bzw. hellgrün dargestellt. Diese beträgt aktuell (2013) 5,3 Cent je kWh<sub>el</sub> und somit mehr als das Fünffache der Strombezugskosten in diesem Geschäftsmodell. Trotzdem ist der Anteil an den gesamten Gestehungskosten nur gering, was aus den hohen Investitionskosten und den gleichzeitig niedrigen Volllaststunden resultiert. Um dies zu verdeutlichen, sind für das Jahr 2030 die Gestehungskosten von Wasserstoff aus einer 1 MW<sub>el</sub> Power-to-Gas Anlage in Abb. 3.3 dargestellt. Trotz vergleichsweise hohen Volllaststunden von 1500 h/a und den niedrigsten spezifischen Investitionskosten in diesem Geschäftsmodell machen die kapitalgebundenen Kosten mehr als die Hälfte (56 %) der Gesamtkosten aus. Die bedarfsgebundenen Kosten, von denen der Großteil auf die Strombezugskosten entfällt, stellen mit 30 % den zweitgrößten Anteil an den Gesamtkosten dar. Bei einer Befreiung von der EEG-Umlage könnten diese zwar deutlich gesenkt werden, da aber die Investitionskosten

so großen Einfluss haben, ist die Auswirkung auf die Gesteungskosten geringer als erwartet.

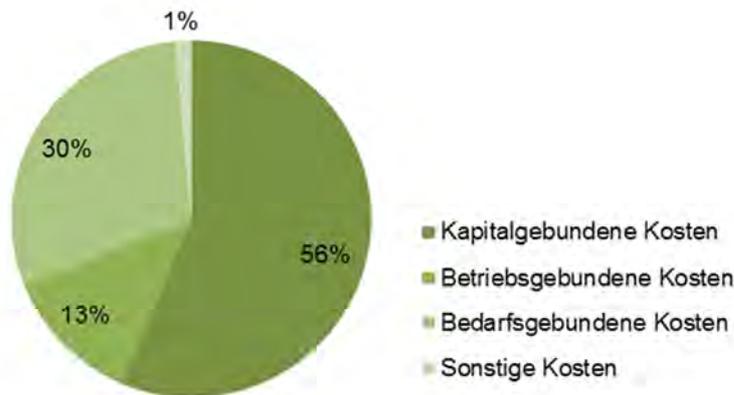


Abb. 3.3: Gesteungskosten für Wasserstoff nach Kostenarten – 2030, Geschäftsmodell 1.

Anmerkung: Kostendefinition in Anlehnung an VDI 2067

*Kapitalgebundene Kosten – Investitionskosten, Ersatzinvestitionen (Lebensdauer und Zinssatz)*

*Betriebsgebundene Kosten – Kosten für Instandhaltung, Betrieb und Wartung*

*Bedarfsgebundene Kosten – Brennstoff- und Energiekosten, Betriebsstoffe, Hilfsenergie*

*Sonstige Kosten – Planungskosten, Versicherung, Abgaben, Verwaltung etc.*

Da die Investitionskosten auch von der Größe der Power-to-Gas Anlage abhängen und mit steigender installierter Nennleistung sinken, werden die Gesteungskosten in diesem Geschäftsmodell auch für eine 10 MW<sub>el</sub> PtG-Anlage berechnet. Die Ergebnisse sind in Abb. 3.4 bei jährlichen Volllaststunden von 185, 1295 und 1500 h/a (jeweils für 2013, 2020 und 2030) dargestellt. Die Bandbreite in den Gesteungskosten (oberer Bereich der Säulen) stellt den Anteil der EEG-Umlage dar.

Beim Vergleich der Ergebnisse für eine 10 MW<sub>el</sub> Power-to-Gas Anlage mit jenen einer 1 MW<sub>el</sub>-Anlage (siehe Abb. 3.1) wird deutlich, dass vor allem bei geringen Volllaststunden (Jahr 2013) die spezifischen Gesteungskosten mit einer größeren Power-to-Gas Anlage deutlich (um ca. 30 %) gesenkt werden können. Bei höheren Volllaststunden in den Szenarien für 2020 und 2030 ist der Einfluss der Investitionskosten und somit auch das Reduktionspotential geringer (ca. 20 % geringere Gesteungskosten).

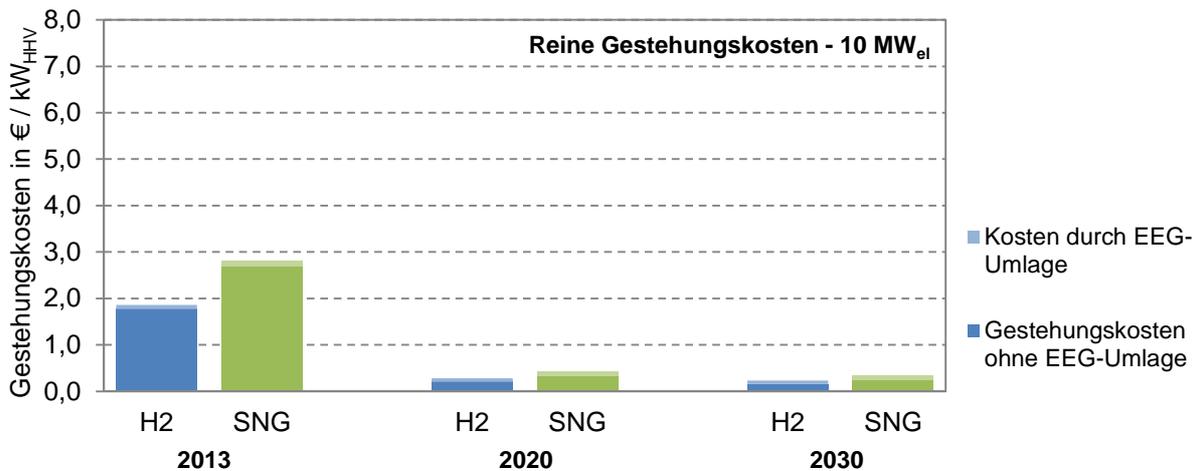


Abb. 3.4: Gesteuerungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan in Geschäftsmodell 1 für eine Power-to-Gas Anlage mit einer installierten Nennleistung von 10 MW<sub>el</sub>.

Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 1 sind in Tab. 3-2 aufgelistet. Die Strombezugskosten betragen 1 Cent je kWh<sub>el</sub>, die Nennleistung der Power-to-Gas Anlage wurde mit 10 MW<sub>el</sub> festgelegt.

### 3.2.1.2 Kosten verschiedener Anwendungsmöglichkeiten

Für den erzeugten Wasserstoff bzw. das synthetische Methan aus der Power-to-Gas Anlage ergeben sich verschiedene Möglichkeiten der Anwendung. In diesem Geschäftsmodell wird die Einspeisung in das Erdgasnetz und in weiterer Folge eine Rückverstromung in einem GuD betrachtet.

Power-to-Gas Anlagen sind in Deutschland von Gasnetztarifen befreit und somit kommen zusätzlich zu den reinen Gesteuerungskosten nur mehr die Kosten für die Einspeiseanlage hinzu. Dadurch ergeben sich für das eingespeiste Gas geringfügig höhere Gesteuerungskosten als in Abb. 3.1. Diese sind in Abb. 3.5 dargestellt, wobei die ohnehin sehr hohen Kosten für das Jahr 2013 aufgrund der besseren Darstellbarkeit nicht inkludiert sind.

Power-to-Gas Anlagen sind in Deutschland von Gasnetztarifen befreit und so fallen nur die Kosten für die Einspeiseanlage inklusive Verdichtung, Odorierung und Einspeisung an. Dies bewirkt eine geringfügige Erhöhung der Gesteuerungskosten von Wasserstoff und Methan um 3 bis 8 %. Ein Teil der Netzanschlusskosten wäre zudem auf den Gasnetzbetreiber wälzbar und würde die Kosten der Einspeisung noch deutlich reduzieren. Die wälzbaren Kosten sind in diesen Berechnungen nicht mitberücksichtigt, da sie vom jeweiligen Anwendungsfall abhängig sind. Grundsätzlich sind auch bei Einspeisung in das Erdgasnetz die Gesteuerungskosten für Methan wiederum höher als für Wasserstoff. Aufgrund der Begrenzung des

erlaubten Volumenanteils an Wasserstoff im Erdgasnetz (aktuell max. 2 Vol%) könnte aber eine Methanisierung trotz höheren Kosten an bestimmten Standorten sinnvoll sein.

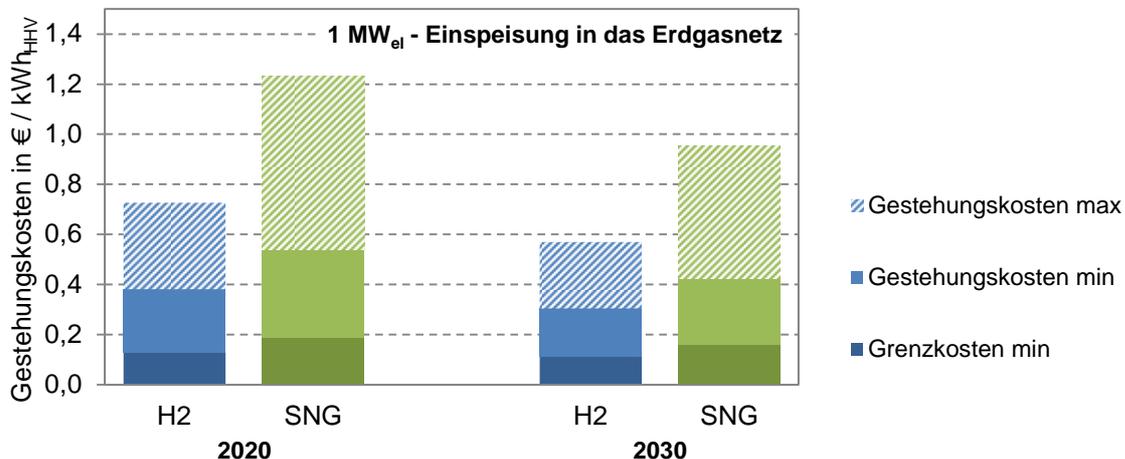


Abb. 3.5: Gestehungskosten Wasserstoff und synthetisches Methan inklusive Einspeisung in das Erdgasnetz - Geschäftsmodell 1.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 1 sind in Tab. 3-2 aufgelistet. Die Strombezugskosten betragen 1 Cent je kWh<sub>el</sub>, die minimalen Gestehungskosten beziehen sich auf 1 MW<sub>el</sub> Nennleistung, die maximalen Gestehungskosten auf 5 Elektrolysemodule mit je 200 kW<sub>el</sub> Nennleistung. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in Tab. 3-2.*

In Abb. 3.5 sind auch die jeweiligen minimalen Grenzkosten für eingespeisten Wasserstoff bzw. Methan dargestellt (dunkelblauer bzw. dunkelgrüner Teil der Säulen). Diese beinhalten nur die variablen Produktions- und Betriebskosten, nicht aber die Investitionskosten. Dazu gehören die Strombezugskosten, die EEG-Umlage, Kosten für Wasser und Kohlenstoffdioxid sowie Wartung und Betrieb. Die Grenzkosten stellen somit jene Kosten dar, welche durch jede zusätzlich erzeugte kWh Wasserstoff bzw. Methan anfallen. Diese liegen je nach Jahr für Wasserstoff zwischen 11 und 13 Cent je kWh bzw. für Methan bei 16 bis 19 Cent je kWh. Der Unterschied zwischen den Grenzkosten von SNG und H<sub>2</sub> ergibt sich einerseits aufgrund des geringeren Gesamtwirkungsgrades für die Herstellung von SNG, andererseits aber auch durch die zusätzlichen Kosten für die Methanisierung.

Auch eine Rückverstromung des eingespeisten Wasserstoffs bzw. Methans in einem Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) wird für dieses Geschäftsmodell untersucht. Dabei wird von einem elektrischen Wirkungsgrad des GuD von 55 % ausgegangen. Die Kosten für das GuD sind in den Berechnungen nicht berücksichtigt und die Erhöhung der Gestehungskosten ergibt sich so nur durch den Wirkungsgrad der

Rückverstromung. Die Ergebnisse für das Geschäftsmodell 1 sind in Abb. 3.6 dargestellt.

Durch die Rückverstromung kommt es zu einem erneuten Wirkungsgradverlust entlang der Prozesskette und so steigen durch die geringere Effizienz auch die spezifischen Gestehungskosten an. Vorteil der Rückverstromung ist die Befreiung von der EEG-Umlage und somit reduzierte Strombezugskosten. Dennoch sollte das eingespeiste Gas wenn möglich direkt genutzt werden, wie zum Beispiel zum Einsatz als Kraftstoff im Mobilitätsbereich. In Abb. 3.6 sind für eine Rückverstromung im GuD wiederum die minimalen Grenzkosten (dunkelblau bzw. dunkelgrün) dargestellt. Diese liegen je nach Jahr für Strom aus Wasserstoff zwischen 7 und 13 Cent je kWh<sub>el</sub> bzw. für Strom aus synthetischem Methan zwischen 24 und 34 Cent je kWh<sub>el</sub>.

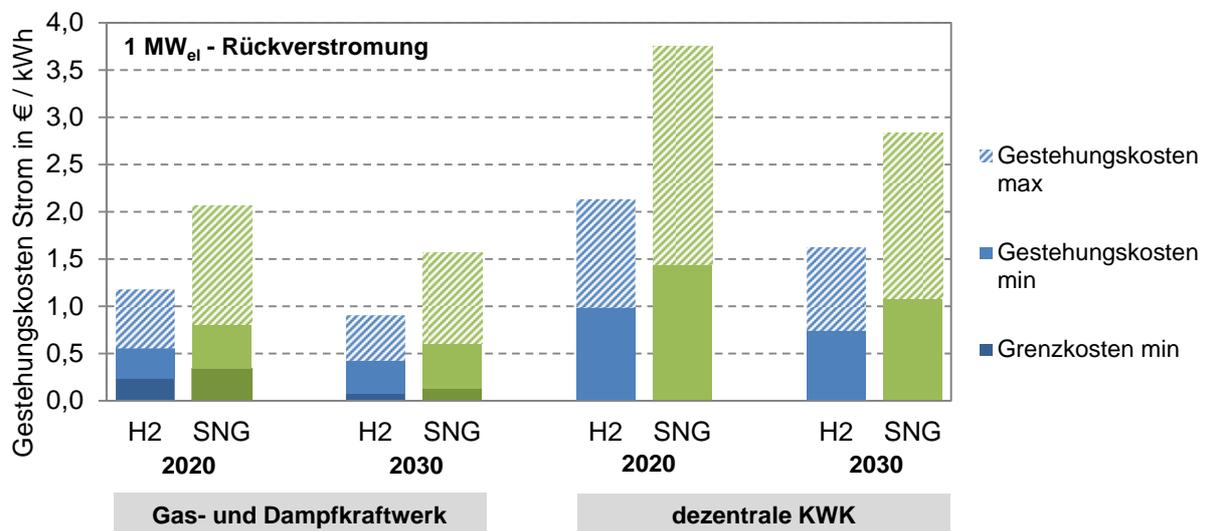


Abb. 3.6: Gestehungskosten für Strom aus Wasserstoff bzw. synthetischem Methan in Geschäftsmodell 1.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 1 sind in Tab. 3-2 aufgelistet. Die Strombezugskosten betragen 1 Cent je kWh<sub>el</sub>, die minimalen Gestehungskosten beziehen sich auf 1 MW<sub>el</sub> Nennleistung, die maximalen Gestehungskosten auf 5 Elektrolysemodule mit je 200 kW<sub>el</sub> Nennleistung. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in Tab. 3-2.*

Als alternative Rückverstromungs-Technologie wird in diesem Geschäftsmodell auch eine dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage berücksichtigt. In den Berechnungen wird von einem elektrischen Wirkungsgrad von 30 % und einem Wärmenutzungsgrad von 60 % ausgegangen. Wie bei den Berechnungen zur Rückverstromung im GuD werden auch für die dezentrale KWK keine Investitionskosten angesetzt. Der Erlös für den Wärmeverkauf wird mit 2 Cent je kWh festgelegt und von den Gestehungskosten abgezogen. Zum Vergleich der dadurch entstehenden

Stromgestehungskosten von Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas mit jenen bei Rückverstromung in einem GuD sind diese ebenfalls in Abb. 3.6 dargestellt.

Aus Abb. 3.6 geht hervor, dass die Stromgestehungskosten bei Rückverstromung in einer dezentralen KWK deutlich höher als bei Rückverstromung in einem GuD sind. Dies ist auf den geringeren elektrischen Wirkungsgrad der dezentralen KWK zurückzuführen. Die zusätzlichen Einnahmen aus dem Verkauf der Wärme sind zu gering, um diesen Wirkungsgradverlust zu kompensieren. Hinzu kommt, dass auch bei einem GuD ein Teil der Abwärme genutzt werden könnte, was in den Berechnungen zu Geschäftsmodell 1 nicht berücksichtigt ist.

### **3.2.2 Produktion eines erneuerbaren gasförmigen Produkts für den Mobilitätsbereich (Geschäftsmodell 2)**

Im zweiten Geschäftsmodell wird die Verwendung der Power-to-Gas Technologie zur Herstellung eines erneuerbaren gasförmigen Produkts für den Einsatz im Mobilitätsbereich analysiert. Sowohl Wasserstoff als auch synthetisches Methan können als Kraftstoffe im Transportsektor eingesetzt werden, wobei CNG-Tankstellen und –Fahrzeuge (synthetisches Methan ist dem Erdgas sehr ähnlich) bereits deutlich weiter verbreitet sind. Ein Einsatz von Wasserstoff hat hingegen den Vorteil, dass während des Fahrzeugbetriebs keine Emissionen anfallen. Nähere Informationen zur Nutzung von Wasserstoff in der Mobilität in Exkurs I.

#### **EXKURS I – Wasserstoff in der Mobilität**

Da Wasserstoff selbst ein kohlenstofffreier Energieträger ist, entstehen bei dessen Verbrennung keine Schadstoffe [18] und durch den vermehrten Einsatz im Verkehr kann ein positiver Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion geleistet werden. Bei Erzeugung aus erneuerbaren, fluktuierenden Energiequellen (Wind, Solar) dient Wasserstoff zudem als Energiespeicher [17].

Durch den Einsatz einer Brennstoffzelle im Fahrzeug werden Wasserstoff und Sauerstoff in Energie umgewandelt, die dem Elektromotor als Energiequelle zur Verfügung steht. Der Wirkungsgrad eines Brennstoffzellenautos mit Elektromotor liegt bei rund 60% [16]. Anfängliche Bedenken der Bevölkerung bezüglich Explosivität, Brennbarkeit, Giftigkeit sowie Umweltverträglichkeit von Wasserstoff konnten relativiert werden und hinsichtlich Handhabung bestehen keine grundlegenden Unterschiede zu herkömmlichen Fahrzeugen. Genauso wie Elektrofahrzeuge sind brennstoffbetriebene Fahrzeuge leise und weisen eine gute Beschleunigung auf. Die Entwicklung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen wird derzeit

(Stand 2013) von allen namhaften PKW-Herstellern intensiviert. Als Standard werden 700-bar-Drucktanks bei PKW und 350-bar-Drucktanks eingesetzt. [18]

Aufgrund der niedrigen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff muss dieser unter hohem Druck oder im flüssigen Aggregatzustand bei  $-253^{\circ}\text{C}$  gelagert bzw. zur Tankstelle transportiert werden. Die Verteilung kann mit  $\text{H}_2$ -Trailern (LKW-Transport von Druckflaschen oder verflüssigtem  $\text{H}_2$ ) oder mittels Wasserstoffpipeline erfolgen. Eine Wasserstoffinfrastruktur ist allerdings nicht vorhanden (bis auf wenige industrielle Wasserstoffnetze) und müsste flächendeckend aufgebaut werden. Dies ist allerdings mit hohen Kosten verbunden.

### Kostenentwicklung und Wirtschaftlichkeit

Herausforderungen bei der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff im Mobilitätsbereich sind zum einen die Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen und zum anderen der Aufbau der benötigten  $\text{H}_2$ -Infrastruktur.

Die Wasserstoffkosten sind zum einen von den Produktionskosten, den eingesetzten Primärenergieträgern, der Verdichtung (Verflüssigung) und dem Transport (Aufbau einer neuen Infrastruktur) abhängig. Abb. 3.7 zeigt aktuelle und zukünftige Wasserstoffkosten an der Tankstelle in unterschiedlichen Studien (EU Coalition Study, Reijerkerk, Tillmetz et al. und Wietschel et al.). Die Werte beinhalten Produktionskosten, Konditionierung (Verflüssigung, Kompression), Verteilung und Übergabe an das Fahrzeug an der Tankstelle, jedoch keine Steuern.

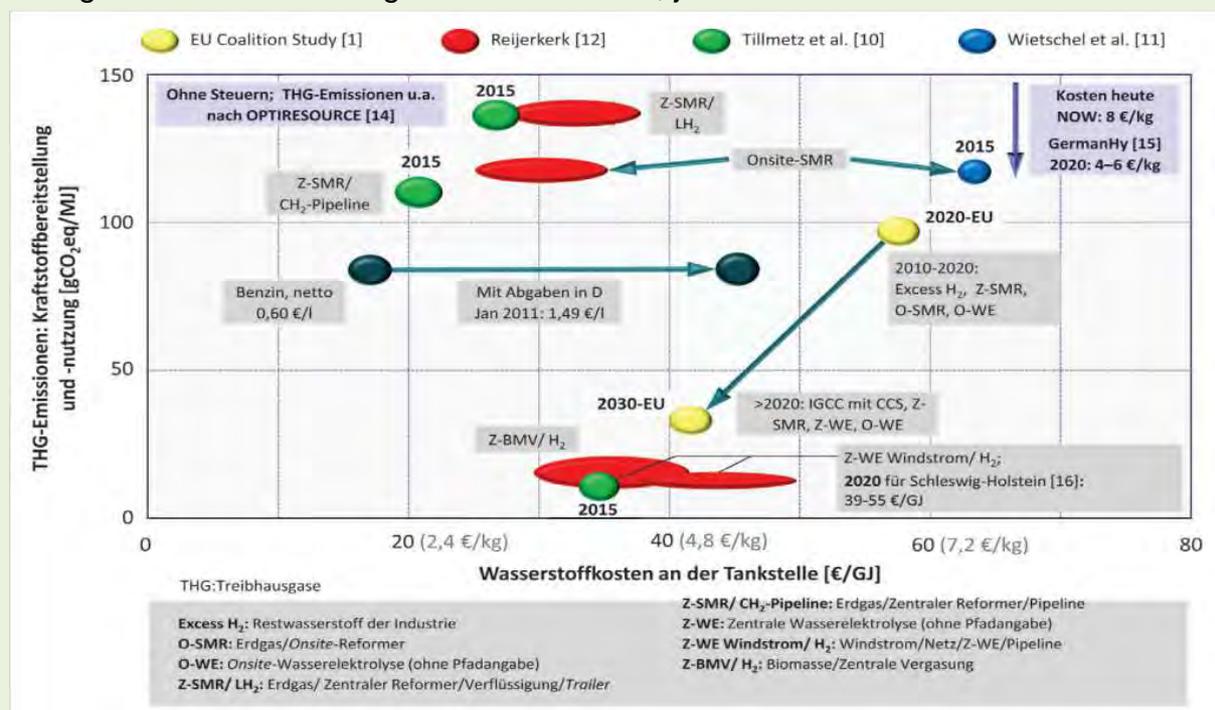


Abb. 3.7: Wasserstoffkosten an der Tankstelle

Quelle: [20]

## Zukunftsentwicklungen

Gemäß Potentialerhebungen für Deutschland könnte Wasserstoff bis 2050 bis zu 40 % des Energiebedarfes im Verkehrssektor abdecken. Wird Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt, so können dadurch die CO<sub>2</sub>-Emissionen erheblich reduziert werden. Abb. 3.8 zeigt die Roadmap für Wasserstoff in Deutschland, die Informationen über Kosten, H<sub>2</sub>-Quellen und H<sub>2</sub>-Infrastruktur enthält.



Abb. 3.8: Roadmap von Wasserstoff in Deutschland

Quelle: [17]

Eine Nutzung von Power-to-Gas zur Bereitstellung alternativer gasförmiger Kraftstoffe, wie in diesem Geschäftsmodell dargestellt, kann grundsätzlich an jedem Ort mit Zugang zum öffentlichen Stromnetz erfolgen. Im Hinblick auf die Auslastung der Stromnetze ist dabei die geografische Nähe zu erneuerbaren Stromerzeugern von Vorteil. Bei der weiteren Umwandlung von Wasserstoff in synthetisches Methan sollte die Verfügbarkeit einer Kohlenstoffdioxidquelle beachtet werden. Von Vorteil ist auch die Nähe zu einer Tankstelle mit vorhandener Infrastruktur und genügend Abnehmern.

Die Rahmenbedingungen und Annahmen für das zweite Geschäftsmodell „Produktion eines erneuerbaren gasförmigen Produkts für den Mobilitätsbereich“ sind in Tab. 3-3 zusammengefasst. Für jedes betrachtete Jahr werden wiederum 2 Szenarien mit eher konservativen (max) bzw. optimistischen (min) Annahmen

berechnet. In diesem Geschäftsmodell liegen die Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien in den Strombezugskosten.

Tab. 3-3: Rahmenbedingungen und Annahmen für das Geschäftsmodell 2

Parameter	2013		2020		2030	
	max	min	max	min	max	min
Elektrolyseur	Alkalische Druckelektrolyse (15 Jahre Lebensdauer)					
Nennleistung	1 000 kW <sub>el</sub>					
Effizienz	5,9 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>		5,1 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>		4,8 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>	
Volllaststunden	5630 h/a					
Strombezugskosten	10,5 Cent / kWh <sub>el</sub>	3,7 Cent / kWh <sub>el</sub>	10,0 Cent / kWh <sub>el</sub>	3,3 Cent / kWh <sub>el</sub>	9,5 Cent / kWh <sub>el</sub>	3,3 Cent / kWh <sub>el</sub>
EEG-Umlage	5,277 Cent / kWh <sub>el</sub>					
CO <sub>2</sub> -Quelle	Biogasanlage					

Da die Gestehungskosten von H<sub>2</sub> bzw. CH<sub>4</sub> sehr stark von den Volllaststunden abhängen, werden diese im Geschäftsmodell 2 etwas höher angesetzt. Es wird unterstellt, dass die Power-to-Gas Anlage im Off-Peak Bereich des Strombezugs erfolgt und somit können 5630 h/a erreicht werden. Vorteil eines Betriebes in den Off-Peak-Zeiten ist ein kontinuierlicher Betrieb in genau definierten Zeiten.<sup>1</sup> Es könnte demnach auch ein alkalischer atmosphärischer Elektrolyseur eingesetzt werden, der geringere Investitionskosten aufweist als Druckelektrolyseure. Um die Vergleichbarkeit mit den anderen Geschäftsmodellen zu wahren, wurden allerdings auch in diesem Geschäftsmodell die Daten des Druckelektrolyseurs herangezogen. Aufgrund der konstanten Betriebsweise wird eine Lebensdauer von 15 Jahren angesetzt. Die Nennleistung wird wiederum mit 1 MW<sub>el</sub> festgelegt.

Für die Strombezugskosten werden in diesem Geschäftsmodell untere und obere Werte für das jeweilige Jahr herangezogen. Der untere Wert (Minimum) ist der durchschnittlich gehandelte Börsenpreis inklusive eines Aufschlags für die Ökostrom-Zertifizierung von 0,50 € je MWh<sub>el</sub> [21]. Für die Berechnung der aktuellen Gestehungskosten (2013) werden dazu die gehandelten Börsenpreise des Jahres 2012 herangezogen. Bei Volllaststunden von 5630 h/a (Off-Peak) ergibt sich ein durchschnittlicher Preis von 36,6 €/MWh<sub>el</sub>. Zukünftige Prognosen der Börsenstrompreise können für das Jahr 2019 aus dem aktuell gehandelten Future-

<sup>1</sup> Off-Peak von Montag bis Freitag 00:00 bis 08:00 Uhr und 20:00 bis 24:00 Uhr sowie Wochenende (Samstag und Sonntag)

Preis abgeleitet werden. Der Verlauf des Phelix-Year-Future 2019 ist in Abb. 3.9 für Base-, Peak- und Off-Peak-Zeiten dargestellt. Für einen Bezug von 5630 h/a werden für die Berechnungen der Gestehungskosten Strombezugskosten von 33,0 €/MWh<sub>el</sub> für das Jahr 2020 und 2030 festgelegt.

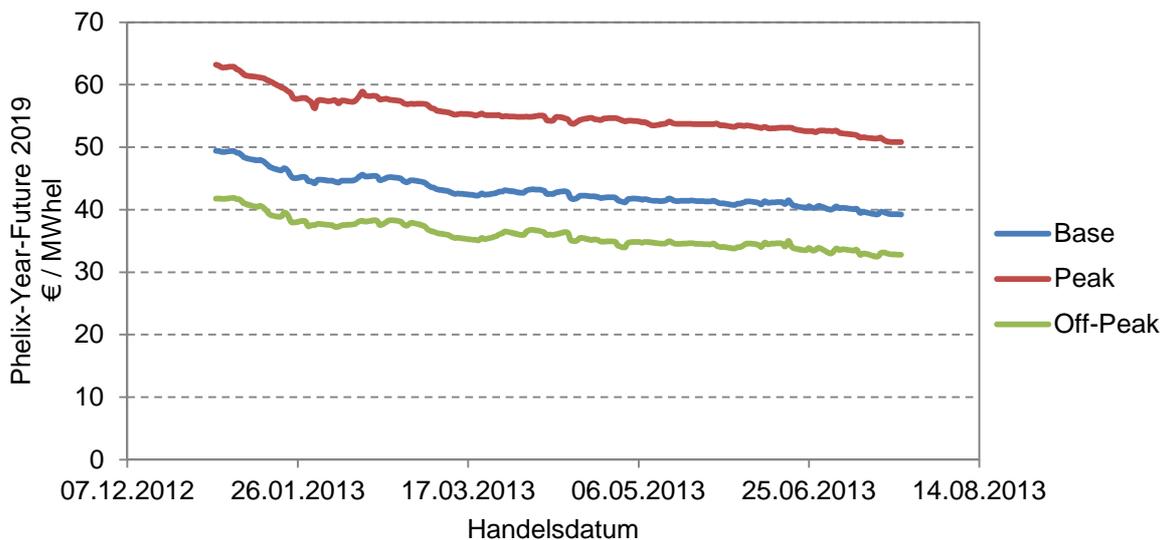


Abb. 3.9: Verlauf des Phelix-Year-Future für 2019.

Quelle: EEX

Als oberer Wert (Maximum) für die Strombezugskosten werden aktuelle und zukünftige Gestehungskosten von Windkraftanlagen herangezogen. Die Daten stammen aus einer Studie des Fraunhofer ISE [21]. Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen sind sehr stark vom Standort abhängig, der maßgeblichen Einfluss auf die erreichbaren Volllaststunden hat. Außerdem muss bei den Gestehungskosten zwischen Onshore- und Offshore-Anlagen unterschieden werden. Offshore-Anlagen können zwar höhere Volllaststunden erreichen, weisen aber bei Errichtung und Betrieb insgesamt auch höhere Kosten auf. Für Onshore-Windkraftanlagen liegen die Stromgestehungskosten derzeit bei 6,5 bis 8,1 Cent je kWh<sub>el</sub> für einen durchschnittlichen Standort mit 2000 h/a. Für Offshore-Windkraftanlagen liegen die Stromgestehungskosten zwischen 10,5 und 15,0 Cent je kWh<sub>el</sub>. [21]

Abb. 3.10 zeigt die prognostizierte Entwicklung der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energietechnologien in Deutschland. Während bei Onshore-Windkraftanlagen kaum eine Kostenreduktion erwartet wird, sollten die Stromgestehungskosten bei Offshore-Anlagen von durchschnittlich 14,0 auf 11,0 Cent je kWh<sub>el</sub> im Jahr 2030 sinken. Für die Berechnungen zu diesem

Geschäftsmodell wurden mittlere Stromgestehungskosten aus Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen herangezogen.

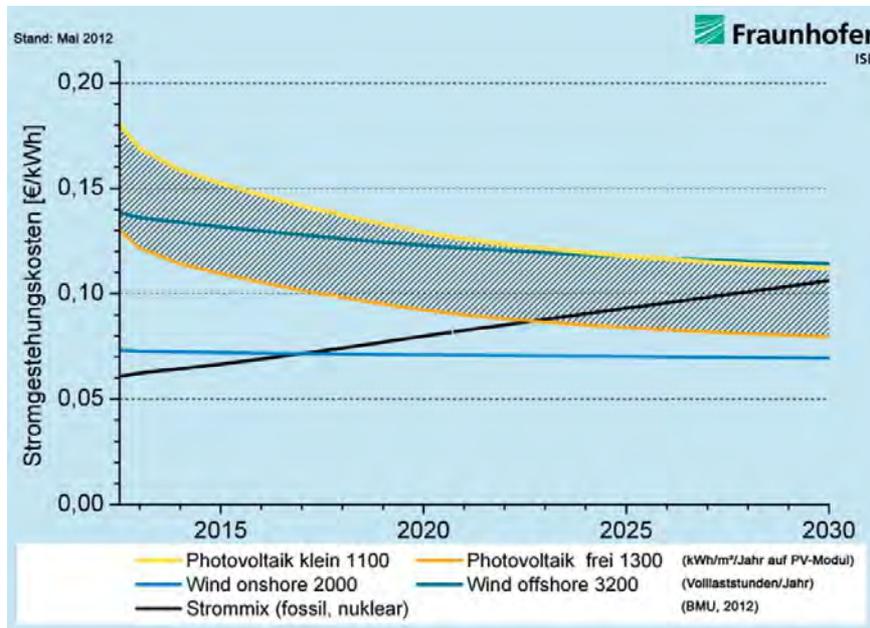


Abb. 3.10: Prognostizierte Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien in Deutschland.

Quelle: [22]

Ganz allgemein gibt es für die zukünftige Entwicklung des Strompreises in zahlreichen Studien ([23]-[27]) unterschiedlichste Prognosen. Die Ergebnisse aus fünf dieser Studien sind zum Vergleich in Abb. 3.11 dargestellt.

Abb. 3.11 zeigt im Prinzip zwei verschiedene Trends für die Entwicklung zukünftiger Strompreise. Einerseits wird in drei Studien (r2b [26], enervis [23] und Prognos [24]) von einem Anstieg des Strompreises ausgegangen, andererseits prognostizieren zwei Studien einen nahezu konstanten bzw. leicht sinkenden Strompreis bis zum Jahr 2030 (PIK [27] und IER [25]). Alle diese prognostizierten Strompreise bis zum Jahr 2030 befinden sich aber innerhalb der für dieses Geschäftsmodell gewählten Bandbreite und demnach sind die möglichen zukünftigen Strombezugskosten für eine Power-to-Gas Anlage gut abgedeckt.

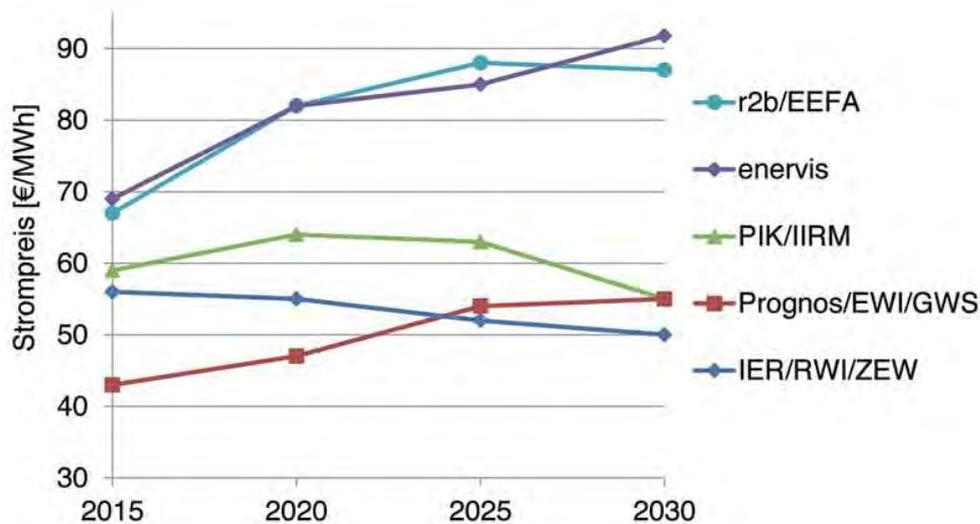


Abb. 3.11: Prognose zukünftiger Strompreise (Großhandel) aus verschiedenen Studien.

Quelle: [28]

Die EEG-Umlage ist in diesem Geschäftsmodell zu entrichten, da das erzeugte Produktgas (Wasserstoff bzw. Methan) nicht rückverstromt wird.

Für den Fall einer Methanisierung des Wasserstoffs soll das CO<sub>2</sub> aus einer Biogasaufbereitungsanlage bezogen werden, da dieses Kohlenstoffdioxid als erneuerbar eingestuft werden kann.

Mit den in Tab. 3-3 dargestellten Annahmen und Rahmenbedingungen wurden die Gesteigungskosten für Wasserstoff und Methan berechnet sowie die Kosten für mögliche Anwendungspfade ermittelt.

### 3.2.2.1 Gesteigungskosten Wasserstoff und Methan

Die Ergebnisse der Berechnungen für Geschäftsmodell 2 unter den Annahmen und Rahmenbedingungen aus Tab. 3-3 sind in Abb. 3.12 dargestellt. Die reinen Gesteigungskosten von Wasserstoff und synthetischem Methan beziehen sich auf das Produktgas aus der Power-to-Gas Anlage, ohne Berücksichtigung einer weiteren Nutzung.

Die Annahmen in Geschäftsmodell 2 unterscheiden sich von jenen in Geschäftsmodell 1 vor allem in den Volllaststunden und in den Strombezugskosten. Aufgrund der deutlich höheren Volllaststunden sind die Gesteigungskosten, dargestellt in Abb. 3.12, deutlich geringer als in Geschäftsmodell 1. Die Strombezugskosten ändern sich in den Berechnungen von 2013 auf 2030 kaum. Der Unterschied in den Gesteigungskosten für Wasserstoff bzw. Methan resultiert also

hauptsächlich aus den zukünftig niedrigeren Investitionskosten. Die Gesteuerungskosten für Methan sind auch in diesem Geschäftsmodell in allen Szenarien höher als jene von Wasserstoff, was zum einen durch höhere Investitionskosten und zum anderen durch die geringere Effizienz bedingt ist.

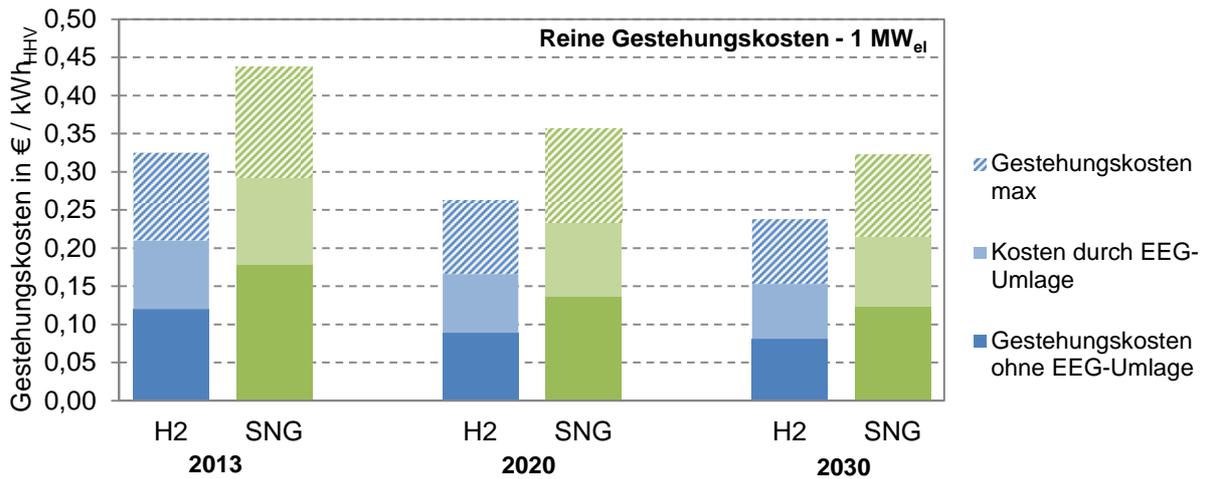
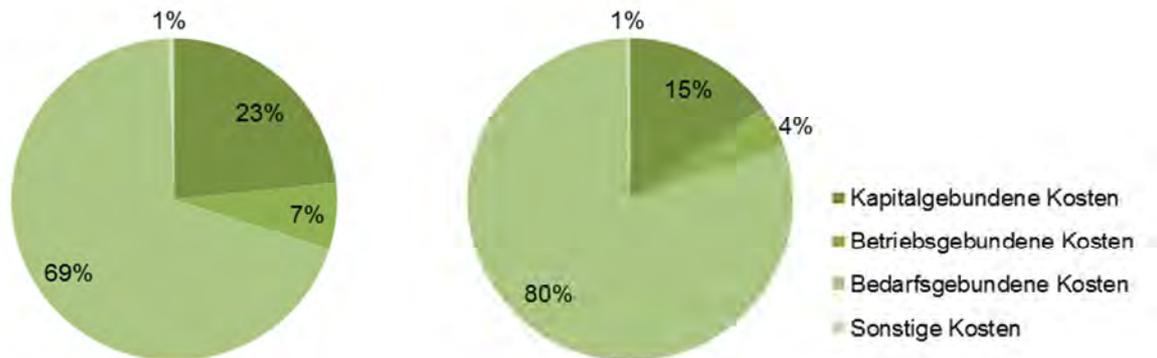


Abb. 3.12: Gesteuerungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan in Geschäftsmodell 2.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 2 sind in Tab. 3-2-3 aufgelistet. Die installierte Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 1 MW<sub>el</sub>, die Volllaststunden liegen bei 5630 h/a. Die Strombezugskosten liegen für die konservativen Berechnungen (Gesteuerungskosten max) bei rund 10 Cent je kWh<sub>el</sub>, für die optimistischen Berechnungen (Gesteuerungskosten min) bei rund 3,5 Cent je kWh<sub>el</sub>.*

Die Bandbreite der Gesteuerungskosten (schraffierter Bereich der Säulen in Abb. 3.12) ergibt sich aufgrund der Variation der Strombezugskosten. Diese liegen je nach Szenario zwischen 3,3 und 10,5 Cent je kWh und beeinflussen die Gesteuerungskosten maßgeblich. Ein weiterer entscheidender Einflussfaktor ist die EEG-Umlage, die in Abb. 3.12 jeweils in hellblau bzw. hellgrün dargestellt ist. Eine Befreiung von der EEG-Umlage ist nur für den Fall der Rückverstromung von Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas möglich und muss demnach in diesem Geschäftsmodell bezahlt werden. Im Vergleich zu Geschäftsmodell 1 ist der Anteil der EEG-Umlage an den Gesteuerungskosten in Geschäftsmodell 2 wesentlich höher, was aus den hohen Volllaststunden und somit größerem Einfluss der bedarfsgebundenen Kosten resultiert. Um dies zu verdeutlichen, sind für das Jahr 2013 die Gesteuerungskosten von Wasserstoff aus einer 1 MW Power-to-Gas Anlage in Abb. 3.13 dargestellt.



(a) Strombezugskosten von 3,7 Cent / kWh<sub>el</sub>

(b) Strombezugskosten von 10,5 Cent / kWh<sub>el</sub>

Abb. 3.13: Gestehungskosten für Wasserstoff nach Kostenarten – 2013, Geschäftsmodell 2.

Anmerkung: Kostendefinition in Anlehnung an VDI 2067

*Kapitalgebundene Kosten – Investitionskosten, Ersatzinvestitionen (Lebensdauer und Zinssatz)*

*Betriebsgebundene Kosten – Kosten für Instandhaltung, Betrieb und Wartung*

*Bedarfsgebundene Kosten – Brennstoff- und Energiekosten, Betriebsstoffe, Hilfsenergie*

*Sonstige Kosten – Planungskosten, Versicherung, Abgaben, Verwaltung etc.*

Den weitaus größten Anteil an den Gestehungskosten von Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas haben im Geschäftsmodell 2 die bedarfsgebundenen Kosten, die hauptsächlich aus den Strombezugskosten und der EEG-Umlage bestehen. Bei Strombezugskosten von 3,7 Cent/kWh (Minimum) liegt der Anteil der bedarfsgebundenen Kosten bei 69 %. Dieser Anteil steigt auf 80 % bei Strombezugskosten von 10,5 Cent/kWh (Maximum). Die kapitalgebundenen Kosten haben aufgrund der hohen jährlichen Volllaststunden mit 15 % bis 23 % einen wesentlich geringeren Einfluss auf die Gestehungskosten.

Hier ist anzumerken, dass besonders die Nutzung von Wärme stark vom jeweiligen Standort und potentiellen Abnehmern abhängig ist. Erfolgt die CO<sub>2</sub>-Abtrennung am Standort der Power-to-Gas Anlage, so kann die Abwärme aus der Methanisierung dafür genutzt werden.

Auch für das Geschäftsmodell 2 wurde die Nutzung der Abwärme aus der Methanisierung und des Nebenprodukts Sauerstoff aus der Elektrolyse berücksichtigt. Die spezifischen Gestehungskosten verringern sich dadurch je nach Szenario um 3 % bis maximal 7 %. Die Nutzung von anfallender Abwärme und Sauerstoff ist somit interessanter als in Geschäftsmodell 1, es müssen aber wiederum am jeweiligen Standort Wärmeabnehmer vorhanden sein.

Um den Einfluss der Nennleistung der Power-to-Gas Anlage zu veranschaulichen, werden wie bereits in Geschäftsmodell 1 die Gestehungskosten auch für eine 10 MW<sub>el</sub>-Anlage berechnet. Die Ergebnisse sind in Abb. 3.14 dargestellt.

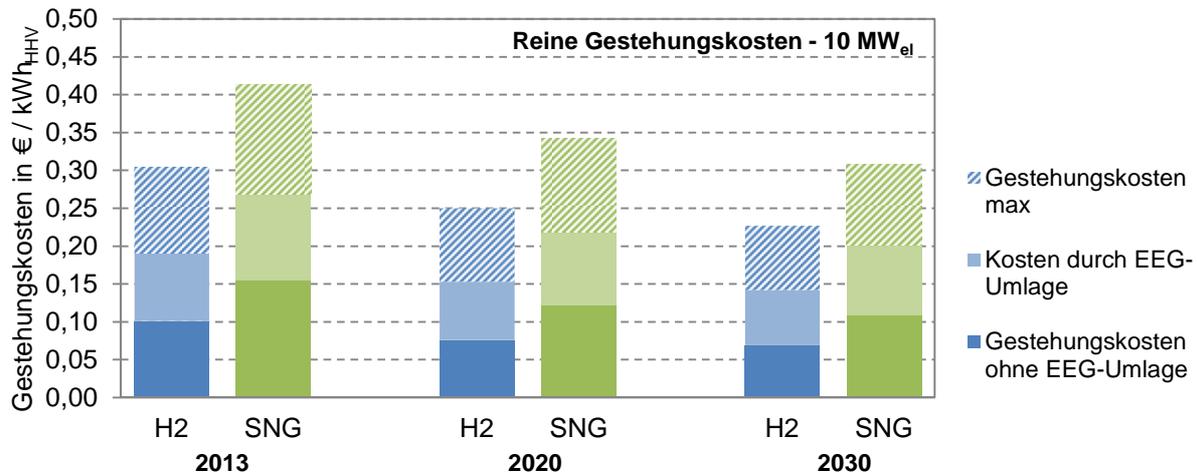


Abb. 3.14: Gesteuerungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan in Geschäftsmodell 2 für eine Power-to-Gas Anlage mit einer installierten Nennleistung von 10 MW<sub>el</sub>.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 2 sind in Tab. 3-2-3 aufgelistet. Die installierte Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 10 MW<sub>el</sub>, die Volllaststunden liegen bei 5630 h/a. Die Strombezugskosten liegen für die konservativen Berechnungen (Gesteuerungskosten max) bei rund 10 Cent je kWh<sub>el</sub>, für die optimistischen Berechnungen (Gesteuerungskosten min) bei rund 3,5 Cent je kWh<sub>el</sub>.*

Im Gegensatz zu Geschäftsmodell 1 können die Gesteuerungskosten einer 10 MW<sub>el</sub> Power-to-Gas Anlage gegenüber einer 1 MW<sub>el</sub>-Anlage (siehe Abb. 3.12) nur mehr geringfügig gesenkt werden (um ca. 5 % bis 9 %), da der Anteil der kapitalgebundenen Kosten an den Gesteuerungskosten deutlich geringer ist (siehe Abb. 3.13).

### 3.2.2.2 Kosten verschiedener Anwendungsmöglichkeiten

Für den erzeugten Wasserstoff bzw. das synthetische Methan aus der Power-to-Gas Anlage ergeben sich verschiedene Möglichkeiten der Anwendung. In diesem Geschäftsmodell wird sowohl die Nutzung von Wasserstoff als auch von synthetischem Methan als Kraftstoff untersucht. Beide Kraftstoffe sollen vor Ort genutzt werden, wodurch ein Transport entfällt. Die Betankung von Fahrzeugen mit Wasserstoff erfolgt bei 700 bar, das SNG wird bei 250 bar zur Verfügung gestellt. Die spezifischen Gesteuerungskosten für Wasserstoff bzw. Methan aus einer Power-to-Gas Anlage zur Bereitstellung als Kraftstoff sind in Abb. 3.15 dargestellt. Die Kosten beziehen sich jeweils auf den Heizwert (LHV) von Wasserstoff bzw. Methan.

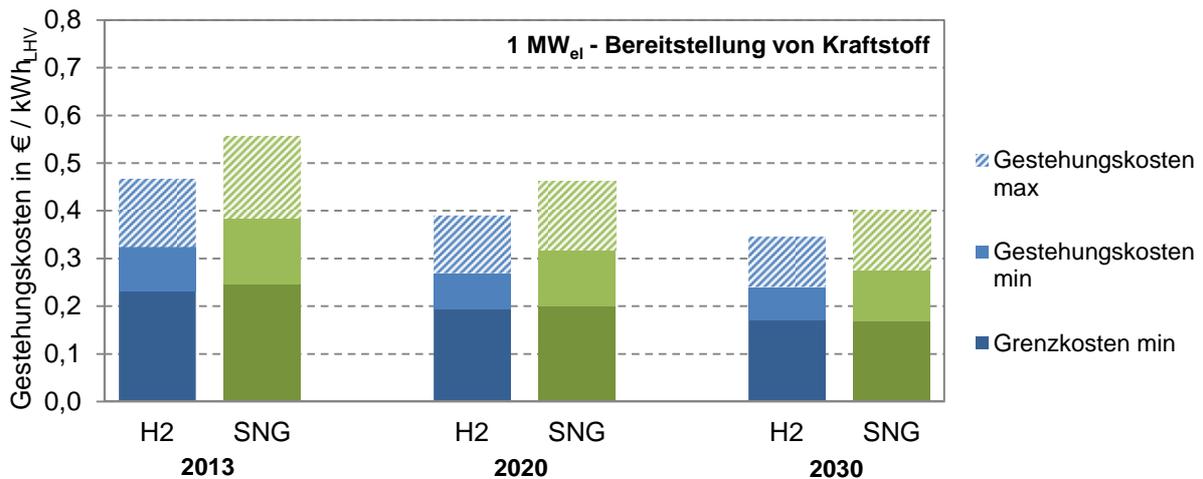


Abb. 3.15: Gestehungskosten der Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischem Methan als Kraftstoff in Geschäftsmodell 2.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 2 sind in Tab. 3-2-3 aufgelistet. Die installierte Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 1 MW<sub>el</sub>, die Volllaststunden liegen bei 5630 h/a. Die Strombezugskosten liegen für die konservativen Berechnungen (Gestehungskosten max) bei rund 10 Cent je kWh<sub>el</sub>, für die optimistischen Berechnungen (Gestehungskosten min) bei rund 3,5 Cent je kWh<sub>el</sub>. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in Tab. 3-2-3.*

Zu den reinen Gestehungskosten von Wasserstoff und Methan aus einer Power-to-Gas Anlage, wie in Abb. 3.12 dargestellt, kommen bei der Verwendung als Kraftstoff die Kosten für die Produktgasverdichtung und -speicherung sowie die Kosten für die Tankstelleninfrastruktur. Diese liegen bei einer Wasserstofftankstelle insgesamt bei rund 1,59 € je kg Wasserstoff (oder 4,8 Cent je kWh<sub>LHV</sub>) [29]. Bei CNG liegen die spezifischen Kosten für die Tankstelleninfrastruktur inkl. Speicher bei rund 0,29 € je kg Methan (oder 2,1 Cent je kWh<sub>LHV</sub>) [50]. Neben den Gestehungskosten sind auch die Grenzkosten in Abb. 3.15 dargestellt (dunkelblauer bzw. dunkelgrüner Bereich der Säulen).

Da der Kraftstoff direkt vor Ort genutzt wird, entfallen die Kosten für den Transport zur Tankstelle. Dieser könnte entweder in Druckflaschen oder mittels Erdgasnetz bzw. Wasserstoffpipeline erfolgen. Hier ist anzumerken, dass eine Transport-Infrastruktur für Wasserstoff nicht existiert und noch aufgebaut werden müsste, wohingegen das SNG im vorhandenen Erdgasnetz transportiert werden kann. Der Aufbau einer völlig neuen H<sub>2</sub>-Infrastruktur ist mit hohen Kosten verbunden. Zudem sind H<sub>2</sub>-Fahrzeuge viel weniger verbreitet als CNG-Fahrzeuge und die Akzeptanz in der Bevölkerung ist geringer.

### 3.2.3 Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie (Geschäftsmodell 3)

Power-to-Gas Anlagen können unter bestimmten Voraussetzungen auch zur Bereitstellung von negativer Regelenergie genutzt werden. Eine der Voraussetzung ist eine Mindestgröße von 5 MW<sub>el</sub> installierter Leistung, die bereitgestellt werden muss. Nähere Information zum Sekundärregelenergiemarkt und den erforderlichen Erfüllungskriterien in Exkurs II.

#### EXKURS II – Regel- und Ausgleichsenergie

Übertragungsnetzbetreiber stellen mithilfe der Vorhaltung von Regel- und Ausgleichsenergie die Netzstabilität sicher und sorgen für die Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Frequenzbandes (50 Hz +/- 200 mHz) [32]. Regel- und Ausgleichsenergie kann entweder durch flexible Kraftwerke oder Verbraucher bereitgestellt werden und wird durch die Übertragungsnetzbetreiber auf der Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) ausgeschrieben. [33]

Bei einem auftretenden Leistungsdefizit in der jeweiligen Regelzone muss positive Regelenergie bereitgestellt werden. Dies kann entweder durch Hochfahren von flexiblen Kraftwerken, oder durch Herunterregeln von flexiblen Verbrauchern realisiert werden. Bei einem Leistungsüberschuss muss hingegen sogenannte negative Regelleistung bereitgestellt werden. Diese wird entweder über die Drosselung von Kraftwerken oder über eine zusätzliche Abnahme durch Verbraucher (z.B. Power-to-Gas Anlage) bereitgestellt. [31]

Am Regelenergiemarkt wird zwischen drei verschiedenen Arten der Regelenergie unterschieden, welche sich vor allem in der erforderlichen Aktivierungszeit unterscheiden. [32]

- Primärregelleistung (PRL) wird vom Übertragungsnetzbetreiber automatisch abgerufen und die vollständige Leistung muss innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen.
- Auch die Sekundärregelleistung (SRL) wird bei Bedarf automatisch vom Übertragungsnetzbetreiber abgerufen. Die Mindestleistung von 5 MW muss innerhalb von 5 Minuten vollständig zur Verfügung stehen.
- Die Bereitstellung der Minutenreserveleistung (MRL) muss innerhalb von 15 Minuten erfolgen und wird vom Übertragungsnetzbetreiber telefonisch abgerufen. Auch hier ist eine Mindestleistung von 5 MW erforderlich.

Die Regelleistung wird wöchentlich in Form einer Auktion ausgeschrieben und jeder Anbieter erhält bei Zuschlag seinen individuellen Angebotspreis. Die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve werden in Form eines Leistungspreises und eines Arbeitspreises vergütet. Während der Leistungspreis (€/MW) unabhängig vom Abrufen der Regelenergie bezahlt wird, gilt der Arbeitspreis nur für die tatsächlich abgerufene Leistung. [33]

### Zukünftige Entwicklung

Die zukünftige Entwicklung des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes und den erzielbaren Arbeits- sowie Leistungspreisen ist von verschiedenen Parametern abhängig. Zentrale Einflussfaktoren sind hier kurz beschrieben:

- Ausbau volatiler, regenerativer Energieträger  
*Bei erhöhtem Ausbau volatiler Energieträger ist von einem höheren Bedarf an SRL auszugehen.*
- Entwicklung der Wetterprognosefähigkeit  
*Die Verbesserung der Wetterprognosegenauigkeit führt zu einem verminderten Bedarf an SRL.*
- Wettbewerb am Sekundärregelmarkt  
*Höherer Wettbewerb am SRL-Markt führt zu einer Reduktion der erzielbaren Renditen.*
- Erweiterung des Sekundärregelmarktes (z.B. Zusammenfassung von Österreich und Deutschland)  
*Intensivierung des Wettbewerbs; Reduktion des Gesamtbedarfs an SRL*
- Entwicklung des Stromverbrauchs  
*Mit dem Stromverbrauch wird auch der Bedarf an SRL steigen bzw. sinken.*

Bei Betrachtung dieser 5 Einflussfaktoren werden sich einige der Effekte ausgleichen, was vermuten lässt, dass sich die Preise am Sekundärregelenergiemarkt zukünftig kaum ändern werden. Diese Vermutung deckt sich auch mit den Erwartungen von Breuer et al. [35]

Die Rahmenbedingungen und Annahmen für das dritte Geschäftsmodell „Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie“ sind in Tab. 3-4 zusammengefasst. Hier werden für jedes betrachtete Jahr Szenarien mit verschiedenen Annahmen betrachtet. In diesem Geschäftsmodell liegen die Unterschiede in den jährlichen Volllaststunden und den damit verbundenen Strombezugskosten.

Zur Berechnung der Gestehungskosten einer Power-to-Gas Anlage zur Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung wurden Ex-Post-Daten der benötigten Sekundärregelleistung (SRL) von 1. Juni 2012 bis 1. Juni 2013 in 15-Minutenrastern analysiert. Sowohl die Daten zur tatsächlich benötigten Sekundärregelleistung als auch die Auktionszuschläge in Abhängigkeit des Arbeits- und Leistungspreis sind über [36] und [37] frei zugänglich. Um den jeweiligen Arbeits- bzw. Leistungspreis zu erhalten, muss der Anbieter von Sekundärregelenergie allerdings auch den Zuschlag erhalten. Dies wird in den Berechnungen der Strombezugskosten für dieses Geschäftsmodell berücksichtigt, indem immer der niedrigste gehandelte Arbeits- und Leistungspreis herangezogen wird [32]. Durch Optimierung des Auktionsverhaltens könnten in der Realität sicherlich höhere Erlöse bzw. geringere Arbeitspreise erzielt werden. Es handelt sich hier also um eher konservative Annahmen. [32]

Tab. 3-4: Rahmenbedingungen und Annahmen für das Geschäftsmodell 3

Parameter	2013		2020		2030	
	max	min	max	min	max	min
Elektrolyseur	Alkalische Druckelektrolyse (10 Jahre Lebensdauer)					
Nennleistung	5x 1 000 kW <sub>el</sub>					
Effizienz	5,9 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>		5,1 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>		4,8 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>	
Volllaststunden	2000 h/a	3000 h/a	2000 h/a	3000 h/a	2000 h/a	3000 h/a
Strombezugskosten	0,8 Cent / kWh <sub>el</sub>	1,3 Cent / kWh <sub>el</sub>	0,8 Cent / kWh <sub>el</sub>	1,3 Cent / kWh <sub>el</sub>	0,8 Cent / kWh <sub>el</sub>	1,3 Cent / kWh <sub>el</sub>
Zusatzeinnahmen durch Bereitstellung negativer Regelleistung	514 221 €/a <sup>2</sup>					
EEG-Umlage	5,277 Cent / kWh <sub>el</sub> (auch bei Rückverstromung)					
CO <sub>2</sub> -Quelle	Biogasanlage					

Für das Geschäftsmodell 3 wurden erzielbare jährliche Volllaststunden von 2000 h/a und 3000 h/a für die Power-to-Gas Anlage festgelegt. Die Analyse der ExPost-Daten zeigt, dass sich bei 2000 h/a ein mittlerer Arbeitspreis von 0,79 Cent je kWh<sub>el</sub> ergibt. Bei 3000 h/a liegt der Arbeitspreis mit 1,3 Cent je kWh<sub>el</sub> schon etwas höher. Durch die Vorhaltung von negativer Sekundärregelleistung in der Größenordnung von 5 MW<sub>el</sub> können Zusatzeinnahmen von über 500.000 € pro Jahr generiert werden (siehe Tab. 3-4). Die zukünftige Entwicklung der erzielbaren Leistungs- und

<sup>2</sup> Aus Analysen der Ex-Post-Daten zur benötigten Sekundärregelleistung von 1. Juni 2012 bis 1. Juni 2013, abgerufen von [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

Arbeitspreise ist von verschiedensten Einflussfaktoren abhängig (siehe Exkurs II). Da allerdings davon ausgegangen wird, dass sich viele dieser Effekte gegenseitig kompensieren, werden sich die Preise am Sekundärregelenergiemarkt auch in Zukunft nicht merklich ändern. Für die Berechnung zukünftiger Gesteigungskosten (2020 und 2030) in diesem Geschäftsmodell werden somit die gleichen erzielbaren Arbeits- und Leistungspreise herangezogen.

Zusätzlich zu dem Arbeitspreis am Sekundärregelenergiemarkt muss derzeit wiederum die EEG-Umlage entrichtet werden. Auch bei Rückverstromung des erzeugten Gases aus der Power-to-Gas Anlage muss diese bezahlt werden, da kein erneuerbarer Strom bezogen wird und es sich somit nicht um Speichergas handelt.

Auch für diesen Anwendungsfall wird ein alkalischer Druckelektrolyseur mit einer Nennleistung von insgesamt 5 MW<sub>el</sub> (5x 1 MW<sub>el</sub>) gewählt, für den aufgrund der dynamischen Betriebsweise eine Lebensdauer von 10 Jahren angenommen wird.

Für die Methanisierung wird wiederum eine Biogasaufbereitungsanlage als CO<sub>2</sub>-Quelle herangezogen.

Mit den in Tab. 3-4 dargestellten Annahmen und Rahmenbedingungen wurden die Gesteigungskosten für Wasserstoff und Methan berechnet sowie die Kosten für mögliche Anwendungspfade ermittelt.

### **3.2.3.1 Gesteigungskosten Wasserstoff und Methan**

Die Annahmen in Geschäftsmodell 3 unterscheiden sich in einigen Punkten merklich von den anderen Geschäftsmodellen. Zur Erfüllung der Präqualifikationskriterien wurde eine Nennleistung von 5 MW<sub>el</sub> gewählt. Durch die Leistungsbereitstellung am Sekundärregelenergiemarkt können deutliche Zusatzeinnahmen generiert werden und die Strombezugskosten sind bei 2000 bis 3000 h/a im Vergleich zu anderen Geschäftsmodellen sehr niedrig. All dies beeinflusst die Gesteigungskosten für Wasserstoff und Methan, welche in Abb. 3.16 dargestellt sind.

Aufgrund der geringeren Volllaststunden als beispielsweise in Geschäftsmodell 2 sind die Gesteigungskosten für Wasserstoff und Methan etwas höher. Von 2013 bis 2030 ändert sich bis auf die Investitionskosten für die Power-to-Gas Anlage nichts und so sieht man den Effekt durch Lern- und Skaleneffekte bei Vergleich der unterschiedlichen Szenarien in Abb. 3.16.

Die Bandbreite der Gesteigungskosten (schraffierter Bereich der Säulen in Abb. 3.12) ergibt sich aufgrund der Variation der Volllaststunden und die damit verbundene Änderung der am Sekundärregelmarkt erzielbaren Strombezugskosten. Da sich die Strombezugskosten allerdings nur von 0,8 auf 1,3 Cent je kWh<sub>el</sub> erhöhen, wird der größte Anteil den Volllaststunden zugeschrieben. Auch die EEG-Umlage macht in

Abb. 3.16 (hellblauer bzw. hellgrüner Bereich im Säulendiagramm) einen wesentlichen Anteil der Gestehungskosten aus.

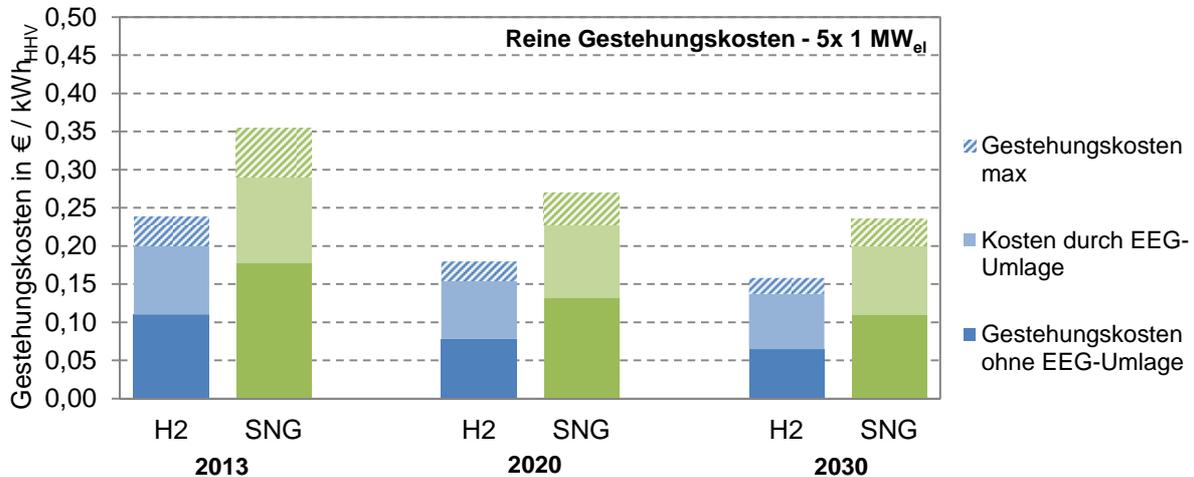


Abb. 3.16: Gestehungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan in Geschäftsmodell 3.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 3 sind in Tab. 3-2-4 aufgelistet. Die Power-to-Gas Anlage besteht aus 5 Elektrolysemodulen zu je 1 MW<sub>el</sub>. In den konservativen Berechnungen (Gestehungskosten max) wird von 2000 h/a und Strombezugskosten von 0,8 Cent je kWh<sub>el</sub> ausgegangen. In den optimistischen Berechnungen (Gestehungskosten min) werden 3000 h/a mit Strombezugskosten von 1,3 Cent je kWh<sub>el</sub> erreicht. Die zusätzlichen Einnahmen durch Leistungsbereitstellung am Sekundärregelmarkt betragen 514 221 €/a.*

Einen wesentlichen Einfluss auf die Gestehungskosten haben in diesem Geschäftsmodell auch die zusätzlichen Einnahmen durch Leistungsbereitstellung am Sekundärregelenergiemarkt, welche in Abb. 3.16 bereits berücksichtigt sind. Die zusätzlichen Einnahmen betragen mehr als 500.000 € jährlich und reduzieren die Gestehungskosten je nach Szenario um 20 % bis 30 %.

Da der erzielbare Arbeitspreis je kWh<sub>el</sub> neben den tatsächlichen Zuschlägen am Regelenergiemarkt auch stark von der gewünschten Anzahl an Volllaststunden abhängt, wird zusätzlich zu den in Abb. 3.16 dargestellten Werten noch ein Extrembeispiel mit nur 200 jährlichen Volllaststunden dargestellt. Unter der Annahme dass nur 200 h/a Jahr Strom bezogen wird, liegt der dafür zu zahlende Arbeitspreis bei -9,1 Cent je kWh<sub>el</sub> und kann somit als Erlös verbucht werden. Da die Einnahmen durch Leistungsbereitstellung am Sekundärregelenergiemarkt unabhängig vom Zuschlag sind, bleiben diese konstant. Dadurch ergeben sich die in Abb. 3.17 dargestellten Gestehungskosten für Wasserstoff und Methan.

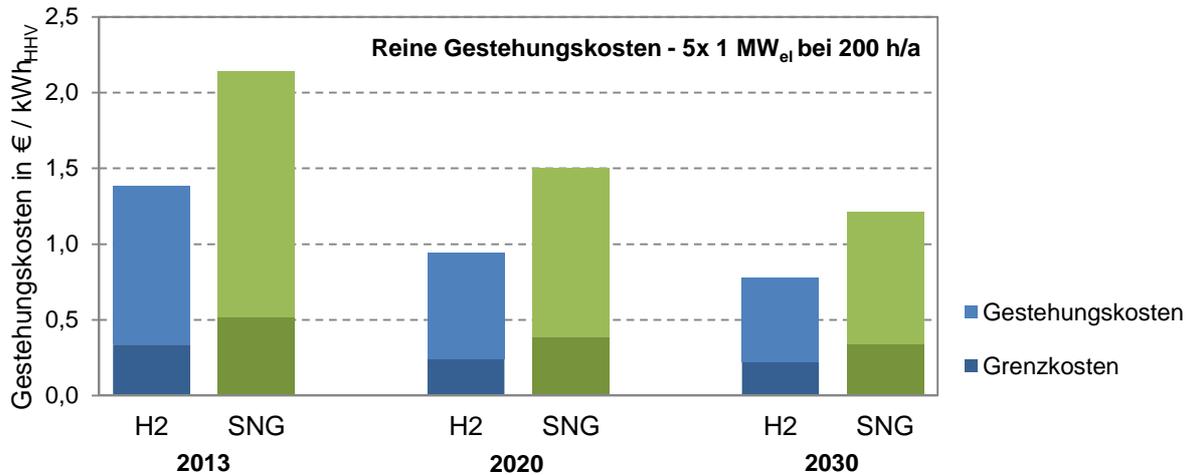


Abb. 3.17: Gesteungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan in Geschäftsmodell 3 – Volllaststunden von 200 h/a.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 3 sind in Tab. 3-2-4 aufgelistet. Die Power-to-Gas Anlage besteht aus 5 Elektrolysemodulen zu je 1 MW<sub>el</sub>. Die Gesteungskosten beziehen sich auf Volllaststunden von 200 h/a mit Strombezugskosten von -9.1 Cent je kWh<sub>el</sub>. Die zusätzlichen Einnahmen durch Leistungsbereitstellung am Sekundärregelmarkt betragen 514 221 €/a. Die Grenzkosten beinhalten keine Erlöse.*

Abb. 3.17 zeigt deutlich, dass die hohen Einnahmen einerseits durch die Leistungsbereitstellung und andererseits auch durch den Strombezug die geringen Volllaststunden nicht kompensieren können. Die Gesteungskosten liegen mit einem Faktor von teilweise mehr als 5 deutlich über jenen in Abb. 3.16, was wiederum bestätigt, dass die Volllaststunden einer Power-to-Gas Anlage eine größere Auswirkung auf die Gesteungskosten haben, als die Strombezugskosten.

### 3.2.3.2 Kosten verschiedener Anwendungsmöglichkeiten

Für den erzeugten Wasserstoff bzw. das Methan aus der Power-to-Gas Anlage ergeben sich verschiedene Möglichkeiten der Anwendung. In diesem Geschäftsmodell wird die Einspeisung in das Erdgasnetz und in weiterer Folge die Rückverstromung in einem GuD analysiert. Eine Rückverstromung vor Ort und damit eine mögliche Bereitstellung positiver Regelernergie wird hier nicht betrachtet.

Power-to-Gas Anlagen sind in Deutschland von Gasnetztarifen befreit und somit kommen zusätzlich zu den reinen Gesteungskosten nur mehr die Kosten für die Einspeiseanlage hinzu. Dadurch ergeben sich für das eingespeiste Gas in Abb. 3.18 geringfügig höhere Gesteungskosten als in Abb. 3.16.

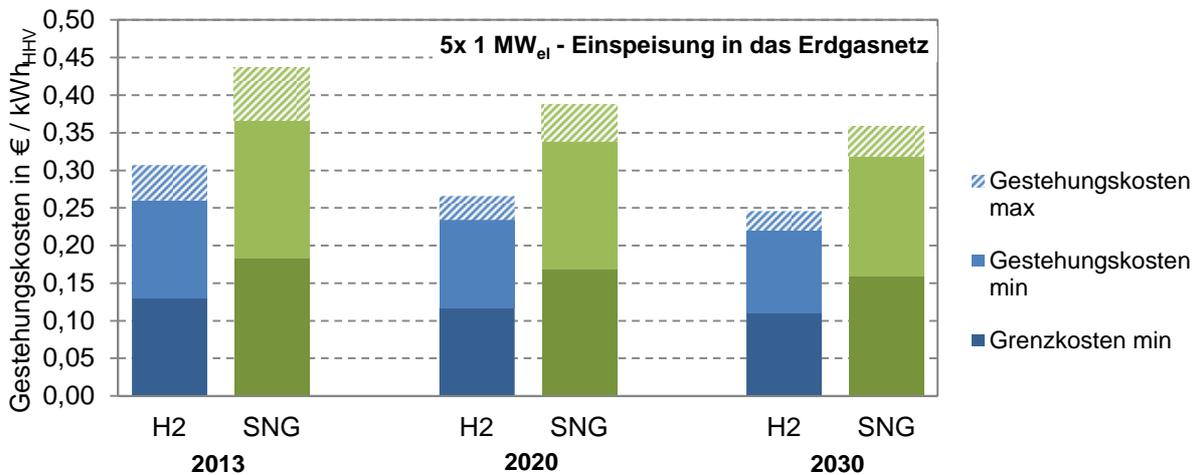


Abb. 3.18: Gestehungskosten für Wasserstoff und synthetisches Methan inklusive Einspeisung in das Erdgasnetz - Geschäftsmodell 3.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 3 sind in Tab. 3-2-4 aufgelistet. Die Power-to-Gas Anlage besteht aus 5 Elektrolysemodulen zu je 1 MW<sub>el</sub>. In den konservativen Berechnungen (Gestehungskosten max) wird von 2000 h/a und Strombezugskosten von 0,8 Cent je kWh<sub>el</sub> ausgegangen. In den optimistischen Berechnungen (Gestehungskosten min) werden 3000 h/a mit Strombezugskosten von 1,3 Cent je kWh<sub>el</sub> erreicht. Die zusätzlichen Einnahmen durch Leistungsbereitstellung am Sekundärregelmarkt betragen 514 221 €/a. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in Tab. 3-2-4.*

Die Kosten für die Einspeiseanlage inklusive Verdichtung, Odorierung und Einspeisung bewirken eine Erhöhung der Gestehungskosten von Wasserstoff und Methan um 7 bis 11 %. Ein Teil der Netzanschlusskosten (bis zu 75 %) wäre zudem auf den Gasnetzbetreiber wälzbar, ist allerdings in diesen Berechnungen nicht mitberücksichtigt. Grundsätzlich sind auch bei Einspeisung in das Erdgasnetz die Gestehungskosten für Methan wiederum höher als für Wasserstoff.

Die Grenzkosten des eingespeisten Produktgases aus der Power-to-Gas Anlage sind ebenfalls in Abb. 3.18 dargestellt (dunkelblauer bzw. dunkelgrüner Bereich). Sie liegen für Wasserstoff bei 11 bis 13 Cent je kWh<sub>HHV</sub> und für Methan bei 16 bis 18 Cent je kWh<sub>HHV</sub>.

Eine Bereitstellung positiver Regelenergie wird in diesem Geschäftsmodell nicht betrachtet, allerdings werden die Gestehungskosten einer Rückverstromung des eingespeisten Wasserstoffs bzw. Methans ermittelt. Die Rückverstromung erfolgt in einem GuD mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 55 %. Die Kosten für das GuD sind in den Berechnungen nicht berücksichtigt weshalb die Erhöhung der spezifischen Gestehungskosten allein auf den Wirkungsgrad der Rückverstromung

zurückzuführen ist. Die Ergebnisse einer Rückverstromung im Geschäftsmodell 3 sind in Abb. 3.19 dargestellt.

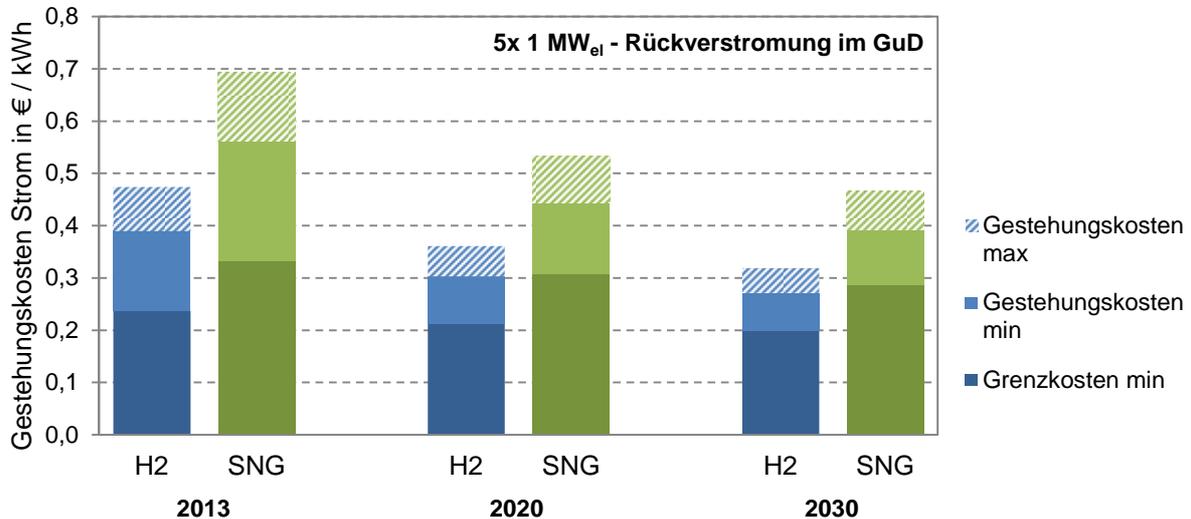


Abb. 3.19: Gestehungskosten für Strom aus Wasserstoff bzw. synthetischem Methan in Geschäftsmodell 3.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 3 sind in Tab. 3-2-4 aufgelistet. Die Power-to-Gas Anlage besteht aus 5 Elektrolysemodulen zu je 1 MW<sub>el</sub>. In den konservativen Berechnungen (Gestehungskosten max) wird von 2000 h/a und Strombezugskosten von 0,8 Cent je kWh<sub>el</sub> ausgegangen. In den optimistischen Berechnungen (Gestehungskosten min) werden 3000 h/a mit Strombezugskosten von 1,3 Cent je kWh<sub>el</sub> erreicht. Die zusätzlichen Einnahmen durch Leistungsbereitstellung am Sekundärregelmarkt betragen 514 221 €/a. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in Tab. 3-2-4.*

Der Effizienzverlust durch die Rückverstromung des Produktgases aus der Power-to-Gas Anlage führt zu einer Erhöhung der Gestehungskosten, wie in Abb. 3.19 dargestellt. Bei dem erzeugten Gas (Wasserstoff oder Methan) handelt es sich nicht um Speichergas, da kein erneuerbarer Strom eingesetzt wird und somit muss die EEG-Umlage auch bei Rückverstromung entrichtet werden. Eine dezentrale KWK zur Rückverstromung wird hier nicht berücksichtigt, da bereits in Geschäftsmodell 1 gezeigt wurde, dass damit deutlich höhere Gestehungskosten einhergehen.

Abb. 3.19 zeigt auch die Höhe der Grenzkosten, welche je nach Jahr für Strom aus Wasserstoff zwischen 20 und 24 Cent je kWh<sub>el</sub> bzw. für Strom aus synthetischem Methan zwischen 29 und 33 Cent je kWh<sub>el</sub> liegen.

### 3.2.4 Reduktion von Treibhausgasemissions-Zertifikaten eines Unternehmens durch Nutzung des Nebenprodukts CO<sub>2</sub> (Geschäftsmodell 4)

Im vierten Geschäftsmodell soll der Einsatz einer Power-to-Gas Anlage zur Verwertung von Kohlenstoffdioxid untersucht werden. Der Fokus liegt dabei auf Unternehmen, die zur Teilnahme am CO<sub>2</sub>-Handel verpflichtet sind (siehe Exkurs III) und bei denen Kohlenstoffdioxid als Nebenprodukt im Produktionsprozess anfällt. Durch die Verwertung von CO<sub>2</sub> können Emissionszertifikate eingespart bzw. vorhandene Zertifikate verkauft werden. Günstig ist dabei ein möglichst kontinuierlicher Anfall an Kohlenstoffdioxid, das mit geringem Aufwand und in großer Reinheit abgetrennt werden kann.

#### EXKURS III – CO<sub>2</sub>-Preise im EU-Emissionshandelssystem

Die volatile CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung innerhalb der ersten Handelsperiode des EU-EHS (2005-2007) ist als direkte Folge der mangelhaften Knappheitsverhältnisse bzw. der geringen Transparenz zu verstehen. Bis zum Frühjahr 2006 lässt sich ein Anstieg des Preises für EUAs auf ca. 30 €/tCO<sub>2</sub> erkennen. Aufgrund der vorzeitigen Bekanntgabe der europaweiten Überallokation von Zertifikaten kam es im Frühjahr 2006 zu einem regelrechten Preiseinbruch auf 10 €/tCO<sub>2</sub>, wobei der Zertifikatspreis im Oktober 2007 bei annähernd 0,07 €/tCO<sub>2</sub> lag.<sup>3</sup> Zu Beginn der zweiten Handelsperiode stieg der Zertifikatspreis bis Mitte 2008 bis auf über 20 €/tCO<sub>2</sub> an. In der zweiten Hälfte des Jahres 2008 belief sich der durchschnittliche Preis auf 24 €/tCO<sub>2</sub>, in der ersten Hälfte des Jahres 2009 auf 12 €/tCO<sub>2</sub>. Ausschlaggebend für diesen Preisfall waren niedrige Produktionsniveaus infolge der Wirtschaftskrise. Für das Jahr 2009 lässt sich ein durchschnittlicher Preis von ca. 13 €/tCO<sub>2</sub> und für das Jahr 2010 ein durchschnittlicher Preis von ca. 14 €/tCO<sub>2</sub> erkennen. In 2011 belief sich der durchschnittliche Zertifikatspreis auf ca. 13 €/tCO<sub>2</sub>, während in 2012 ein Preisniveau von ca. 7 €/tCO<sub>2</sub> erreicht wurde. Als Gründe für die relativ niedrigen Preisniveaus im Vergleich zum Anfang der zweiten Handelsperiode sind die langsame Erholung von der wirtschaftlichen Rezession und das somit nicht zurückgehende Überangebot an Zertifikaten zu konstatieren.

<sup>3</sup> Dieser drastische Werteverlust ist hauptsächlich auf die Überallokation von Zertifikaten zurückzuführen, wobei als weitere Gründe die Tatsache, dass ein Banking der Zertifikate zwischen der ersten und der zweiten Handelsphase nicht möglich war, und der überdurchschnittliche warme Winter 2006/2007 anzuführen sind. Allgemein sind vor allem Brennstoffpreise, das Wetter, das Wirtschaftswachstum sowie die Verfügbarkeit von Gutschriften aus den projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls als signifikante Einflussfaktoren auf den CO<sub>2</sub>-Preis zu nennen.

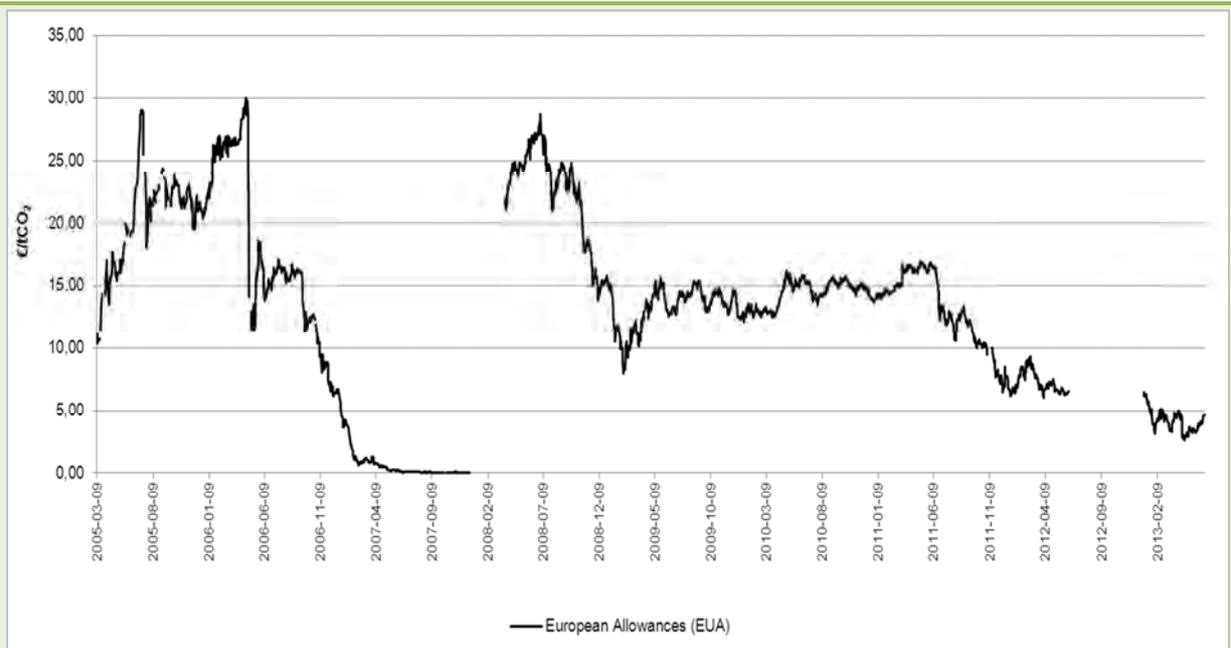


Abb. 3.20: Preis der CO<sub>2</sub>-Zertifikate im EU-EHS, 2005-2013

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten von BlueNext und EEX

Die größtenteils auf dieser Überallokation von Zertifikaten beruhende CO<sub>2</sub>-Preisvolatilität führte zu einem nicht aussagekräftigen CO<sub>2</sub>-Preissignal und steht somit im Gegensatz zur gewünschten Planungssicherheit. Für die Zukunft bzw. die dritte Handelsphase des EU-EHS (2013-2020) werden insbesondere stringenter Emissionsobergrenzen, die Aufnahme weiterer Sektoren und Treibhausgase sowie eine Forcierung der kostenpflichtigen Zertifikatsallokation per Auktion angestrebt. Aktuell wird die Maßnahme „Backloading“ umgesetzt, welche die temporäre Verknappung des Zertifikateangebots vorsieht. Die Versteigerung von 900 Millionen CO<sub>2</sub>-Zertifikaten wird in die Handelsperiode ab 2019 verschoben, so dass durch eine Anhebung des niedrigen CO<sub>2</sub>-Preises (durchschnittlich ca. 4 €/tCO<sub>2</sub> in der ersten Hälfte des Jahres 2013) stärkere Anzeffekte zur Senkung der Treibhausgasemissionen geschaffen werden sollen. Preisprognosen unter der Berücksichtigung eines Backloadings von 900 Millionen CO<sub>2</sub>-Zertifikaten sind in Abb. 3.21 dargestellt, wobei sich ein durchschnittliches Preisniveau von ca. 10 €/tCO<sub>2</sub> für die dritte Handelsperiode ergibt.

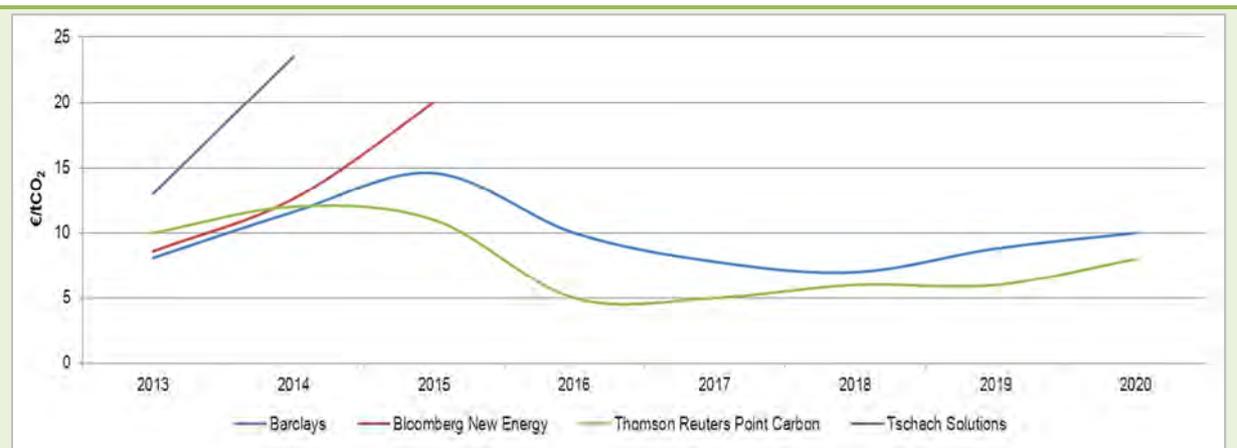


Abb. 3.21: CO<sub>2</sub>-Preisprognosen verschiedener Häuser für das EU-EHS unter Berücksichtigung eines Backloadings von 900 Mio. t<sub>CO2</sub>, 2013 - 2020

Quelle: eigene Darstellung basierend auf [45]

Die Rahmenbedingungen und Annahmen für das vierte Geschäftsmodell „Reduktion von Treibhausgasemissions-Zertifikaten eines Unternehmens durch Nutzung sind in Tab. 3-5 zusammengefasst. Für jedes betrachtete Jahr werden wiederum 2 Szenarien mit verschiedenen Annahmen berechnet. In diesem Geschäftsmodell wird zwischen zwei verschiedenen Kohlenstoffdioxidquellen unterschieden.

Tab. 3-5: Rahmenbedingungen und Annahmen für das Geschäftsmodell 4

Parameter	2013		2020		2030	
	max	min	max	min	max	min
Elektrolyseur	Alkalische Druckelektrolyse (15 Jahre Lebensdauer)					
Nennleistung	1 MW <sub>el</sub> bzw. 10 MW <sub>el</sub>					
Effizienz	5,9 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>		5,1 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>		4,8 kWh <sub>el</sub> / m <sup>3</sup>	
Volllaststunden	5630 h/a					
Strombezugskosten	3,7 Cent / kWh <sub>el</sub>		3,3 Cent / kWh <sub>el</sub>		3,3 Cent / kWh <sub>el</sub>	
EEG-Umlage	5,277 Cent / kWh <sub>el</sub> (Befreiung nur bei Rückverstromung)					
CO <sub>2</sub> -Quelle	Zement-industrie	Chemische Industrie	Zement-industrie	Chemische Industrie	Zement-industrie	Chemische Industrie

Bei kontinuierlichem Anfall an CO<sub>2</sub> können hohe Volllaststunden erreicht werden. Wie bereits in Geschäftsmodell 2, wird auch hier von einem kontinuierlichen Betrieb in Off-Peak-Zeiten ausgegangen und so können 5630 h/a erreicht werden. Der

alkalische Druckelektrolyseur mit einer Nennleistung von 1 MW<sub>el</sub> hat aufgrund der kontinuierlichen Betriebsweise eine Lebensdauer von 15 Jahren.

Der zur Elektrolyse benötigte elektrische Strom wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Als Strombezugskosten werden die bereits in Geschäftsmodell 2 verwendeten durchschnittlichen Börsenpreise herangezogen (siehe Kapitel 3.2.2). Die EEG-Umlage ist ebenfalls zu entrichten, da das erzeugte synthetische Methan nicht rückverstromt wird.

Bei der Verwertung von Kohlenstoffdioxid in der Methanisierung fallen Kosten für die Abtrennung und Aufreinigung des CO<sub>2</sub>-Stroms an. In der Zementindustrie belaufen sich die durchschnittlichen Abtrennungskosten für Kohlenstoffdioxid auf ca. 100 € / t<sub>CO2</sub> [38], in der chemischen Industrie liegen die Abtrennungskosten aufgrund der höheren Reinheit bei 39 € / t<sub>CO2</sub> [39].

Mit den in Tab. 3-5 dargestellten Annahmen und Rahmenbedingungen wurden die Gesteungskosten für Wasserstoff und Methan berechnet sowie die Kosten für mögliche Anwendungspfade ermittelt.

### 3.2.4.1 Gesteungskosten Methan

Die Ergebnisse der Berechnungen für Geschäftsmodell 4 unter den Annahmen und Rahmenbedingungen aus Tab. 3-5 sind in Abb. 3.22 dargestellt. Die reinen Gesteungskosten von synthetischem Methan beziehen sich auf das Produktgas aus der Power-to-Gas Anlage, ohne Berücksichtigung einer weiteren Nutzung.

Abb. 3.22 beinhaltet die Gesteungskosten für Methan für eine Power-to-Gas Anlage mit 1 MW<sub>el</sub> und mit 10 MW<sub>el</sub> installierter Nennleistung. Im Vergleich zu den anderen Geschäftsmodellen liegen die Gesteungskosten insgesamt im unteren Bereich. Da die Strombezugskosten für alle drei Szenarien nahezu konstant sind, ergeben sich die Unterschiede in den Gesteungskosten hauptsächlich durch verschiedene spezifische Investitionskosten. Diese sind bei einer 10 MW<sub>el</sub>-Anlage niedriger als bei einer 1 MW<sub>el</sub>-Anlage und werden aufgrund von Lernkurven und Skaleneffekten bis zum Jahr 2030 insgesamt noch abnehmen.

Die Bandbreite der Gesteungskosten (oberer Bereich der Säulen in Abb. 3.22) ergibt sich aufgrund der unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Quellen und den damit verbundenen Abtrennungskosten. Obwohl die Abtrennung von Kohlenstoffdioxid aus der Zementproduktion mit 100 € je Tonne CO<sub>2</sub> fast dreimal so teuer ist wie die Aufreinigung von CO<sub>2</sub> aus der chemischen Industrie, wirkt sich dies kaum auf die Gesteungskosten von synthetischem Methan aus.

Einen wesentlich größeren Anteil an den Gesteungskosten hat hingegen die EEG-Umlage (hellgrüner Teil im Säulendiagramm), welche in diesem Geschäftsmodell

ebenfalls zu entrichten ist. Wie bereits in Geschäftsmodell 2 beschrieben, ist der hohe Anteil der EEG-Umlage auf die hohen Volllaststunden und den somit geringeren Einfluss der kapitalgebundenen bzw. größeren Einfluss der bedarfsgebundenen Kosten zurückzuführen. Je nach Szenario und Nennleistung der Power-to-Gas Anlage macht die EEG-Umlage einen Anteil von 36 % bis zu 41 % der Gestehungskosten aus. Eine etwaige Befreiung würde daher zur wesentlichen Reduktion der Gestehungskosten von synthetischem Methan beitragen.

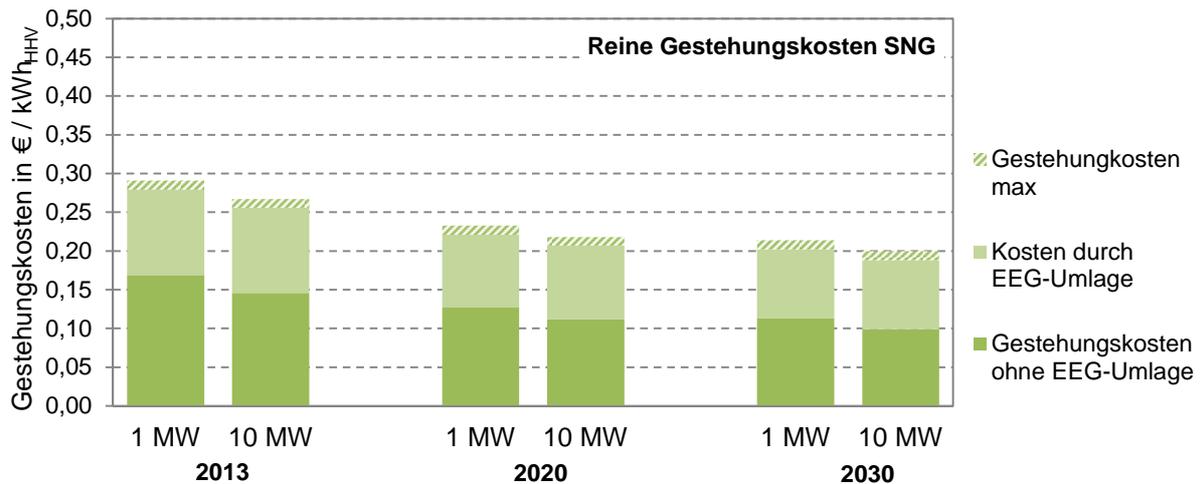


Abb. 3.22: Gestehungskosten für synthetisches Methan in Geschäftsmodell 4 – Power-to-Gas Anlage mit einer Nennleistung von 1 bzw. 10 MWe<sub>el</sub>.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 4 sind in Tab. 3-2-5 aufgelistet. Die Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 1 bzw. 10 MWe<sub>el</sub> und es werden Volllaststunden von 5630 h/a festgelegt. Die Strombezugskosten liegen je nach Jahr zwischen 3,3 und 3,7 Cent je kWh<sub>el</sub>. In den optimistischen Berechnungen (Gestehungskosten min) wird das CO<sub>2</sub> aus der chemischen Industrie bezogen (geringerer Abtrennungsaufwand), in den konservativen Berechnungen (Gestehungskosten max) wird CO<sub>2</sub> aus der Zementindustrie verwendet.*

Auch für das Geschäftsmodell 4 wurde die Nutzung der Abwärme aus der Methanisierung und des Nebenprodukts Sauerstoff aus der Elektrolyse berücksichtigt. Je nach Szenario können die Gestehungskosten dadurch um 5 % bis 7 % reduziert werden. Die Möglichkeit der Nutzung von Abwärme und Sauerstoff ist besonders an Industriestandorten (bei denen Kohlenstoffdioxid als Nebenprodukt anfällt) gegeben.

### 3.2.4.2 Kosten verschiedener Anwendungsmöglichkeiten

Für das Methan aus der Power-to-Gas Anlage ergeben sich verschiedene Anwendungsmöglichkeiten, wobei in diesem Geschäftsmodell die Einspeisung in das Erdgasnetz betrachtet wird. Power-to-Gas Anlagen sind in Deutschland von Gasnetzтарifen befreit und somit kommen zu den reinen Gestehtungskosten nur mehr die Kosten für die Einspeiseanlage hinzu. Dadurch ergeben sich für das eingespeiste Gas in Abb. 3.23 geringfügig höhere Gestehtungskosten als in Abb. 3.22.

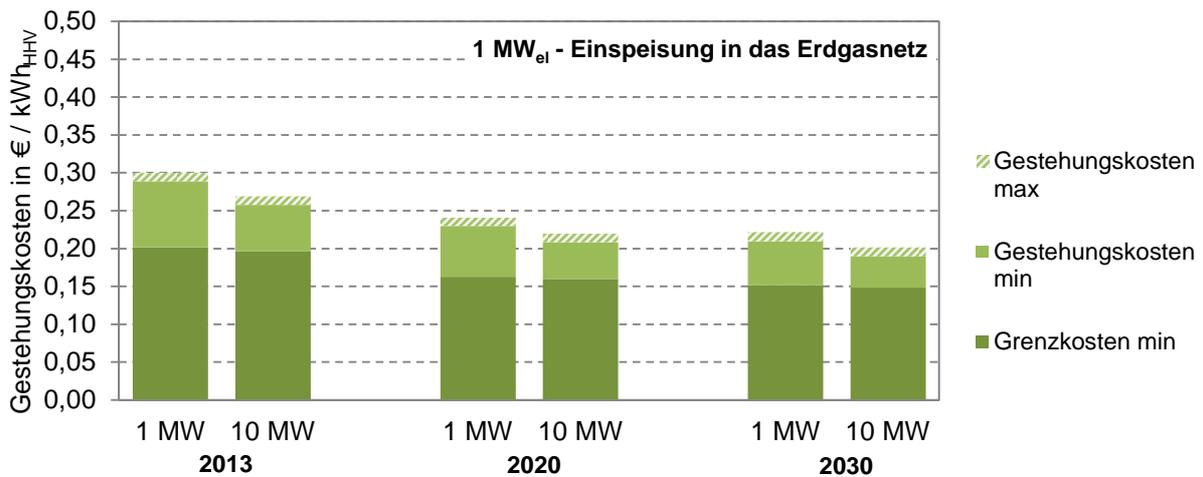


Abb. 3.23: Gestehtungskosten synthetisches Methan inklusive Einspeisung in das Erdgasnetz - Geschäftsmodell 4 - Power-to-Gas Anlage mit einer Nennleistung von 1 bzw. 10 MW<sub>el</sub>.

*Anmerkung: Die Rahmenbedingungen und Annahmen für die Berechnungen in Geschäftsmodell 4 sind in Tab. 3-2-5 aufgelistet. Die Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 1 bzw. 10 MW<sub>el</sub> und es werden Vollaststunden von 5630 h/a festgelegt. Die Strombezugskosten liegen je nach Jahr zwischen 3,3 und 3,7 Cent je kWh<sub>el</sub>. In den optimistischen Berechnungen (Gestehtungskosten min) wird das CO<sub>2</sub> aus der chemischen Industrie bezogen (geringerer Abtrennungsaufwand), in den konservativen Berechnungen (Gestehtungskosten max) wird CO<sub>2</sub> aus der Zementindustrie verwendet. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in Tab. 3-2-5.*

Die Kosten für die Einspeiseanlage inklusive Verdichtung, Odorierung und Einspeisung bewirken eine geringfügige Erhöhung der Gestehtungskosten von Methan um 3 % bis 4 %. Ein Teil der Netzanschlusskosten (bis zu 75 %) wäre zudem auf den Gasnetzbetreiber wälzbar, ist allerdings in diesen Berechnungen nicht mitberücksichtigt.

In Abb. 3.23 sind außerdem die Grenzkosten des jeweiligen Szenarios dargestellt (dunkelgrüner Teil im Säulendiagramm), welche einen großen Teil der Gestehtungskosten ausmachen.

### 3.2.5 Fazit - Ökonomische Bewertung der Geschäftsmodelle

Zum Vergleich der Ergebnisse in den jeweiligen Geschäftsmodellen sind in Abb. 3.24 die Gesteuerungskosten der einzelnen Geschäftsmodelle für das Jahr 2030 dargestellt. Die Gesteuerungskosten von Wasserstoff ( $H_2$ ) und synthetischem Methan ( $CH_4$ ) beziehen sich dabei auf das Produktgas aus der Power-to-Gas Anlage inklusive der Einspeisung in das Erdgasnetz jedoch ohne Berücksichtigung einer weiteren Nutzung. Die Nutzung an einer Tankstelle oder eine Rückverstromung sind demnach nicht berücksichtigt.

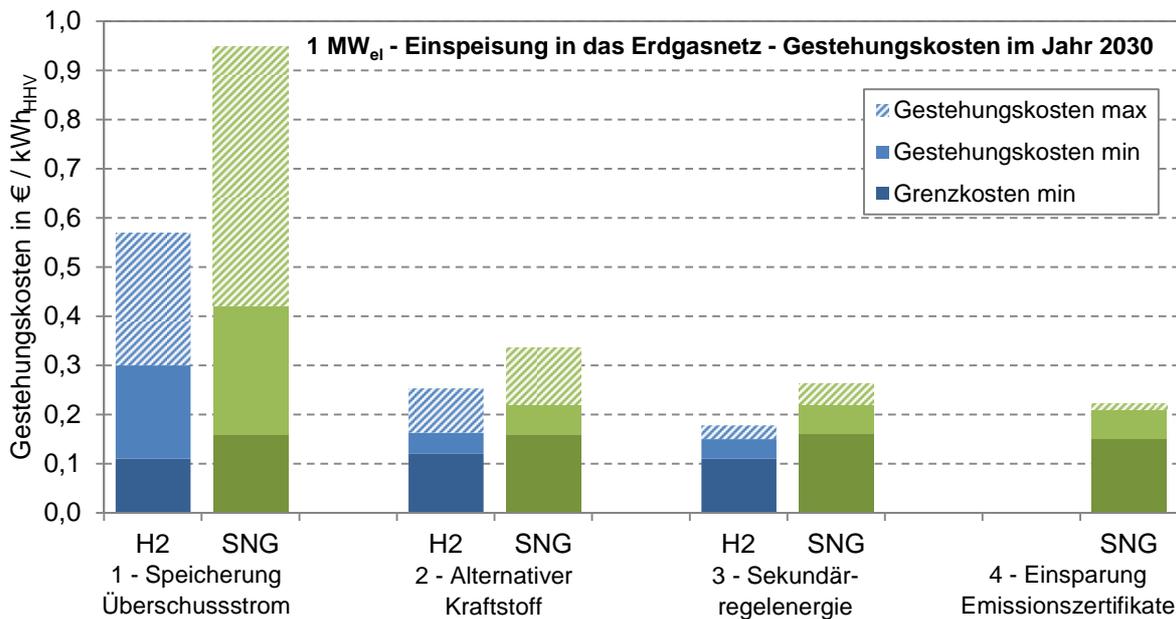


Abb. 3.24: Zukünftige Gesteuerungskosten von in das Erdgasnetz eingespeistem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan aus einer Power-to-Gas Anlage mit 1 MW<sub>el</sub> Nennleistung in den einzelnen Geschäftsmodellen.

*Anmerkung: Die Gesteuerungskosten von Wasserstoff ( $H_2$ ) und synthetischem Methan ( $CH_4$ ) beziehen sich dabei auf das Produktgas aus der Power-to-Gas Anlage inklusive der Einspeisung in das Erdgasnetz jedoch ohne Berücksichtigung einer weiteren Nutzung. Die Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 1 MW<sub>el</sub>, die Vollaststunden und die Strombezugskosten variieren je nach Geschäftsmodell (siehe Tab. 3-2 bis Tab. 3-5). Die Annahmen für die optimistischen Berechnungen (Gesteuerungskosten min) sowie für die konservativen Berechnungen (Gesteuerungskosten max) sind in den Tab. 3-2 bis Tab. 3-5 dargestellt. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in den Tab. 3-2-2 bis Tab. 3-5.*

Die Berechnungen zu den einzelnen Geschäftsmodellen haben deutlich gezeigt, dass die wichtigste Einflussgröße auf die Gesteuerungskosten die jährlichen Vollaststunden sind. Dies spiegelt sich auch Abb. 3.24 wieder, in der die Grenzkosten (variable Betriebskosten) gesondert dargestellt sind. Der Differenzbetrag zu den absoluten Gesteuerungskosten beinhaltet die Fixkosten, von

denen der Großteil auf die Investition entfällt. Die Grenzkosten sind in allen Geschäftsmodellen ähnlich hoch wohingegen die restlichen Kosten sehr stark von den erzielten Volllaststunden abhängig sind. Während in Geschäftsmodell 1 nur 1500 h/a erreicht werden, liegen die Gesteungskosten der Geschäftsmodelle 2 und 4 deutlich niedriger. Dort wird von über 5600 h/a ausgegangen. Obwohl in Geschäftsmodell 3 die jährlichen Volllaststunden mit 2000 bis 3000 h/a etwas niedriger liegen, sind die Gesteungskosten ebenfalls gering. Dies ist vor allem auf die hohen zusätzlichen Einnahmen durch die Leistungsbereitstellung zurückzuführen.

Die Strombezugskosten, die Effizienz der Power-to-Gas Anlage und die CO<sub>2</sub>-Kosten haben im Gegensatz zu den Volllaststunden einen deutlich geringeren Einfluss auf die Gesteungskosten von Wasserstoff bzw. Methan. Einen wesentlichen Anteil macht hingegen in den Geschäftsmodellen 2 bis 4 die EEG-Umlage aus. Eine Befreiung von der EEG-Umlage ist nur für den Fall der Rückverstromung von Speichergas gegeben, ansonsten ist die EEG-Umlage von 5.3 Cent je kWh<sub>el</sub> zu entrichten.

In den Geschäftsmodellen wurde auch die Möglichkeit einer Abwärme- und Sauerstoffnutzung betrachtet. Der Erlös durch den Verkauf dieser anfallenden Nebenprodukte hat allerdings kaum Einfluss auf die Gesteungskosten und ist zudem von den Gegebenheiten am jeweiligen Standort abhängig.

Die Rückverstromung des eingespeisten Wasserstoffs bzw. Methans ist entlang der gesamten Prozesskette mit hohen Effizienzeinbußen behaftet, weshalb die Energieträger besser direkt, z.B. als Kraftstoff im Mobilitätsbereich genutzt werden sollten.

Bei größerer Nennleistung der Power-to-Gas Anlage liegen die spezifischen Investitionskosten niedriger. Dies wird durch den Vergleich von Abb. 3.24 und Abb. 3.25 ersichtlich, in denen die Gesteungskosten für eine Power-to-Gas Anlage mit 1 MW<sub>el</sub> bzw. 10 MW<sub>el</sub> dargestellt sind. Besonders bei geringen Volllaststunden wie beispielsweise in Geschäftsmodell 1, können die spezifischen Gesteungskosten bei einer größeren Power-to-Gas Anlage deutlich gesenkt werden. Bei höheren Volllaststunden wie z.B. in Geschäftsmodell 2 haben die Nennleistung und die damit verbundenen Investitionskosten einen geringeren Einfluss. Durch die Anwendung von Power-to-Gas Anlagen mit höherer Nennleistung können also die Gesteungskosten reduziert werden, die Anlagengröße muss allerdings auch für den jeweiligen Anwendungsfall geeignet sein. Bei der Speicherung von Überschussstrom aus einem Windpark (Geschäftsmodell 1) werden aufgrund der Größenordnungen beispielsweise eher Power-to-Gas Anlagen mit geringerer Nennleistung eingesetzt.

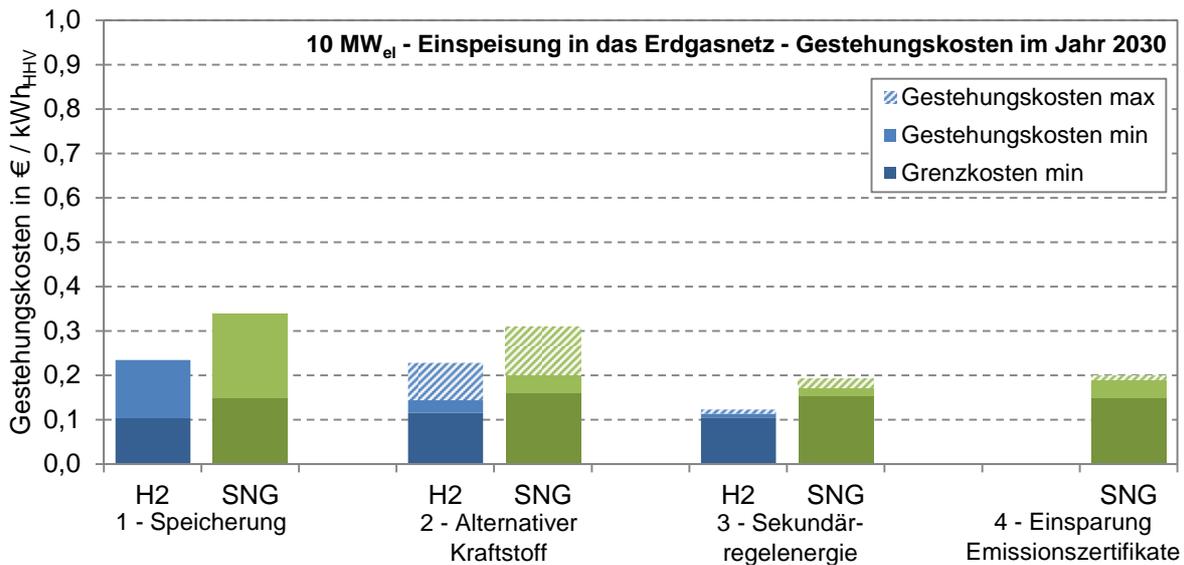


Abb. 3.25: Zukünftige Gestehungskosten von in das Erdgasnetz eingespeistem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan aus einer Power-to-Gas Anlage mit 10 MW<sub>el</sub> Nennleistung in den einzelnen Geschäftsmodellen.

*Anmerkung: Die Gestehungskosten von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und synthetischem Methan (CH<sub>4</sub>) beziehen sich dabei auf das Produktgas aus der Power-to-Gas Anlage inklusive der Einspeisung in das Erdgasnetz jedoch ohne Berücksichtigung einer weiteren Nutzung. Die Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 10 MW<sub>el</sub>, die Volllaststunden und die Strombezugskosten variieren je nach Geschäftsmodell (siehe Tab. 3-2 bis Tab. 3-5). Die Annahmen für die optimistischen Berechnungen (Gestehungskosten min) sowie für die konservativen Berechnungen (Gestehungskosten max) sind in den Tab. 3-2 bis Tab. 3-5 dargestellt. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in den Tab. 3-2-2 bis Tab. 3-5.*

Jedes der vier betrachteten Geschäftsmodelle hat eine andere Intention und so unterscheiden sich auch die jeweiligen wirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Benchmarks für Power-to-Gas. Eine umfassende Einschätzung der einzelnen Geschäftsmodelle ist somit nur im Vergleich mit den jeweiligen alternativen Technologien möglich. Dies wird in Kapitel 4.3 behandelt.

Eine Kombination von Geschäftsmodellen war in diesem Projekt nicht vorgesehen, würde allerdings die Gestehungskosten für Wasserstoff bzw. synthetisches Methan aus Power-to-Gas teilweise erheblich reduzieren.

## 4 Makroökonomische Bewertung von Power-to-Gas

Dieses Kapitel beschreibt die Bedeutung von Power-to-Gas für das deutsche Energiesystem sowie für die deutsche Volkswirtschaft. Basis hierfür bilden zum einen qualitative Bewertungen der Technologie, zum anderen aber vor allem - auf Basis von Kapitel 3 - quantitative ökonomische bzw. systemische Bewertungen der Gesamtkosten der Power-to-Gas-Systeme in Relation zu den jeweils spezifischem Benchmarks am Markt. Diese Analyse ist somit ein zusätzlicher Baustein, der eine umfassende ökonomische Bewertung von Power-to-Gas in Deutschland ermöglicht und die zentralen Faktoren der Prozesskette herausarbeitet.

### 4.1 Volkswirtschaftliche Einordnung

Auf Basis der aktuellen deutschen und der aktuellen europäischen Energiepolitik und den darin implementierten nationalen und internationalen Zielsetzungen wird der Anteil erneuerbarer Energien zur Bereitstellung von Elektrizität in den nächsten Jahren und Jahrzehnten weiter signifikant steigen – in Deutschland absolut gesehen noch weitaus stärker als in den meisten anderen europäischen Staaten und Regionen. Wesentlicher Baustein ist hierbei in Deutschland – auch aus topografischen Gründen – der starke Ausbau von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen, der zumeist geografisch nicht identisch ist mit den bestehenden Nachfragezentren nach elektrischer Energie. Die umwelt- und energiepolitische Zielsetzung dieser verstärkten Integration erneuerbarer Energieträger in den deutschen Energiemarkt insbesondere in der Stromproduktion generiert hierbei fundamentale und große Herausforderungen für die Volkswirtschaft, insbesondere die Aufrechterhaltung eines hohen Niveaus an Versorgungssicherheit bei einem simultanen Wachstum der Stromproduktion aus den Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Diese Herausforderung resultiert aus den starken Schwankungen im Energieangebot aus volatilen Quellen wie Windkraft und Solarenergie. Daraus folgt, dass bei einem steigenden Anteil dieser Energiequellen ein Ausgleich zwischen Stromüberschüssen in Zeiten eines hohen Angebotes und auftretenden Fehlmengen in angebotsschwachen Phasen notwendig wird.[46] Eine entscheidende Rolle in der Integration der erneuerbaren Energieträger mit volatilen Erzeugungsstrukturen werden neue Energiespeichersysteme spielen. Die Speicherung von Energie, insbesondere von elektrischer Energie, und die Verfügbarkeit der Energiemengen in zeitlich optimalen Phasen stellt dabei die

zentrale Herausforderung dar. Die Technologie Power-to-Gas wird hierbei zukünftig einen wichtigen Bestandteil des Speicherportfolios einnehmen, da sowohl eine Langzeitspeicherung als auch eine Kapazitätsverlagerung zwischen den Energienetzen realisiert werden kann, wodurch sich neue Möglichkeiten im Energietransport ergeben.

Darüber hinaus können mit dem Power-to-Gas-System neben der (Langzeit-)Speicherung von volatil erzeugter elektrischer Energie und dem resultierenden möglichen alternativen Energietransport über das Erdgasnetz auch weitere energie- und umweltpolitische Herausforderungen bedient werden, wie eine Erweiterung des Anteils alternativer Kraftstoffe im Mobilitätssektor. Auf die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten im Sinne von unterschiedlichen Geschäftsmodellen wurde bereits in Kapitel 3 genauer eingegangen. Alle Anwendungsmöglichkeiten sind allerdings fundamental auf die Möglichkeit zur Speicherung von elektrischer Energie, insbesondere zur Langzeitspeicherung, zurückzuführen.

Generell kann das Konzept Power-to-Gas als Konsequenz als sehr flexibles System im Sinne einer Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten und unterschiedlichen Ausprägungen bezeichnet werden. Hierbei können vier abgrenzbare Nutzen für das Energiesystem konstatiert werden, unter deren Definition wiederum verschiedene Lösungsstrategien für verschiedene Anwendungen verstanden werden können [47]:

1. die Bereitstellung eines Langzeitspeichers für elektrische Energie und das damit verbundene verbesserte Management einer stark volatilen Stromproduktion;
2. die Verlagerung des Energietransportes vom Stromnetz zum vorhandenen Gasnetz und die damit verbundene geringere Intensität des Ausbaus der Netz-Infrastruktur;
3. die Möglichkeit zur Anhebung des Anteils erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor durch die Nutzung von synthetischem Methan (aber auch von Wasserstoff) aus erneuerbaren Quellen;
4. die Schaffung von autarken Energielösungen in topografisch schwierigen und abgelegenen Regionen für alle relevanten Energiesegmente: Strom, Wärme und Verkehr.

Langfristig kann somit durch die Power-to-Gas-Technologie eine signifikante Verlagerung in der Verwendung der erzeugten Energie aus volatilen Quellen von der konventionellen Nutzung der elektrischen Energie hin zur energetischen Nutzung in Form von Methan oder Wasserstoff entstehen. Die kolportierte Rückverstromung von Gas zur Strombereitstellung ist in diesem Zusammenhang nicht auszuschließen, allerdings aus energetischen Gründen nicht zu präferieren, da damit ein

Wirkungsgradverlust und eine Kostenerhöhung verbunden ist. Diese zusätzlich entstehenden Nutzungsformen der elektrischen Energie durch die Umwandlung in Wasserstoff und Methan durch Power-to-Gas-Technologien entsprechen auch generellen Prognosen zur zukünftigen langfristigen Substitution innerhalb der Primärenergieträger. Der Energieträger Gas in seinen verschiedensten Ausprägungen wird in vielen langfristigen Prognosen zur zukünftigen Energiebereitstellung die wesentliche Übergangstechnologie bzw. den systemimmanenten Energieträger auf dem Weg zur Wasserstoff-basierten Ökonomie – der „hydrogen economy“ darstellen. [47] [48]

Die zentrale Fragestellung für die Implementierung neuer Technologien ist jedoch auch generell, ob langfristig sowohl im betriebswirtschaftlichen als auch im volkswirtschaftlichen bzw. makroökonomischen Kontext durch die Markteinführung eines Systems bzw. einer Technologie oder eines Produktes, einer Dienstleistung auch eine Rentabilität gegeben ist. Hierfür ist nicht zwingend eine betriebswirtschaftliche Rentabilität für jede Technologie von Bedeutung. Sofern volkswirtschaftliche Relevanz dieses Systems vorhanden ist, kann die Weiterentwicklung und Implementierung einer Technologie ebenfalls von großer Bedeutung sein. Selbstverständlich wird die Realisierung einer Marktpenetration durch eine betriebswirtschaftliche Rentabilität stark forciert. In diesem Spannungsfeld bewegt sich auch das Power-to-Gas-System in Deutschland.

Für die Bewertung der ökonomischen Ausprägung des Power-to-Gas-Systems ist immer der Einsatz und die Nutzung der Technologie von Bedeutung und somit auch der jeweilige spezifische Markt, in dem Alternativen dazu existieren oder entwickelt werden. Somit sind die ökonomischen Analysen der verschiedenen Geschäftsmodelle einer Power-to-Gas-Anlage für eine Einordnung in das Gesamtsystem immer hinsichtlich ihrer systemischen Benchmarks zu interpretieren. Selbstverständlich sind die Ausprägungen einer betriebswirtschaftlichen Wettbewerbskompatibilität mit den jeweiligen Benchmarks auch sehr unterschiedlich konstituiert. Dies erschwert eine kompakte Analyse zu den aktuellen und erwarteten betriebswirtschaftlichen Ausprägungen im Sinne der Wettbewerbskompatibilität des Systems bzw. der Technologien. Als Konsequenz ist jeweils separat eine Bewertung einer spezifischen Anwendung des Power-to-Gas-Systems und der damit verbundenen Konkurrenzsysteme oder Alternativlösungen notwendig. Diese Bewertungen erfolgen in Kapitel 4.3.

Eine grundlegende direkte volkswirtschaftliche Relevanz des Systems für Deutschland wird zudem auch durch einen Know-How- und Technologieaufbau erfolgen. Neben der Verbesserung und Optimierung des mitteleuropäischen Energiesystems wird bei einer Forcierung von Power-to-Gas auch eine Technologiesubstitution durch deutsche Produkte im Inland sowie der

Technologieexport durch neue innovative Produkte forciert werden. Im Zuge der vorliegenden Studie kann keine quantitative Analyse der makroökonomischen Ausprägungen im Sinne klassischer Indikatoren wie Effekte auf das deutsche Bruttoinlandsprodukt oder auf das Beschäftigungsniveau erfolgen.

Eine approximative qualitative Analyse für makroökonomische Effekte ergibt allerdings im Fall einer Bewertung der Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen positive Effekte auf die deutsche Volkswirtschaft. Es ist zu konstatieren, dass die Realisierung und der Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen zum einen ein höheres Bruttoinlandsprodukt und zum anderen auch ein wenn auch gering ausgeprägtes höheres Beschäftigungsniveau bewirkt, sofern das Geschäftsmodell auch darauf beruht, dass durch die höhere Produktion bzw. durch die Speicherung von Energie alternative Energieimporte substituiert werden. Ein potentiell höheres Bruttoinlandsprodukt Deutschlands sowie positive Beschäftigungseffekte in Deutschland durch die Implementierung von Power-to-Gas-Anlagen basiert, im Vergleich zu einer Situation ohne Umsetzung der Anlagen, auf folgenden positiven und negativen Säulen:

#### Positive Komponenten:

- a) zusätzliche Ausgaben der Unternehmen (=Investitionen) zur Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen und dadurch zusätzlich generierte Wertschöpfung in Deutschland;
- b) Substitution von Energieimporten durch inländische Quellen in Form von Wasserstoff oder synthetischem Methan aus zusätzlichen Windkraftanlagen/Photovoltaikanlagen und einem dadurch signifikanten Wertschöpfungsgewinn;
- c) erhöhte Nutzung elektrischer Energie aus volatilen Erzeugungsanlagen durch Energiespeicherung in Zeiten höchst volatiler Produktion;
- d) Know-How-Aufbau sowie Nutzung inländischer Technologiekomponenten und einem daraus folgenden Produktions- und Technologieexport
- e) aus den Investitionen resultierende positive sektorale Auswirkungen auf die Anzahl der Beschäftigungsverhältnisse (insbesondere in der Bauwirtschaft und in der Technologieproduktion);
- f) zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse führen wiederum zu einer erhöhten Lohnsumme und anschließend zu einem dadurch ausgelösten höheren privaten Konsum.

#### negative Komponente:

- a) Umwälzung der höheren Energiepreise durch die aktuell – aufgrund des Technologiestadiums – noch höheren Herstellungskosten auf den Endverbraucher;

Der am größten ausgeprägte Einfluss auf ein positives makroökonomisches Ergebnis ist die Substitution von Energieimporten durch inländische Energiequellen, wodurch ein signifikanter Wertschöpfungsgewinn und eine deutliche Steigerung der Nettoexporte bewirkt werden kann. Dies wird fundamental unterstützt durch die positiven Investitionsimpulse, von denen prioritär Bauwirtschaft, Sachgütererzeugung und Dienstleistungsunternehmen profitieren. Eine qualitative Einschätzung der makroökonomischen Auswirkungen der Errichtung und des Betriebs von Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland ergibt somit approximativ – unter der Voraussetzung, dass nicht in Deutschland produzierte Energie substituiert wird, sondern dass Energieimporte ersetzt werden, dass die ausgelösten Mehrrundeneffekte insgesamt positiv ausgeprägt sind, wenngleich die finanzielle Mehrfachbelastung partiell auch negative Einflüsse auf das Ergebnis erzeugt hat.

## 4.2 Signifikante Unsicherheiten der System-Entwicklung

Eine zentrale Problemstellung in der ökonomischen und systemischen Bewertung neuer Technologien – und somit in diesem Kontext auch der Power-to-Gas-Technologie – ist die partielle Abhängigkeit von globalen Entwicklungen, sowohl von Angebots- als auch von Nachfrageentwicklungen. Im Folgenden soll darauf eingegangen werden. Zudem ist zusätzlich zu den quantitativen Analysen und Bewertungen einer Technologie immer auch eine qualitative Betrachtung der Akzeptanz der Technologieausprägungen sowie deren Alternativen von Bedeutung.

Für jede Technologie ist mittel- bis langfristig eine signifikante Abhängigkeit von der generellen technologischen Weiterentwicklung am globalen Markt gegeben, so auch langfristig für Power-to-Gas. Nichtsdestotrotz ist zu konstatieren, dass auch langfristig der spezifische Einsatz der Technologie, die Geschäftsmodelle und Betriebsführungen der Anlagen und die spezifischen Technologiekomponenten entscheidende Einflussfaktoren sind, die für spezifische Regionen und somit von Deutschland aus das betriebswirtschaftliche Ergebnis und den systemischen Nutzen maßgeblich beeinflussen werden. Dennoch bleiben Komponenten in der Gesamtanalyse bestehen, die auch exogen bzw. extern determiniert werden. Eine nicht direkt aus Deutschland beeinflussbare Größe sind hierbei vor allem bestimmte Nachfrageentwicklungen nach Energiespeicher- oder auch nach Energietransporttechnologien in anderen Märkten und Regionen. Dadurch können signifikante Lernkurven und auch Skaleneffekte entstehen, die entscheidende Kostenreduktionen von Technologiekomponenten auch am deutschen Markt bewirken. Eine entscheidende Einflussgröße kann hierbei die zukünftige Nachfrage nach Back-up-Systemen in Regionen mit schlecht ausgebauter Stromnetzinfrastruktur darstellen.

Aktuell ist eine Nachfrage nach Power-to-Gas-Systemen im globalen Kontext prioritär in Deutschland vorhanden; vereinzelt ist dies auch in anderen mitteleuropäischen Ländern wie Österreich, Niederlande und Schweiz der Fall, aber auch international etwa in Kanada oder in französischen Überseedestinationen. Die globale Nachfrage könnte allerdings entscheidend durch Back-up Systeme für dezentrale Anlagen in Entwicklungs- und Schwellenländern mit suboptimalem bzw. schlechtem Netzausbaugrad determiniert werden. In Indien etwa gibt es seitens der Telekombetreiber eine hohe Anzahl an unzureichend mit elektrischer Energie versorgten Telekomanlagen, die aktuell mit ineffizienten und teuren Dieselaggregaten betrieben werden. Back-up-Systeme, mit Elektrolyseeinheiten und Brennstoffzellen, die eine Wasserstofferzeugung und -speicherung sowie eine Rückverstromung integriert haben, können hierbei eine entscheidende und zukunftssträchtige Alternative bieten. Die hohe Anzahl an Regionen mit unzureichender Versorgungssicherheit aufgrund schlecht ausgebauter Stromnetzinfrastruktur, insbesondere in Asien aber auch in Afrika und Südamerika könnte somit eine große Nachfrage nach Strom-Back-up-Systemen mit dynamischen Elektrolyseeinheiten generieren, wodurch die gesamte Fertigung der Elektrolyseure auf eine halb- bis vollautomatische Stufe gehoben werden könnte. Da die Investitionskosten des dynamischen Elektrolyseurs fundamental von der Fertigung der Technologie beeinflusst werden, würden sich bei einer hohen Nachfrage die Lernkurven in der Produktion erheblich verändern. Eine exakte Abschätzung dieser Entwicklung ist im Moment nicht möglich – dieser Trend muss aber in der weiteren Marktbeobachtung stehen.

Eine weitere Unsicherheit in der zukünftigen Systementwicklung ist die generelle Akzeptanz der Power-to-Gas-Technologie in der deutschen Bevölkerung. Hierbei sind allerdings auch die Alternativlösungen zu Power-to-Gas, etwa der signifikante Stromnetzausbau in ihrer sozialen Akzeptanz zu betrachten. Die Strategie des großflächigen Stromnetzausbaus ist hierbei mit erheblichen Problemen verbunden, da die Akzeptanz der Bevölkerung für breite neue Stromtrassen (noch) nicht gegeben ist. Es existiert hierbei das bei vielen Infrastrukturprojekte bekannte fundamentale NIMBY („not in my backyard“) -Problem. Der signifikante Ausbau der Hochspannungsnetze, etwa für den Transport von elektrischer Energie aus dem Nord- und Ostseeraum oder aus den zukünftigen Speichergebieten in Skandinavien, wird mit signifikanten Eingriffen in die Topografie verbunden sein, wodurch soziodemografische Probleme bis hin zu Absiedlungen zu erwarten sind. Die Akzeptanz der Bevölkerung für große Infrastrukturprojekte, die signifikante Eingriffe in das Landschaftsbild verursachen, ist aktuell als nicht sehr hoch einzuschätzen, sodass politische Herausforderungen zur Realisierung der Projekte gegeben sind.[49] Neben dem Ausbau der Leitungsinfrastruktur ist auch die Realisierung der Nutzung von zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten im Alpenraum verstärkt mit

hohen Akzeptanzproblemen in der Gesellschaft verbunden. Generell wird zwar der Ausbau der erneuerbaren Energieträger von der breiten Bevölkerung tendenziell befürwortet, allerdings ist die dafür notwendige Umsetzung von größeren Infrastrukturprojekten vor allem mit lokalen Initiativen vor Ort – auch außerhalb Deutschlands wie etwa in Tirol - konfrontiert. Dies ist u.a. auch mit der erwähnten NIMBY-Problematik zu erklären.

Hinsichtlich der Akzeptanz von Power-to-Gas-Anlagen existieren bislang keine großen Erfahrungswerte. Hier ist an dieser Stelle auf die Analysen des DBI Leipzig im vorliegenden Gesamtprojekt zu referenzieren. Als Exempel sei hier das Statement eines deutschen Power-to-Gas-Anlagenbetreiber erwähnt, der nahezu keine Probleme seitens der Bevölkerung mit der Errichtung und des Betriebs der Anlage berichtet hat und die Errichtung neuer Windkraftanlagen als weitaus signifikanteres Akzeptanzproblem ausmacht. In diesem Kontext ist jedoch vor allem auch die soziale Akzeptanz von Wasserstoff-Technologien von Bedeutung – d.h. bei jenen Anwendungsbereichen, wo die Bevölkerung mit dem spezifischen Energieträger in ihrem Umfeld und in ihrem alltäglichen Gebrauch in Berührung kommt, wie etwa im Mobilitätsbereich. Hierzu existieren aktuelle Studien zur Akzeptanz der Wasserstoffmobilität in Deutschland. Das Projekt „HyTrust“ untersucht die gesellschaftlichen Auswirkungen der Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Mobilitätssektor. Hierbei wird grundlegend ein positives Image konstatiert; die grundsätzliche Akzeptanz von Wasserstofftechnologien ist laut den getätigten Umfragen schon relativ hoch. Hierzu werden allerdings noch zusätzliche Erfahrungen der Bevölkerung im Alltag wesentlich sein. Als generelles erstes Fazit zur gesellschaftlichen Akzeptanz ist zu erwähnen, dass Power-to-Gas ( $H_2$  und  $CH_4$ ) Vorteile gegenüber den vorhandenen alternativen Speichertechnologien sowie gegenüber einem Netzausbau besitzt. Dies stellt eine nicht zu vernachlässigende Komponente in den Zukunftsperspektiven der Technologie dar.

### 4.3 (Volkswirtschaftliche) Benchmarks für die 4 Geschäftsmodelle

Die makroökonomische Bewertung der vier ausgewählten Geschäftsmodelle beinhaltet jeweils den Vergleich mit den spezifisch relevanten Benchmarks am Markt bzw. in der Volkswirtschaft, die sich von Fall zu Fall unterscheiden. Als Vergleichswerte wurden spezifische Kosten aus diversen Studien bzw. eigenen Berechnungen herangezogen. Eine Kombination von Geschäftsmodellen ist nicht Gegenstand dieses Projekts, würde allerdings die Gestehungskosten für Wasserstoff bzw. synthetisches Methan aus Power-to-Gas teilweise erheblich reduzieren.

#### 4.3.1 Speicherung elektrischer Energie

Als Benchmark für die Speicherung elektrischer Energie kommen vor allem Pumpspeicherkraftwerke oder adiabate Druckluftspeicher in Frage, wobei sowohl Pumpspeicherkraftwerke oder adiabate Druckluftspeicher keine Langzeitspeicherung von elektrischer Energie ermöglichen können.

Für die Bewertung zukünftiger sowie Kosten der Energiespeicherung wurde die Studie „100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen aus dem Jahr 2010 (SRU-Studie) herangezogen [40]. In der SRU-Studie werden mit Ausblick auf eine vollständige Stromversorgung Deutschlands mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2050 unterschiedliche Versorgungs- sowie Nachfrageszenarien definiert und quantifiziert. Für die Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk und adiabate Druckluftspeicher werden in der Studie für jedes Szenario der zukünftige Bedarf und die damit verbundenen Kosten dargestellt. Um eine Bandbreite der möglichen zukünftigen Energiespeicherkosten zu erhalten, werden zwei Szenarien aus dieser Studie herangezogen. Zum einen ein nationales Szenario und zum anderen ein Szenario, das einen Verbund mit Norwegen unterstellt. Zusätzlich werden in [40] auch zwei verschiedene Strombedarfs-Szenarien angesetzt, die von einem jährlichen Gesamtstrombedarf von 509 TWh<sub>el</sub> bzw. 700 TWh<sub>el</sub> ausgehen.

Für Pumpspeicherkraftwerke liegen die Kosten im nationalen Szenario demnach zwischen 7,1 und 7,7 € je MWh<sub>el</sub>. Im Verbund mit Norwegen steigen diese deutlich auf 21,4 bis 28,3 € je MWh<sub>el</sub>. Zu den reinen Speicherkosten kommen in Tab. 4-1 auch noch die Strombezugskosten aus Geschäftsmodell 1 hinzu. Für Pumpspeicherkraftwerke wird dabei ein Wirkungsgrad von 80 % festgelegt. [40]

Adiabate Druckluftspeicher kommen im nationalen Szenario je nach Gesamtstrombedarf auf 10,9 bis 11,7 € je MWh<sub>el</sub>. Im Verbund mit Norwegen steigen diese ebenfalls und liegen bei 27,6 bis 48,9 € je MWh<sub>el</sub>. Auch hier kommen in Tab. 4-1

noch die Strombezugskosten aus Geschäftsmodell 1 hinzu. Die Effizienz von adiabaten Druckluftspeichern wird in [40] mit rund 70 % angegeben.

Tab. 4-1 zeigt die unterschiedlichen Gestehungskosten der Energiespeichertechnologien. Für Pumpspeicherkraftwerke sowie adiabate Druckluftspeicher wurde jeweils der Mittelwert der Kosten für einen Gesamtstrombedarf von 509 bzw. 700 TWh<sub>el</sub>/a herangezogen.

Tab. 4-1: Energiespeichertechnologien als Benchmark für Power-to-Gas.

Kosten verschiedener Energiespeichertechnologien		Anmerkung
Pumpspeicher	8,4 bis 29,6 Cent / kWh <sub>el</sub>	Werte aus der SRU-Studie [40] für die Szenarien 2050 national (min) bzw. Verbund NOR (max) Volllaststunden ca. 2000 h/a; Strombezugskosten inkl.
adiabater Druckluftspeicher	12,3 bis 50,3 Cent / kWh <sub>el</sub>	Werte aus der SRU-Studie [40] für die Szenarien 2050 national (min) bzw. Verbund NOR (max) Volllaststunden ca. 1050 h/a; Strombezugskosten inkl.
Power-to-Gas H <sub>2</sub>	20,9 bis 42,3 Cent / kWh	Optimistische Gestehungskosten 2030, Geschäftsmodell 1 - Einspeisung in das Erdgasnetz ohne EEG-Umlage (min) bzw. Rückverstromung (max)
Power-to-Gas SNG	30,5 bis 60,9 Cent / kWh	Optimistische Gestehungskosten 2030, Geschäftsmodell 1 - Einspeisung in das Erdgasnetz ohne EEG-Umlage (min) bzw. Rückverstromung (max)

Die Gestehungskosten für Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas werden aus den Berechnungen zu Geschäftsmodell 1 herangezogen. Primäre Intention dieses Geschäftsmodells ist die Nutzung von Überschussstrom aus Windkraftanlagen. Die verwendeten Werte sind in Tab. 4-1 dargestellt. Der untere Wert (Minimum) stellt die zukünftigen optimistischen Gestehungskosten von eingespeistem Wasserstoff bzw. Methan unter Annahme einer Befreiung von der EEG-Umlage dar. Der obere Wert (Maximum) berücksichtigt den Wirkungsgradverlust durch Rückverstromung der eingespeisten Energieträger.

Abb. 4.1 zeigt den Vergleich der Gestehungskosten von Power-to-Gas mit anderen Energiespeichertechnologien.

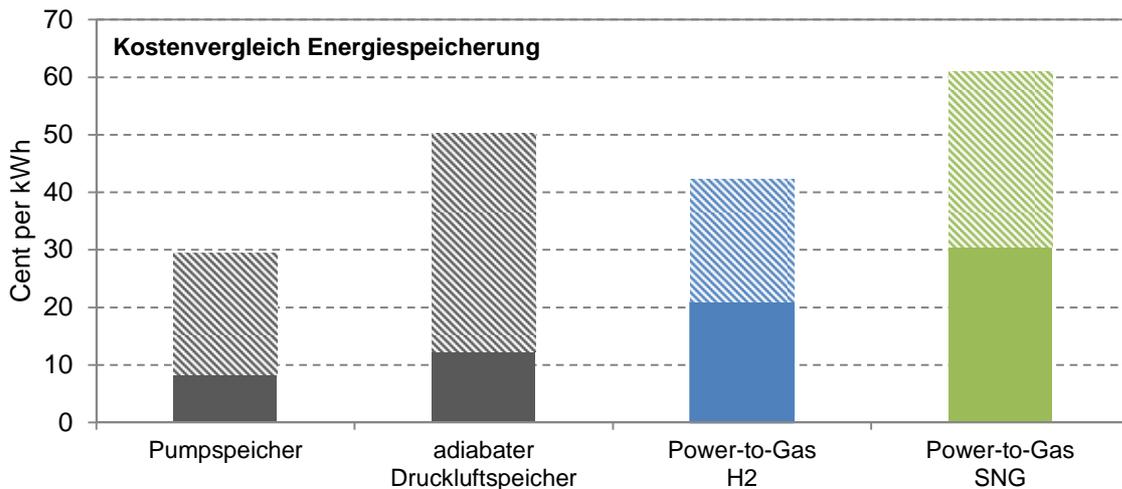


Abb. 4.1: Kostenvergleich verschiedener Energiespeichertechnologien mit Power-to-Gas.

*Anmerkung: Die minimalen und maximalen Gestehungskosten (schraffierter Bereich im Säulendiagramm) sowie deren Berechnung sind in Tab. 4-1 dargestellt.*

Es zeigt sich, dass Power-to-Gas als Energiespeichertechnologie hinsichtlich der Kosten durchaus mit herkömmlichen Technologien wie Pumpspeichern oder adiabaten Druckluftspeichern konkurrieren kann. Großer Unterschied zwischen den Technologien besteht allerdings beim verfügbaren Potential, das vor allem bei Pumpspeichern sehr begrenzt ist. Auch die örtliche Gebundenheit wirkt sich nachteilig auf die Einsetzbarkeit von Pumpspeichern aber auch Druckluftspeichern aus. Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas Anlagen können zudem über einen deutlich längeren Zeitraum im vorhandenen Erdgasnetz gespeichert werden und sind so vor allem für eine saisonale Speicherung interessant.

### 4.3.2 Netzausbau

Bei Windkraftanlagen in entlegenen Gebieten kann der Strom oft aufgrund eines schwachen Stromnetzes nicht abtransportiert werden und wird so zu sogenanntem Überschussstrom. Um diesen zu nutzen, kann entweder ein Energiespeicher eingesetzt werden oder das Stromnetz ausgebaut und dadurch ein Abtransport der elektrischen Energie ermöglicht werden. Als Benchmark zu Geschäftsmodell 1, mit dem prioritärem Ziel der Nutzung von Überschussstrom, können demnach neben verschiedenen Energiespeichertechnologien auch die Kosten des Netzausbaus herangezogen werden.

Durch eine verstärkte Integration erneuerbarer Energieträger in die Stromproduktion wird die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur unterschiedlich belastet, sodass

auch die Ausbaurkosten des jeweiligen Netzes differenziert zu betrachten sind. Somit werden die Kosten für das Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) sowie die notwendigen Aufwendungen für das Verteilnetz (Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene) zunächst gesondert ermittelt um in einem weiteren Schritt die gesamten Ausbaurkosten der Netzinfrastruktur zu bewerten.

#### 4.3.2.1 Ausbaurkosten für das Übertragungsnetz

Um die Kosten für den Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur zu bewerten, wird zunächst auf die Studie „100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen aus dem Jahr 2010 (SRU-Studie) eingegangen [40]. In der SRU-Studie wurden mit Ausblick auf eine vollständige Stromversorgung Deutschlands mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2050 unterschiedliche Versorgungs- sowie Nachfrageszenarien definiert und quantifiziert. Davon werden in weiterer Folge jedoch nur jene Szenarien untersucht, die ausschließlich einen Ausbau der Netzinfrastruktur berücksichtigen. Jene Varianten, die ebenso einen Ausbau der Speicherkapazitäten berücksichtigen, werden an dieser Stelle nicht untersucht. Zunächst werden in der SRU-Studie, unabhängig der jeweiligen untersuchten Varianten, für den innerdeutschen Netzausbau überschlägige Kosten für einen zusätzlichen Netzausbau infolge einer erneuerbaren Stromversorgung im Jahr 2050 abgeschätzt. Unter der Annahme von Übertragungstrassen zwischen Nord- und Süd, bzw. Westdeutschland ergeben sich dabei Kosten von 1 bis 2 Cent/kWh<sub>el</sub>. Darauf aufbauend werden jährliche Gesamtkosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes sowie gemäß dem zu übertragenden Überschuss spezifische Netzausbaurkosten für eine vollständige Selbstversorgung Deutschlands im Jahr 2050 (Austausch von max. 15 % der Jahresarbeit mit Dänemark/Norwegen) ermittelt. Für das im Jahr 2050 prognostizierte Nachfrageszenario 1 (509 TWh Stromverbrauch und 123 TWh Überschussproduktion) ergeben sich dabei Zusatzkosten für den Netzausbau in Höhe von 5,2 Cent/kWh<sub>el</sub> und für Nachfragesituation 2 (700 TWh Stromverbrauch und 103 TWh Überschussproduktion) spezifische Kosten in Höhe von 6,2 Cent/kWh<sub>el</sub>.

Eine wesentlich größere Bandbreite an spezifischen Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes wird hingegen in der Studie „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025“ von der deutschen Energie-Agentur GmbH aus dem Jahr 2010 (dena-Netzstudie II) quantifiziert [41]. Im Vergleich zur SRU-Studie steht nicht das Jahr 2050 im Fokus der Betrachtungen, sondern werden die zusätzlichen Infrastrukturkosten aufgrund einer verstärkten Integration erneuerbarer Energieträger in die deutsche

Stromversorgung bis 2020 quantifiziert. Dabei werden ebenso nur jene Varianten weiter verfolgt, die einzig den Ausbau der Netzinfrastruktur betrachten, sodass Szenarien, die zudem einen Ausbau der Speicherkapazitäten berücksichtigen an dieser Stelle unberücksichtigt bleiben. Ausgegangen wird demnach von der Variante „BAS 000“ mit jährlichen Investitionskosten in die Netzinfrastruktur von 0,95 Mrd. € sowie den Sensitivitätsvarianten „VSC1“ und „VSC2“ mit Jahreskosten zwischen 1,99 und 2,72 Mrd. €. Bei „BAS 000“ handelt es sich um die Basisvariante, innerhalb derer ein Zubau einer 380 kV Drehstromleitung vorgesehen ist. Im Zuge der beiden Sensitivitätsvarianten wird hingegen ein DC-Zubaunetz mit Kabeln und VSC-Konvertern betrachtet, wobei sich „VSC1“ und „VSC2“ nur durch die Anzahl der Konverterstationen und die Betriebskonzepte unterscheiden. Hinsichtlich Stromaufbringung wird in der dena-Netzstudie II im Jahr 2020 um 99 TWh mehr an Strom aus Windkraft erzeugt, die 61 TWh an elektrischer Energie durch Kohle und Kernkraft aus dem Erzeugungsmix verdrängen. Somit besteht im Jahr 2020 für das deutsche Stromnetz ein Austauschsaldo zwischen Strom aus Windkraft und fossilen Energieträgern im Ausmaß von 38 TWh. Auf Basis der prognostizierten jährlichen Investitionskosten in die Netzinfrastruktur sowie dem Austauschsaldo bzw. der Überschussproduktion von 38 TWh im Jahr 2020 werden für die jeweiligen Varianten spezifische Netzausbaukosten ermittelt. Daraus ergeben sich, umgelegt auf die einzelne in Überschuss produzierte kWh, für die Basisvariante („BAS 000“) Zusatzkosten für den Netzausbau in Höhe von 2,5 Cent/kWh<sub>el</sub> sowie für die beiden Sensitivitätsvarianten „VSC1“ und „VSC2“ spezifische Kosten zwischen 5,2 Cent/kWh<sub>el</sub> und 7,1 Cent/kWh<sub>el</sub> bis zum Jahr 2020.

Somit ergeben sich aufgrund der Analyse der SRU-Studie und dena-Netzstudie II zum Teil beträchtliche Unterschiede in der Abschätzung der spezifischen Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes, was vor allem auf unterschiedliche Rahmenbedingungen (Methodik, Zeithorizont, Entwicklungspfade, usw.) zurückzuführen ist. Nach einer umfassenden Plausibilitätsprüfung wird für weiterführende Berechnungen eine Bandbreite zwischen 2,5 Cent/kWh<sub>el</sub> und 7,1 Cent/kWh<sub>el</sub> herangezogen. Diese Bandbreite entspricht dem Minimal- bzw. Maximalwert gemäß der dena-Netzstudie II, beinhaltet jedoch auch die quantifizierten spezifischen Kosten aus der SRU-Studie.

#### **4.3.2.2 Ausbaukosten für das Verteilnetz**

Wie bereits erwähnt, werden hinsichtlich der Ausbaukosten die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastruktur unterschiedlich belastet, sodass an dieser Stelle die Verteilnetze gesondert betrachtet werden. Ähnlich wie bei der Betrachtung der Übertragungsnetze wird auch hier auf Verteilnetz-Studien zurückgegriffen, allen

voran auf die Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, erstellt von deutschen Energie-Agentur GmbH aus dem Jahr 2012 (dena-Verteilnetzstudie) [11]. In der dena-Verteilnetzstudie werden konkret zwei Ausbauszenarien für die Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bis 2030 für nähere Untersuchungen herangezogen. Zum einen das Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (Szenario NEP B 2012), welches als Leitszenario definiert wurde und auf veröffentlichten Daten und Studien basiert. Andererseits das sogenannte Bundesländerszenario, welches auf den Zielsetzungen der deutschen Bundesländer im Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zugrunde liegt und deutlich höhere Ausbautzahlen wie „Szenario NEP B 2012“ aufweist. Zunächst wird je Szenario das Investitionsvolumen gesondert für die Nieder-, Mittel und Hochspannungsebene bis 2030 in Deutschland prognostiziert und durchschnittliche jährliche Gesamtkosten für das Verteilnetz abgeleitet, sodass sich abhängig von der untersuchten Variante jährliche Kosten zwischen 1,62 und 2,50 Mrd. € ergeben. Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung wird in der dena-Verteilnetzstudie für die Technologien Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und Kraft-Wärme-Kopplung getrennt betrachtet, wobei über die prognostizierten installierten Leistungen sowie Volllaststunden, die Jahresarbeit der jeweiligen Technologie ermittelt wurde. Für das „Szenario NEP B 2012“ wurden dadurch ein Ausbaupotential von 375 TWh und für das „Bundesländerszenario“ ein zusätzliches erneuerbares Stromaufkommen von 507 TWh für 2030 ermittelt. Werden in weiterer Folge die prognostizierten jährlichen Kosten für den Ausbau der Verteilnetze in Relation zum jeweiligen Ausbaupotential gesetzt, so ergeben sich für „Szenario NEP B 2012“ spezifische Zusatzkosten für den Netzausbau in Höhe von 0,43 Cent/kWh<sub>el</sub> und für das „Bundesländerszenario“ spezifische Kosten in Höhe von 0,49 Cent/kWh<sub>el</sub>.

Wesentlich höhere spezifische Kosten für den Ausbau des Verteilnetzes ergeben sich aufgrund der Prognosen des Gutachtens „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020“ im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) aus dem Jahr 2011 (BDEW-Gutachten) [42]. Die dabei untersuchten Ausbauszenarien „Energieszenario der Bundesregierung“ und „BMU-Leitszenario“ betrachten dabei ausschließlich den Zubau an Photovoltaik sowie von Windkraft onshore bis zum Jahr 2020. Ähnlich wie in der dena-Verteilnetzstudie wird auch im BDEW-Gutachten für die beiden Varianten das Investitionsvolumen aufgrund des Zubaus erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien bis 2020 quantifiziert und daraus jährliche Gesamtkosten für das Verteilnetz abgeleitet. Dabei ergeben sich 1,20 Mrd. € für das „Energieszenario der Bundesregierung“ und für das „BMU-Leitszenario“ Jahreskosten in der Höhe von 2,40 Mrd. €. Gemäß Prognosedaten für installierte Leistungen sowie Volllaststunden für Photovoltaik und Windkraft lassen sich schließlich Zubaupotentiale im Ausmaß zwischen 40,9 TWh und 66,9 TWh

ableiten, sodass sich für das „Energieszenario der Bundesregierung“ spezifische Verteilnetzausbaukosten von 2,8 Cent/kWh<sub>el</sub> und für das „BMU-Leitszenario“ Kosten in der Höhe von 3,6 Cent/kWh<sub>el</sub> quantifizieren lassen.

Unterschiedliche Rahmenbedingungen in der dena-Verteilnetzstudie sowie des BDEW-Gutachtens ergeben auch in der Analyse der Ausbaukosten des Verteilnetzes Differenzen in den Ergebnissen. Für weitere Berechnungen wurde demnach eine umfassende Plausibilitätsprüfung durchgeführt, um schließlich eine Bandbreite zwischen 0,4 Cent/kWh<sub>el</sub> und 3,6 Cent/kWh<sub>el</sub> festzulegen. Der Minimalwert ergibt sich dabei aus der dena-Verteilnetzstudie und der Maximalwert aus dem BDEW-Gutachten.

In den beiden vorhergehenden Abschnitten wurden Übertragungs- und Verteilnetz gesondert betrachtet. Um jedoch aufgrund einer verstärkten Integration erneuerbarer Stromproduktion die Kosten für den gesamten Netzzubau zu untersuchen, müssen die Kosten für das Übertragungsnetz mit den Kosten für die Verteilnetzinfrastruktur zusammengeführt werden. Entsprechend der zuvor ermittelten Werte ergibt sich ein Minimalwert für die gesamten Netzausbaukosten von 2,9 Cent/kWh<sub>el</sub> und als Maximalwert Kosten von 10,7 Cent/kWh<sub>el</sub>. Tab. 4-2 zeigt die Netzausbaukosten und Gestehungskosten von Power-to-Gas zum Vergleich. Bei den Kosten für den Netzausbau sind zusätzlich die Strombezugskosten aus dem Geschäftsmodell 1 inkludiert.

Tab. 4-2: Netzausbaukosten als Benchmark für die Power-to-Gas Technologie.

Kosten Netzausbau im Vergleich zu Power-to-Gas		Anmerkung
Ausbau Übertragungsnetz und Verteilnetz D	3,9 bis 11,7 Cent / kWh <sub>el</sub>	Werte aus der Dena Netzstudie [11] (min) bzw. einer Studie des BDEW [42] (max) Strombezugskosten inkludiert
Power-to-Gas H <sub>2</sub>	20,9 bis 42,3 Cent / kWh	Optimistische Gestehungskosten 2030, Geschäftsmodell 1 - Einspeisung in das Erdgasnetz ohne EEG-Umlage (min) bzw. Rückverstromung (max)
Power-to-Gas SNG	30,5 bis 60,9 Cent / kWh	Optimistische Gestehungskosten 2030, Geschäftsmodell 1 - Einspeisung in das Erdgasnetz ohne EEG-Umlage (min) bzw. Rückverstromung (max)

Die Gestehungskosten für Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas wurden den Berechnungen zu Geschäftsmodell 1 entnommen. Dabei wurden die Ergebnisse des optimistischen Szenarios für 2030 herangezogen. Der untere Wert (Minimum) stellt die Gestehungskosten von H<sub>2</sub> bzw. CH<sub>4</sub> bei Einspeisung in das Erdgasnetz unter der

Annahme einer Befreiung von der EEG-Umlage dar. Der obere Wert (Maximum) berücksichtigt zusätzlich den Wirkungsgradverlust bei Rückverstromung der eingespeisten Energieträger. Abb. 4.2 zeigt den Vergleich der Gestehungskosten von Power-to-Gas mit den Kosten für den Netzausbau.

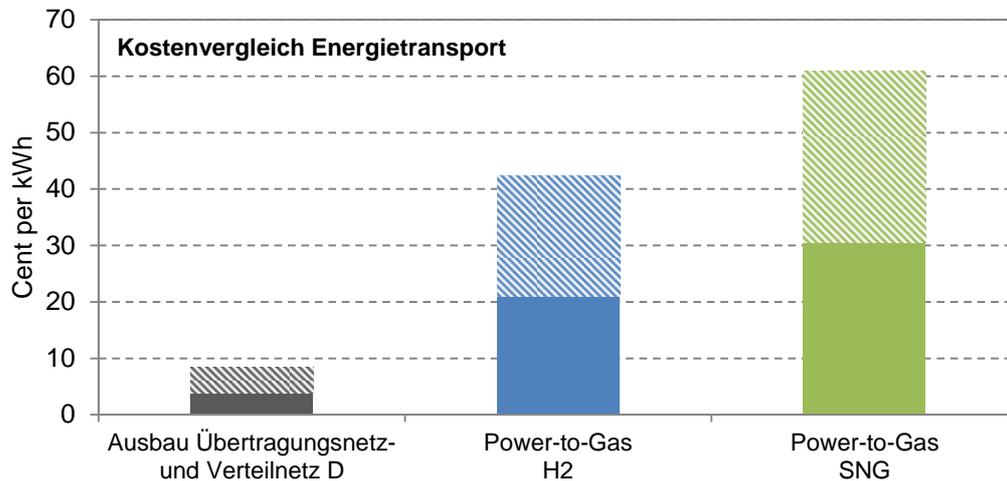


Abb. 4.2: Kostenvergleich Energietransport mit Power-to-Gas.

*Anmerkung: Die minimalen und maximalen Gestehungskosten (schraffierter Bereich im Säulendiagramm) sowie deren Berechnung sind in Tab. 4-2 dargestellt.*

Der Kostenvergleich in Abb. 4.2 zeigt, dass die Gestehungskosten für Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas deutlich höher liegen, als die durchschnittlichen Kosten für einen verstärkten Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene in Deutschland. Neben den Kosten sollten aber auch andere Aspekte, wie beispielsweise die Akzeptanz in der Bevölkerung betrachtet werden. Netzinfrasturprojekte sind in der Öffentlichkeit meist sehr umstritten und mit großen Widerständen aus der Bevölkerung konfrontiert. Power-to-Gas Anlagen zur Nutzung von Überschussstrom können hingegen in der Nähe von entlegenen Windparks errichtet werden und sind so außerhalb besiedelter Gebiete. Der Energietransport erfolgt dann im bestehenden Erdgasnetz es sind keine zusätzlichen Infrastrukturprojekte erforderlich.

### 4.3.3 Fossile und biogene Kraftstoffe

Wasserstoff oder synthetisches Methan aus Power-to-Gas Anlagen können als Kraftstoffe im Mobilitätsbereich eingesetzt werden. Als Benchmarks dienen in diesem Anwendungsfall sowohl fossile als auch erneuerbare Kraftstoffe. Neben einem Kostenvergleich mit aktuellen Kosten für das Jahr 2013 werden auch zukünftige (2030) Kosten und rechtliche Rahmenbedingungen dargestellt.

Die aktuellen (2013) spezifischen Kraftstoffkosten sind Tab. 4-3 aufgelistet. Die angegebenen Werte für die fossilen Kraftstoffe Benzin, Diesel und Erdgas stellen den jeweils aktuellen Endverbraucherpreis (ohne Mehrwertsteuer) an der Tankstelle dar und beinhalten auch die aktuell zu entrichtende Energiesteuer. Dabei gilt für Erdgas bis zum Jahr 2018 ein verminderter Energiesteuersatz. Die Kosten für die Biokraftstoffe Biogas, Biodiesel und Ethanol wurden Schiffers et al. [43] bzw. Charles et al. [44] entnommen und schwanken je nach Einsatzrohstoff und Produktionsprozess in den angegebenen Bandbreiten. Während Biomethan und Bioethanol noch bis 2015 von der Energiesteuer befreit sind, fällt für Biodiesel bereits jetzt eine Energiesteuer von 5,0 Cent je kWh an.

Tab. 4-3: Fossile und erneuerbare Kraftstoffe als Benchmark für die Power-to-Gas Technologie, Aktuelle (2013) rechtliche Rahmenbedingungen und Kosten.

Angenommene Kosten verschiedener fossiler und erneuerbarer Kraftstoffe - 2013		Anmerkung
Benzin	17,8 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Angenommener Endverbraucherpreis ohne MWSt. (inkl. Energiesteuer von 7,3 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Diesel	14,1 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Angenommener Endverbraucherpreis ohne MWSt. (inkl. Energiesteuer von 4,7 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Erdgas	7,1 / kWh <sub>LHV</sub>	Angenommener Endverbraucherpreis ohne MWSt. (inkl. reduzierte Energiesteuer von 1,4 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Power-to-Gas H2	32,4 bis 46,7 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Gestehungskosten aus Geschäftsmodell 2 für eine 1 MW-Anlage im Jahr 2013 (Strombezugskosten zwischen 3,7 und 10,5 Cent / kWh) – inkl. EEG-Umlage
Power-to-Gas SNG	38,6 bis 55,7 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Gestehungskosten aus Geschäftsmodell 2 für eine 1 MW-Anlage im Jahr 2013 (Strombezugskosten zwischen 3,7 und 10,5 Cent / kWh) – inkl. EEG-Umlage
Biomethan	8,3 bis 9,5 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Gestehungskosten für Biomethan (aufbereitetes Biogas) gemäß [43] inkl. Kosten für die Tankstelleninfrastruktur (lt. [50], steuerbefreit bis 2015)
Biodiesel	14,8 bis 15,8 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Kosten gemäß [44] (inkl. Energiesteuer von 5,0 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Ethanol	9,6 bis 16,9 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Kosten gemäß [44], steuerbefreit bis 2015

Die spezifischen Kosten für Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas wurden den Berechnungen für Geschäftsmodell 2 entnommen, bei dem das prioritäre Ziel die Produktion eines erneuerbaren gasförmigen Produkts für den Mobilitätsbereich ist. Für den Kostenvergleich aktueller Gestehungskosten wurde von einer Power-to-Gas Anlage mit 1 MW<sub>el</sub> Nennleistung ausgegangen. Gemäß aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen ist die EEG-Umlage in diesem Anwendungsfall zu entrichten und wurde somit inkludiert. Der untere Wert (Minimum) der Gestehungskosten in Abb. 4.3 wird bei Strombezugskosten von 3,7 Cent je kWh erreicht, der obere Wert (Maximum) bei 10,5 Cent je kWh.

Abb. 4.3 zeigt den Kostenvergleich fossiler und erneuerbarer Kraftstoffe mit Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas für aktuelle Kosten und rechtliche Rahmenbedingungen.

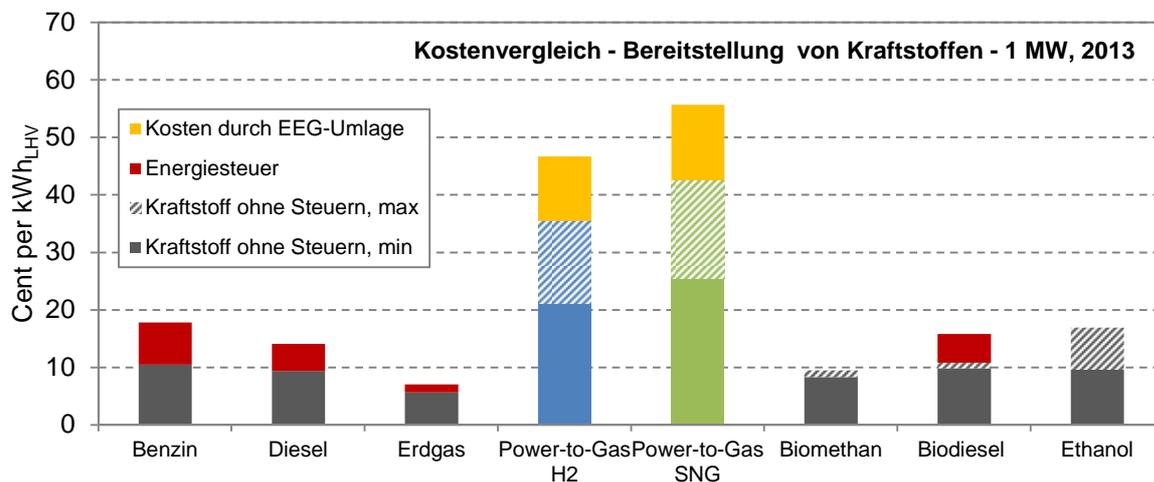


Abb. 4.3: Kostenvergleich verschiedener fossiler und erneuerbarer Kraftstoffe mit Power-to-Gas.

Anmerkung: Die aktuellen (2013) minimalen und maximalen Gestehungskosten (schraffierter Bereich im Säulendiagramm) von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> sowie deren Benchmarks sind in Tab. 4-3 dargestellt.

Abb. 4.3 zeigt, dass die Gestehungskosten von Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas aktuell noch höher liegen als die Kosten für fossile und biogene Kraftstoffe. Bei geringen Strombezugskosten (Gestehungskosten min) und einer etwaigen Befreiung von der EEG-Umlage könnten H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> aus Power-to-Gas aber bereits durchaus mit anderen Kraftstoffen konkurrieren. Zusätzlich zu den wirtschaftlichen Parametern müssen aufgrund der sehr unterschiedlichen eingesetzten Rohstoffe und Produktionsprozesse auch andere Aspekte berücksichtigt werden. Dazu gehören zum Beispiel die entlang der gesamten Produktionskette entstehenden Treibhausgasemissionen, die besonders bei fossilen Kraftstoffen sehr hoch sein können. Aber auch bei Power-to-Gas muss die Herkunft des eingesetzten

elektrischen Stroms berücksichtigt werden, da bei Verwendung von Strom aus fossilen Quellen ebenfalls sehr hohe Treibhausgasemissionen je kWh Wasserstoff bzw. Methan entstehen. Zu den weiteren Aspekten gehören auch das weltweite Mengenpotential und die benötigte Fläche, die vor allem für biogene Kraftstoffe wie Biogas, Biodiesel und Ethanol begrenzt ist.

Die zukünftigen (2030) spezifischen Kraftstoffkosten sind Tab. 4-4 aufgelistet. Die angegebenen Werte für die fossilen Kraftstoffe Benzin, Diesel und Erdgas stellen Endverbraucherpreise (ohne Mehrwertsteuer) bei einem Ölpreis von 200 US-Dollar je Barrel dar und beinhalten die zu entrichtende Energiesteuer. Die Kosten für die Biokraftstoffe Biogas, Biodiesel und Ethanol wurden wiederum Schiffers et al. [43] bzw. Charles et al. [44] entnommen und schwanken je nach Einsatzrohstoff und Produktionsprozess in den angegebenen Bandbreiten.

Tab. 4-4: Fossile und erneuerbare Kraftstoffe als Benchmark für die Power-to-Gas Technologie, Angenommene rechtliche Rahmenbedingungen und Kosten für 2030.

Angenommene Kosten verschiedener fossiler und erneuerbarer Kraftstoffe - 2030		Anmerkung
Benzin	21,9 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Endverbraucherpreis ohne MWSt. bei 200 USD je Barrel (inkl. Energiesteuer von 7,3 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Diesel	18,1 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Endverbraucherpreis ohne MWSt. bei 200 USD je Barrel (inkl. Energiesteuer von 4,7 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Erdgas	7,8 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Angenommener Endverbraucherpreis ohne MWSt. (inkl. Energiesteuer von 3,2 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Power-to-Gas H2	13,6 bis 24,2 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Gestehungskosten aus Geschäftsmodell 2 für eine 10 MW-Anlage im Jahr 2030 (Strombezugskosten zwischen 3,3 und 9,5 Cent / kWh) – ohne EEG-Umlage
Power-to-Gas SNG	15,3 bis 27,8 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Gestehungskosten aus Geschäftsmodell 2 für eine 10 MW-Anlage im Jahr 2030 (Strombezugskosten zwischen 3,3 und 9,5 Cent / kWh) – ohne EEG-Umlage
Biomethan	8,3 bis 9,5 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Gestehungskosten für Biomethan (aufbereitetes Biogas) gemäß [43] inkl. Kosten für die Tankstelleninfrastruktur lt. [50] (inkl. Energiesteuer von 3,2 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Biodiesel	14,8 bis 15,8 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Kosten gemäß [44] (inkl. Energiesteuer von 5,0 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )
Ethanol	9,6 bis 16,9 Cent / kWh <sub>LHV</sub>	Kosten gemäß [44] (inkl. Energiesteuer von 7,3 Cent / kWh <sub>LHV</sub> )

Die spezifischen Kosten für Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas wurden den Berechnungen für Geschäftsmodell 2 für zukünftige Investitionskosten und Rahmenbedingungen entnommen. Für den Kostenvergleich wurde von einer Power-

to-Gas Anlage mit 10 MW<sub>el</sub> Nennleistung ausgegangen. Gemäß aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen ist die EEG-Umlage in diesem Anwendungsfall zu entrichten, für zukünftige Berechnungen wurde hier von einer Befreiung für Power-to-Gas Anlagen ausgegangen. Der untere Wert (Minimum) der Gestehungskosten in Abb. 4.4 wird bei Strombezugskosten von 3,3 Cent je kWh erreicht, der obere Wert (Maximum) bei 9,5 Cent je kWh.

Abb. 4.4 zeigt den Kostenvergleich fossiler und erneuerbarer Kraftstoffe mit Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas für zukünftige (2030) Kosten und angenommene rechtliche Rahmenbedingungen.

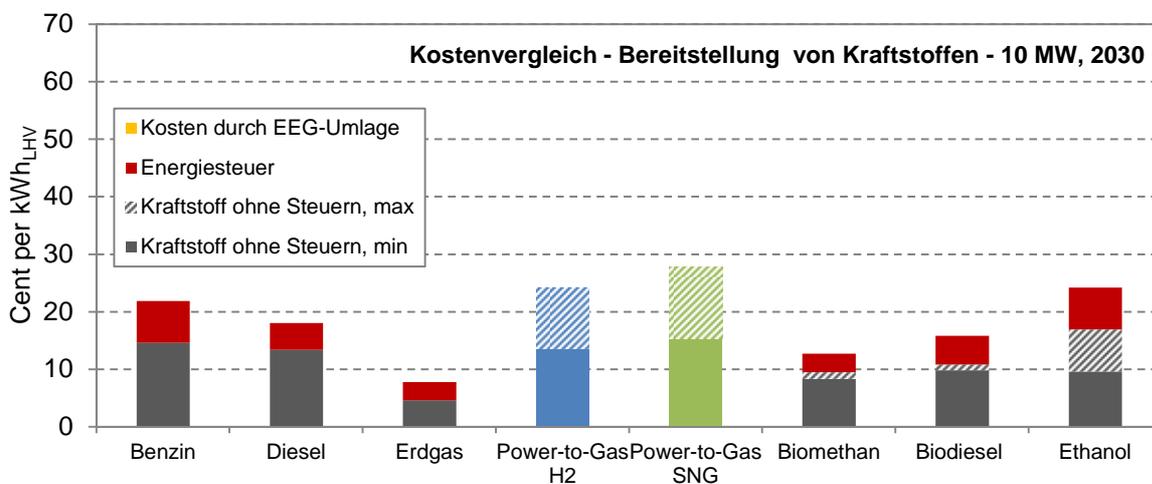


Abb. 4.4: Kostenvergleich verschiedener fossiler und erneuerbarer Kraftstoffe mit Power-to-Gas.

Anmerkung: Die zukünftigen (2030) minimalen und maximalen Gestehungskosten (schraffierter Bereich im Säulendiagramm) von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> sowie deren Benchmarks sind in Tab. 4-3 dargestellt.

Abb. 4.4 zeigt, dass die zukünftigen Gestehungskosten von Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas bei einer angenommenen Befreiung von der EEG-Umlage im Bereich fossiler sowie alternativer Kraftstoffe liegen. Bei geringen Strombezugskosten (Gestehungskosten min) liegen die Kraftstoffkosten von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> sogar unter jenen von Benzin und Diesel. Hier wird davon ausgegangen, dass Kraftstoffe aus Power-to-Gas zukünftig von der Energiesteuer befreit sind, was in Hinblick auf die zukünftige Besteuerung anderer Biokraftstoffe (Biomethan, Bioethanol etc.) allerdings zu hinterfragen ist.

#### 4.3.4 Bereitstellung negativer Regel- und Ausgleichsenergie

Power-to-Gas kann, wie bereits in Geschäftsmodell 3 beschrieben, unter bestimmten Rahmenbedingungen zur Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie dienen. Der Benchmark zu dieser Art der Nutzung von Power-to-Gas ist nicht so eindeutig wie in den anderen Geschäftsmodellen. Negative Regelenergie kann einerseits durch große regelbare Verbraucher (Produktionsunternehmen) oder durch flexible Kraftwerke bereitgestellt werden. Während Power-to-Gas oder andere Abnehmer Strom verbrauchen, können flexible Kraftwerke, wie z.B. ein Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) ihre Stromproduktion herunterfahren und so die negative Regel- und Ausgleichsenergie bereitstellen. Dies resultiert allerdings in einer reduzierten Anzahl an Jahresvolllaststunden für die Kraftwerke und verursacht Kosten.

Als Benchmark werden hier für die Bereitstellung negativer Regel- und Ausgleichsenergie die entstandenen Kosten eines Kraftwerks bei einer Reduktion der Jahresvolllaststunden um 2000 h/a herangezogen. Für ein GuD wird eine Reduktion von 4000 auf 2000 h/a bzw. von 3000 auf 1000 h/a betrachtet. Zusätzlich werden auch die Kosten für ein Kohlekraftwerk berechnet, das mit deutlich höheren jährlichen Volllaststunden betrieben wird. Hier wird eine Reduktion von 6000 auf 4000 h/a bzw. von 4000 auf 2000 h/a dargestellt.

Mit typischen Investitions- und Betriebskosten eines GuD wurden unter bestimmten Rahmenbedingungen (58 % Wirkungsgrad, 25 a Lebensdauer, Zinssatz von 4 %) die Stromgestehungskosten für unterschiedliche Volllaststunden berechnet. Diese sind in Tab. 4-5 dargestellt. Bei einer Reduktion von 3.000 auf 1.000 h/a ergibt sich eine Differenz der Gestehungskosten von 6,34 Cent je kWh<sub>el</sub>, bei einer Reduktion von 4.000 auf 2.000 h/a ergeben sich 2,35 Cent je kWh<sub>el</sub>.

Tab. 4-5: Stromgestehungskosten eines GuD-Kraftwerks für verschiedene Volllaststunden.

Volllaststunden	Gestehungskosten
1.000 h/a	15,0 Cent / kWh <sub>el</sub>
2.000 h/a	10,1 Cent / kWh <sub>el</sub>
3.000 h/a	8,6 Cent / kWh <sub>el</sub>
4.000 h/a	7,8 Cent / kWh <sub>el</sub>

Zusätzlich wurden die spezifischen Kosten für typische Kohle-Kraftwerke analysiert, wobei hier auf Berechnungen von Kost et al. [21] zurückgegriffen wurde. Die dabei angegebenen Stromgestehungskosten für Braun- und Steinkohle-Kraftwerke wurden

auf Basis von typischen Volllaststunden ermittelt, sodass anhand der Datenbasis eine Funktion der Gestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden abgeleitet werden konnte. Die unter Anwendung dieser Funktion berechneten Gestehungskosten im Intervall von 2.000 bis 6.000 h/a sind in Tab. 4-6 dargestellt.

Tab. 4-6: Stromgestehungskosten eines Kohle-Kraftwerks für verschiedene Volllaststunden.

Volllaststunden	Gestehungskosten
2.000 h/a	8,9 Cent / kWh <sub>el</sub>
3.000 h/a	7,5 Cent / kWh <sub>el</sub>
4.000 h/a	6,5 Cent / kWh <sub>el</sub>
5.000 h/a	5,8 Cent / kWh <sub>el</sub>
6.000 h/a	5,1 Cent / kWh <sub>el</sub>

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Kost et al. [21]

Bei einer Reduktion der Volllaststunden von 4.000 auf 2.000 h/a ergibt sich somit eine Differenz in den Gestehungskosten von 2,37 Cent je kWh<sub>el</sub>. Ermittelt man die Differenz der spezifischen Kosten bei einer Reduktion der Volllaststunden von 6.000 auf 4.000 h/a so errechnet sich ein Wert von 1,39 Cent je kWh<sub>el</sub>.

Die spezifischen Kosten der Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie je kWh<sub>el</sub> sind in Tab. 4-7 dargestellt.

Tab. 4-7: Kosten der Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie als Benchmark für die Power-to-Gas Technologie.

Kosten der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie		Anmerkung
Reduktion der Volllaststunden eines GuD – 2000 h/a	2,4 bis 6,3 Cent / kWh <sub>el</sub>	Reduktion der jährlichen Volllaststunden von 4000 auf 2000 h/a (min) bzw. von 3000 auf 1000 h/a (max)
Reduktion Volllaststunden eines Kohlekraftwerks – 2000 h/a	1,4 bis 2,4 Cent / kWh <sub>el</sub>	Reduktion der jährlichen Volllaststunden von 6000 auf 4000 h/a (min) bzw. von 4000 auf 2000 h/a (max)
Power-to-Gas H <sub>2</sub> -Einspeisung	7,6 bis 17,5 Cent / kWh <sub>el</sub>	Optimistische Gestehungskosten 2030 aus Geschäftsmodell 3 – ohne EEG-Umlage (min) bzw. mit EEG-Umlage (max)
Power-to-Gas CH <sub>4</sub> -Einspeisung	12,4 bis 25,7 Cent / kWh <sub>el</sub>	Optimistische Gestehungskosten 2030 aus Geschäftsmodell 3 – ohne EEG-Umlage (min) bzw. mit EEG-Umlage (max)

Die Gestehungskosten der Power-to-Gas Anlage werden aus den Berechnungen zu Geschäftsmodell 3 herangezogen, bei dem die primäre Intention die Bereitstellung negativer Regel- und Ausgleichsenergie ist. Zur konsistenten Darstellung wird das optimistische Szenario mit 2000 Volllaststunden gewählt. Der obere Wert (Maximum) beinhaltet die EEG-Umlage, beim unteren Wert (Minimum) wurde angenommen, dass eine Befreiung von der EEG-Umlage gegeben ist.

Die Kosten der Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie durch Kraftwerke bzw. Power-to-Gas sind in Abb. 4.5 dargestellt.

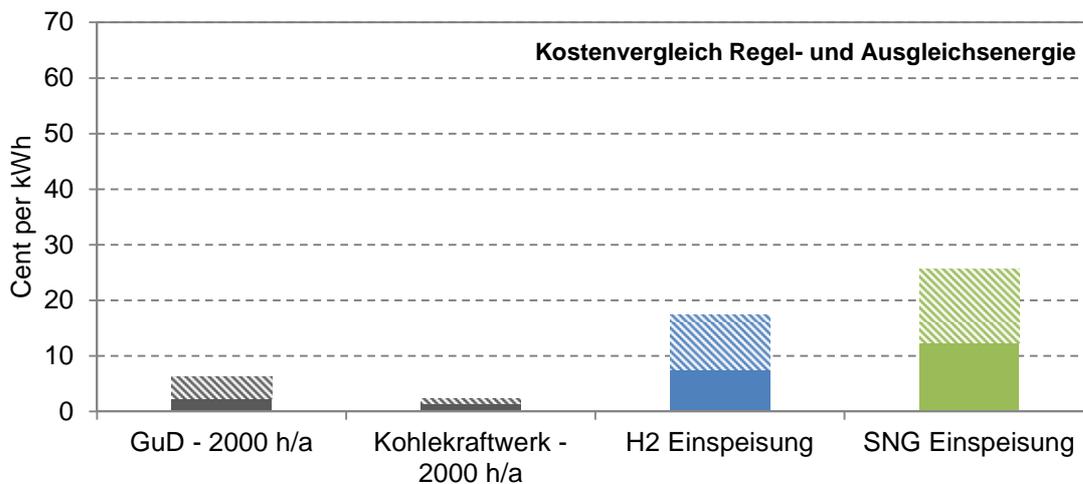


Abb. 4.5: Kostenvergleich der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie mit Power-to-Gas.

*Anmerkung: Die minimalen und maximalen Gestehungskosten (schraffierter Bereich im Säulendiagramm) sowie deren Berechnung sind in Tab. 4-6 dargestellt.*

Abb. 4.5 zeigt, dass die Kosten je eingespeister kWh Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas deutlich höher sind als die entstehenden Kosten bei einem Kraftwerk, das seine Volllaststunden reduziert. Im Gegensatz zu den Kraftwerken, bei denen für 2000 h/a kein Strom produziert wird, entsteht allerdings bei einer Power-to-Gas Anlage ein Produkt, das genutzt werden kann. Eine Verwertung dieses Produkts (Wasserstoff bzw. Methan) sollte demnach ebenfalls mitberücksichtigt werden. Ein anderer Benchmark für die Bereitstellung negativer Regel- und Ausgleichsenergie wären produzierende Unternehmen, die ihre Produktionsprozesse flexibel betreiben und so Strom in Zeiten eines Überangebots aufnehmen könnten. Dieser Benchmark ist allerdings ohne konkrete Annahmen zu Standort, Prozess usw. nicht quantifizierbar.

### 4.3.5 Treibhausgasemissions-Zertifikate

Bei der Methanisierung wird synthetisches Methan erzeugt und gleichzeitig Kohlenstoffdioxid gebunden. In vielen Produktionsprozessen fällt Kohlenstoffdioxid als Nebenprodukt an und die Unternehmen müssen dafür Emissions-Zertifikate vorweisen bzw. kaufen. Wird das anfallende Kohlenstoffdioxid hingegen in einer Power-to-Gas Anlage genutzt, könnten die Kosten für den Ankauf von Treibhausgasemissions-Zertifikaten vermieden werden. Den Benchmark für die Power-to-Gas Technologie stellt somit der optional zu zahlende Zertifikatspreis dar. Wie die CO<sub>2</sub>-Preise zustande kommen, was sie beeinflusst und wo sie derzeit bzw. in Zukunft liegen, beschreibt bereits Exkurs III in Kapitel 3.2.4. Die aktuellen Zertifikatspreise liegen im Jahr 2013 bei 7,2 € je t<sub>CO2</sub>. Für die zukünftige Entwicklung der Zertifikatspreise gibt es unterschiedliche Werte, in denen die Prognosen meist im Bereich von 10 bis 25 € je t<sub>CO2</sub> liegen. Die Werte sind als Benchmarks für die Power-to-Gas Technologie in Tab. 4-8 dargestellt.

Tab. 4-8: Treibhausgasemissions-Zertifikate als Benchmark für die Power-to-Gas Technologie.

Zertifikatspreise bzw. Kosten für Power-to-Gas		Anmerkung
CO <sub>2</sub> -Zertifikate 2013	7,2 € / t <sub>CO2</sub>	Aktueller Zertifikatspreis
Power-to-Gas 2013	1 131 bis 1 520 € / t <sub>CO2</sub>	Optimistische Gesteungskosten 2013 aus Geschäftsmodell 4 – Erlös durch Verkauf von SNG berücksichtigt, verbleibende Kosten auf eingesetztes CO <sub>2</sub> bezogen
Grenzkosten PtG 2013	673 bis 1 062 € / t <sub>CO2</sub>	Optimistische Grenzkosten 2013 aus Geschäftsmodell 4 – Erlös durch Verkauf von SNG berücksichtigt, verbleibende Kosten auf eingesetztes CO <sub>2</sub> bezogen
CO <sub>2</sub> -Zertifikate 2020	10 bis 25 € / t <sub>CO2</sub>	Prognosen für den zukünftigen CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis (siehe Abb. 4.6)
Power-to-Gas 2020	820 bis 1 209 € / t <sub>CO2</sub>	Optimistische Gesteungskosten 2020 aus Geschäftsmodell 4 – Erlös durch Verkauf von SNG berücksichtigt, verbleibende Kosten auf eingesetztes CO <sub>2</sub> bezogen
Grenzkosten PtG 2020	468 bis 857 € / t <sub>CO2</sub>	Optimistische Grenzkosten 2020 aus Geschäftsmodell 4 – Erlös durch Verkauf von SNG berücksichtigt, verbleibende Kosten auf eingesetztes CO <sub>2</sub> bezogen

Für die Kosten der Power-to-Gas Anlage werden die Ergebnisse der Berechnungen zu Geschäftsmodell 4 herangezogen, bei dem die primäre Intention die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten eines Unternehmens ist. Für die Darstellung werden jeweils die optimistischen Werte für die Jahre 2013 und 2020 herangezogen. Der untere Wert (Minimum) berücksichtigt den Erlös (Biomethan) der durch Einspeisung des erzeugten Methans in das Erdgasnetz erzielt werden kann. Um den Einfluss der

Investitionskosten darzustellen, werden auch die Grenzkosten als Vergleichswert herangezogen.

Wie in Tab. 4-8 dargestellt, betragen die Kosten für die Power-to-Gas Technologie je eingesetzter Tonne Kohlenstoffdioxid ein Vielfaches der Preise von Treibhausgasemissions-Zertifikaten. Eine Berücksichtigung der Erlöse durch Einspeisung des synthetischen Methans in das Erdgasnetz bringt zwar eine deutliche Reduktion, die Kosten liegen aber immer noch deutlich über den Zertifikatspreisen. Neben den hohen Investitionskosten für eine Power-to-Gas Anlage kommen auch die Betriebskosten, Strombezugskosten und Kosten für die Abtrennung des Kohlenstoffdioxids zum tragen. Dies wird verdeutlicht durch die Grenzkosten von Power-to-Gas, bei denen die Investitionskosten nicht inkludiert sind. Diese sind zwar deutlich niedriger, betragen aber immer noch ein Vielfaches der Zertifikatskosten. Sowohl aktuell (2013) als auch zukünftig (2020) ist der Einsatz von Power-to-Gas somit zur Vermeidung von anfallenden Kosten durch Treibhausgasemissions-Zertifikate ungeeignet. Die Vermeidung von Kohlenstoffdioxidemissionen ist für produzierende Unternehmen zwar ein positiver Nebeneffekt, wird aber nie die primäre Intention für den Betrieb einer Power-to-Gas Anlage sein.

#### **4.4 Weitere volkswirtschaftliche Effekte**

Eine nicht zu vernachlässigende Dimension, die eine Realisierung der Power-to-Gas-Technologie in Deutschland mit sich bringt, ist die Erhöhung der Primärenergieeffizienz in bestimmten Teilsegmenten des Energiesystems. Die Speicherung von Energie ermöglicht eine höhere Gesamtnutzung und generiert somit eine höhere Gesamteffizienz des Energiemarktes. Dies ist allerdings nicht auf Erneuerbare zu beschränken, da die Speicherung von Strom aus volatilen Anlagen auf Basis von erneuerbarer Energie auch die ansonsten alternative Strombereitstellung aus fossilen Quellen substituieren kann.

Die Ausprägung der Gesamteffizienz von Power-to-Gas und dessen Einfluss auf die Gesamteffizienz des Energiesystems ist allerdings nicht pauschal zu konstatieren, da dies sehr stark von der spezifischen Anwendung der Power-to-Gas-Technologie abhängt. Bei der Produktion von Wasserstoff für den Einsatz in der Mobilität, ohne Nutzen als Speicheroption, muss z.B. die Gesamteffizienz des Power-to-Gas Prozesses konventionellen Kraftstoffen gegenüber gestellt werden. Es existiert jedoch generell eine Reihe von Möglichkeiten in spezifischen Anwendungsfällen, in denen mit Power-to-Gas-Systemen der Gesamtwirkungsgrad bzw. die Primärenergieeffizienz gesteigert wird. Es sind hierbei insbesondere folgende Systeme zu nennen:

- Ein Wind- und/oder PV-Anlagenbetreiber implementiert eine Power-to-Gas-Anlage, um bei einem Wegfall von Vorrangregelungen für erneuerbare Energieträger am Strommarkt weiter die Windkraftanlage oder die PV-Anlage zu jeder Zeit betreiben zu können, in dem eine Energiespeicherung und -umwandlung mit der Power-to-Gas-Anlage durch eine anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt. Dadurch können der Gesamtnutzungsgrad der Anlage und somit die Jahresvolllaststunden der Anlage erhöht werden.
- Ein Stromproduzent/-händler implementiert eine Power-to-Gas-Anlage, um erneuerbaren Strom aus topografisch entlegenen Regionen mit hohem Potential an erneuerbaren Energiequellen (z.B. Arktis/Windkraft Sahara/Sonnenenergie, etc. zu nutzen und in die Nachfragezentren transportieren zu können.
- Ein Biogas-Anlagenbetreiber implementiert eine Power-to-Gas-Anlage, um durch die Nutzung und Bindung des Kohlenstoffdioxids bei einer Produktion von synthetischem Methan die Produktionskapazität zu erhöhen und den Gesamtwirkungsgrad zu steigern.
- Ein Industriebetrieb mit einer Verpflichtung an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten implementiert eine Power-to-Gas-Anlage um das ansonsten emittierte Kohlenstoffdioxid im synthetischen Methan zu binden, dadurch die Effizienz zu erhöhen und die Erzeugungskapazität mit vorhandenen Ressourcen zu steigern
- Die „öffentliche Hand“ / Staat, Bundesländer, etc. betreibt Power-to-Gas-Anlagen, um den Anteil erneuerbarer Energieträger sowie den Gesamtwirkungsgrad im Energiesystem zu erhöhen (durch Verringerung der Abschaltungen von Erzeugungsanlagen).

Sämtliche Anwendungsfälle bewirken insgesamt in der deutschen Volkswirtschaft eine höhere Ressourceneffizienz. Zudem ist zu konstatieren, dass ein erneuerbarer Kraftstoff wie Wasserstoff oder synthetisches Methan aus elektrischer Energie basierend auf Windkraft, Photovoltaik, Geothermie oder Wasserkraft, im Gegensatz zu Biokraftstoffen der ersten Generation keine Ressourcenkonkurrenz zu alternativen Nutzungsformen biogener Ressourcen wie zur Lebensmittelproduktion aufweist. In diesem Zusammenhang ist somit ebenfalls von einer Erhöhung der Ressourceneffizienz zu sprechen, sofern das Power-to-Gas-Produkt alternative biogene Kraftstoffe der ersten Generation im Mobilitätsbereich ersetzt.

Die Energiespeicherung durch Power-to-Gas-Anlagen in chemischer Form ermöglicht zudem, die volatil anfallende Stromproduktion etwa aus dezentralen

Anlagen wie aus Photovoltaik-Modulen und Windkraftanlagen direkt neben der Produktionsanlage zu speichern, ehe eine Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt. Dies generiert auch die Möglichkeit zur Reduktion von zukünftigen Stranded Investments im fossilen Kraftwerkspark. Die Einspeisung von Strom etwa aus Photovoltaik-Modulen zu Nachfrage-Peak-Zeiten reduziert stark die Margen bzw. die Rentabilität des existierenden „konventionellen“ Kraftwerksparks. Es kommt u.a. auch durch diese Entwicklung (neben anderen Parametern) zu Stilllegungen von (Gas-)Kraftwerken. Die chemische Energiespeicherung könnte die Peak-Einspeisung Erneuerbarer reduzieren und somit wieder eine verstärkte Nutzung des bestehenden – noch nicht abgeschriebenen – konventionellen Kraftwerkspark ermöglichen.

Auf Basis der durchgeführten Analysen sowie des bestehenden Know-Hows der Autoren kann auch eine Gesamtübersicht zu den jeweiligen Vor- und Nachteilen der Energieträger Wasserstoff und synthetisches Methan aus Power-to-Gas-Anlagen im direkten Vergleich durchgeführt werden. Eine jeweilige Zuteilung zu Wasserstoff oder synthetischem Methan einer bestimmten Komponente wird aufgrund einer positiven Zuteilung versucht, selbstverständlich ist jede Komponente für beide Energieträger im direkten Vergleich bedeutend:

#### Vorteile von Wasserstoff gegenüber synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen:

1. Wasserstoff weist geringere Herstellungskosten als synthetisches Methan auf
2. Ohne zusätzliche Zwischenspeicherungsmodule erlaubt die Produktion von Wasserstoff eine insgesamt dynamischere Fahrweise des Gesamtprozesses
3. Die Produktion von Wasserstoff beinhaltet geringere Umwandlungsverluste, der Wirkungsgrad ist somit höher ausgeprägt als bei synthetischem Methan
4. Autarke Systeme zur Energiespeicherung können mit Wasserstoff einfacher realisiert werden als mit synthetischem Methan
5. Für die Wasserstoffproduktion wird keine Kohlenstoffdioxidquelle benötigt, somit ist die Produktion ortsunabhängiger
6. Die Verbrennung von Wasserstoff verursacht nahezu keine direkten Emissionen, wogegen synthetisches Methan direkte Emissionen freisetzt

#### Vorteile von synthetisches Methan gegenüber Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen:

1. Die Speicherung von synthetischem Methan ist weit weniger aufwendig als die direkte Speicherung von Wasserstoff – die direkte Speicherung von Wasserstoff ist kostenintensiver und technologisch anspruchsvoller
2. Die Verwendung bzw. der Transport von synthetischem Methan kann auf eine bestehende Infrastruktur zurückgreifen, während reine Wasserstoffnetze nur begrenzt existieren.
3. Die Produktion und Nutzung von synthetischem Methan besitzt geringere Restriktionen beim Endverbraucher im Sinne von einer Technologieverträglichkeit und der Gewährung von Garantien als ein dem Erdgasnetz zugeführter Wasserstoff
4. Die Abrechnung von synthetischem Methan ist weit weniger komplex aufgrund des ähnlichen bzw. gleichen Brennwertes wie konventionelles Erdgas – es bestehen geringere Abweichungen in Abrechnungssystemen in Relation zu höheren Wasserstoff-Anteilen im Erdgas
5. Der Ort der Einspeisung in das Erdgasnetz – zur Speicherung und zum Transport der Energie - ist weitaus problematischer bei einer Einspeisung, da hierbei auf die exakten Durchmischungen zu achten ist – synthetisches Methan kann problemlos eingespeist werden, sofern die Normen eingehalten werden
6. Die Produktion von synthetischem Methan löst die Problemstellung einer potentiellen Abhängigkeit von anderen Marktteilnehmern, die bereits dem Gasnetz die maximale Wasserstoffmenge beigemischt haben – diese Problemstellung existiert bei synthetischem Methan nicht

Eine Gesamtbewertung im Sinne der Determinierung eines eindeutigen Vorteils kann nur für den Einzelfall erfolgen. Die Summe der Entscheidungsfaktoren ist somit von Fall zu Fall zu bewerten und hinsichtlich der Vorteile und Nachteile von Wasserstoff oder synthetischem Methan zu analysieren. Eine pauschale Bewertung ist aus Sicht der Autoren nicht zulässig. Das flexible System Power-to-Gas ermöglicht die Nutzung beider Energieträger.

## 5 Zusammenfassung

Die vorliegende Studie „Wirtschaftlichkeit und Systemanalyse von Power-to-Gas-Konzepten“ wurde vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. beauftragt und ist Teil des Gesamtprojektes „Technoökonomische Studie von Power-to-Gas Konzepten“. Die Studie beinhaltet hierbei sowohl Verifizierungen bestehender - vom DVGW beauftragter – Studienergebnisse, als auch neue ökonomische Analysen zur Kostenausprägung von Power-to-Gas-Anlagen aber auch zur systemischen Bedeutung von Power-to-Gas am deutschen Energiemarkt.

### **Verifizierung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen aus Vorprojekten**

In einem ersten Schritt wurden seitens des Energieinstituts an der JKU Linz bestehende Ergebnisse bzw. Berechnungen aus der DVGW-Studie „Energiespeicherkonzepte“ zur Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas Konzepten verifiziert. Die bestehenden Berechnungen können hierbei grundsätzlich als sehr umfangreich und detailliert bezeichnet werden. Der Vergleich mit intern vorhandenen Daten aus eigenen Vorstudien sowie ausgewählter Fachliteratur zeigt eine gute Übereinstimmung in den meisten Annahmen und Kostenstrukturen. Hinsichtlich der Effizienz, Produktgasqualität und Lebensdauer von Elektrolyse-Systemen wird allerdings darauf hingewiesen, dass sich bei stark dynamischer Betriebsweise große Abweichungen ergeben können. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas Anlagen sind vor allem die kapitalgebundenen Kosten, wobei den größten Anteil die Investitionskosten für das Elektrolyse-System einnehmen. Der Vergleich mit den am Energieinstitut an der JKU vorhandenen Kostenstrukturen zeigt, dass die gewählten Investitionskosten als optimistisch einzuschätzen sind. Hier ist anzumerken, dass die Kostenangaben von Herstellern im Allgemeinen sehr stark variieren, da Elektrolyseure im aktuellen Technologiestadium meist Einzelanfertigungen sind und von individuellen Betriebsbedingungen und Anforderungen abhängen. Pauschale Aussagen ohne genaue Berücksichtigung von Standort und Betriebsweise sind demnach generell kritisch und so finden sich auch in der Literatur sehr große Bandbreiten an spezifischen Investitionskosten.

Auch die im Vorprojekt „Energiespeicherkonzepte“ entwickelte Auflistung an relevanten Geschäftsmodellen von Power-to-Gas-Anlagen wurde durch das Energieinstitut an der JKU Linz verifiziert und erweitert. Hierbei ist insbesondere anzumerken, dass zur Überführung der Power-to-Gas-Technologie in den Markt kurz- und mittelfristig eine Kombination verschiedener Geschäftsmodelle notwendig sein wird, um in der Implementierungsphase die Kosten zu reduzieren, sodass auch mittel- bis langfristig eine verbesserte Betriebsweise sowie eine Wettbewerbskompatibilität ohne Förderungen erreicht werden können.

## **Ökonomische Bewertung von Geschäftsmodellen für Power-to-Gas-Anlagen**

Im Zuge dieser Studie wurden konkrete Geschäftsmodelle für Power-to-Gas-Anlagen quantifiziert, um erweiterte und aktualisierte ökonomische Ergebnisse zum System Power-to-Gas zu erhalten und um eine Basis für die ökonomische Einordnung im Sinne einer systemischen und makroökonomischen Analyse zu kreieren. Dazu wurden als Input bereits konzipierte Geschäftsmodelle aus Vorstudien des Energieinstituts an der JKU Linz herangezogen. In Diskussionen mit dem Auftraggeber, dem Projektbeirat sowie den Projektpartnern wurden aus den zahlreichen Vorschlägen vier Geschäftsmodelle für die ökonomischen Analysen ausgewählt. Diese unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich des damit verbundenen prioritären Nutzens für das Energiesystem. Folgende vier grundlegende Konzepte wurden für die betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Analysen aus einer Vielzahl an Möglichkeiten ausgewählt:

1. Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage mit dem prioritären Ziel, elektrische Energie (aus einer volatilen Erzeugungsstruktur auf Basis von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen) in Zeiten eines Angebotsüberschusses zu speichern
2. Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage mit dem prioritären Ziel, auf Basis elektrischer Energie ein neues erneuerbares gasförmiges Produkt im Mobilitätsbereich zu produzieren und am Markt anzubieten
3. Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage mit dem prioritären Ziel, eine zusätzliche negative Regel- und Ausgleichsenergie zur Verfügung zu stellen (und gegebenenfalls auch eine positive) und somit Erlöse am Strommarkt zu generieren
4. Implementierung einer Power-to-Gas-Anlage mit dem prioritären Ziel, die Treibhausgasemissionszertifikate eines Unternehmens zu reduzieren (v.a. durch die stoffliche Nutzung des im bestehenden Produktionsprozesses als Nebenprodukt anfallende Kohlenstoffdioxid zur Methanherzeugung)

Wichtig ist, dass in diesem Kontext keine Kombination mehrerer Geschäftsmodelle erfolgt, da zuvor u.a. mit dieser Studie die Kostenbasis für die jeweils separaten spezifischen Geschäftsmodelle von prioritärem Interesse ist. Im Geschäftsmodell 1 orientieren sich beispielsweise die Volllaststunden an den realen Angebotsüberschüssen bzw. Abschaltungen von Windkraftanlagen. Ein zusätzlicher Bezug von Grundlaststrom aus dem Stromnetz wird dabei nicht untersucht. Die Quantifizierung der Geschäftsmodelle erfolgt zum einen mit aktuell bekannten Kosten und zum anderen mit prognostizierten Kosten und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Jahre 2020 und 2030.

Zum Vergleich der Ergebnisse sind in Abb. 5.1 die Gestehungskosten der einzelnen Geschäftsmodelle für das Jahr 2030 dargestellt.

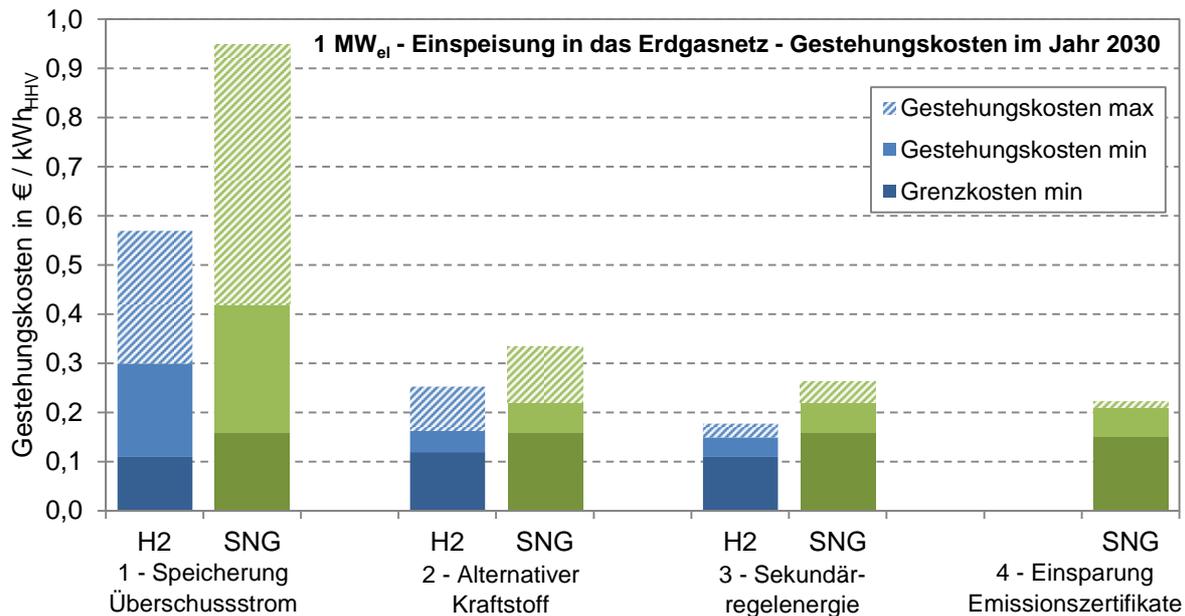


Abb. 5.1: Zukünftige Gesteuerungskosten von in das Erdgasnetz eingespeistem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan aus einer Power-to-Gas Anlage in den einzelnen Geschäftsmodellen.

*Anmerkung: Die Gesteuerungskosten von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und synthetischem Methan (CH<sub>4</sub>) beziehen sich dabei auf das Produktgas aus der Power-to-Gas Anlage inklusive der Einspeisung in das Erdgasnetz jedoch ohne Berücksichtigung einer weiteren Nutzung. Die Nennleistung der Power-to-Gas Anlage beträgt 1 MW<sub>el</sub>, die Vollaststunden und die Strombezugskosten variieren je nach Geschäftsmodell (siehe Tab. 3-2 bis Tab. 3-5). Die Annahmen für die optimistischen Berechnungen (Gesteuerungskosten min) sowie für die konservativen Berechnungen (Gesteuerungskosten max) sind in den Tab. 3-2 bis Tab. 3-5 dargestellt. Die minimalen Grenzkosten beziehen sich auf die optimistischen Annahmen (min) in den Tab. 3-2-2 bis Tab. 3-5.*

Die Berechnungen der vorliegenden Studie zu den einzelnen Geschäftsmodellen zeigen deutlich, dass die wichtigste Einflussgröße auf die Gesteuerungskosten die jährlichen Vollaststunden sind. Die Strombezugskosten, die Effizienz der Power-to-Gas-Anlage und die CO<sub>2</sub>-Kosten haben im Gegensatz dazu einen deutlich geringeren Einfluss auf die Gesteuerungskosten von Wasserstoff bzw. von synthetischem Methan. Einen wesentlichen Anteil an den Herstellungskosten nimmt hingegen die aktuell in den meisten Fällen zu entrichtende EEG-Umlage aus. Eine Befreiung von der EEG-Umlage ist nur für den Fall der Rückverstromung von Speichergas gegeben. Zusätzlich wurde auch die Möglichkeit einer Abwärme- und Sauerstoffnutzung betrachtet. Der Erlös durch den Verkauf dieser anfallenden Nebenprodukte hat allerdings kaum Einfluss auf die Gesteuerungskosten und ist zudem von den Gegebenheiten am jeweiligen Standort abhängig. Die Rückverstromung des eingespeistem Wasserstoffs bzw. Methans ist entlang der

gesamten Prozesskette mit hohen Effizienzeinbußen behaftet, weshalb die Energieträger besser direkt, z.B. als Kraftstoff im Mobilitätsbereich, genutzt werden sollten.

An dieser Stelle ist es auch bedeutsam darauf hinzuweisen, dass die eigentlichen Herstellungskosten an sich noch kein Endergebnis der ökonomischen Betrachtung darstellen. Das System Power-to-Gas kann für verschiedene Marktsituationen genutzt werden, sodass die spezifische Intention bzw. das spezifische Geschäftsmodell der Anlage mit sehr unterschiedlichen ökonomischen Benchmarks konfrontiert ist. Erst der Vergleich mit den jeweils relevanten ökonomischen Alternativen ergibt eine vollständige ökonomische Analyse – dies wird auch in der vorliegenden Studie im Anschluss durchgeführt.

### **Makroökonomische Bewertung von Power-to-Gas**

Dieses Kapitel beschreibt die Bedeutung von Power-to-Gas für das deutsche Energiesystem sowie für die deutsche Volkswirtschaft. Basis hierfür bilden qualitative Bewertungen der Technologie, vor allem aber quantitative ökonomische bzw. systemische Bewertungen der Gesamtkosten der Power-to-Gas-Systeme in Relation zu den jeweils spezifischen Benchmarks am Markt. Diese Analyse ist somit ein zusätzlicher Baustein, der eine umfassende ökonomische Bewertung von Power-to-Gas in Deutschland ermöglicht und die zentralen Faktoren der Prozesskette herausarbeitet.

Die umwelt- und energiepolitische Zielsetzung einer verstärkten Integration erneuerbarer Energieträger in den deutschen Energiemarkt insbesondere in der Stromproduktion generiert fundamentale Herausforderungen für die deutsche Volkswirtschaft, insbesondere die Aufrechterhaltung eines hohen Niveaus an Versorgungssicherheit bei einem simultanen Wachstum der Stromproduktion aus den Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Diese Herausforderung resultiert aus den starken Schwankungen im Energieangebot aus volatilen Quellen wie Windkraft und Solarenergie. Daraus folgt, dass bei einem steigenden Anteil dieser Energiequellen ein Ausgleich zwischen Stromüberschüssen in Zeiten eines hohen Angebotes und auftretenden Fehlmengen in angebotsschwachen Phasen notwendig wird. Eine entscheidende Rolle in der Integration der erneuerbaren Energieträger mit volatilen Erzeugungsstrukturen werden neue Energiespeichersysteme spielen. Die Speicherung von Energie, insbesondere von elektrischer Energie, und die Verfügbarkeit der Energiemengen in zeitlich optimalen Phasen stellt dabei die zentrale Herausforderung dar. Die Technologie Power-to-Gas wird hierbei zukünftig einen wichtigen Bestandteil des Speicherportfolios einnehmen, da sowohl eine Langzeitspeicherung als auch eine Kapazitätsverlagerung zwischen den

Energienetzen realisiert werden kann, wodurch sich neue Möglichkeiten im Energietransport ergeben.

Darüber hinaus können mit dem Power-to-Gas-System neben der (Langzeit-)Speicherung von volatil erzeugter elektrischer Energie und dem resultierenden möglichen alternativen Energietransport über das Erdgasnetz auch weitere energie- und umweltpolitische Herausforderungen bedient werden, wie eine Erweiterung des Anteils alternativer Kraftstoffe im Mobilitätssektor. Auf die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten im Sinne von unterschiedlichen Geschäftsmodellen wurde bereits genauer eingegangen. Alle Anwendungsmöglichkeiten sind allerdings fundamental auf die Möglichkeit zur Speicherung von elektrischer Energie, insbesondere zur Langzeitspeicherung, zurückzuführen. Generell kann das Konzept Power-to-Gas somit als Konsequenz als sehr flexibles System im Sinne einer Vielzahl unterschiedlichen Ausprägungen bezeichnet werden.

Langfristig kann durch die Power-to-Gas-Technologie eine signifikante Verlagerung in der Verwendung der erzeugten Energie aus volatilen Quellen von der konventionellen Nutzung der elektrischen Energie hin zur energetischen Nutzung in Form von Methan oder Wasserstoff entstehen. Die kolportierte Rückverstromung von Gas zur Strombereitstellung ist in diesem Zusammenhang nicht auszuschließen, allerdings aus energetischen Gründen nicht zu präferieren, da damit ein Wirkungsgradverlust und eine Kostenerhöhung verbunden ist.

Eine grundlegende direkte volkswirtschaftliche Relevanz des Systems für Deutschland wird zudem auch durch einen Know-How- und Technologieaufbau erfolgen. Neben der Verbesserung und Optimierung des mitteleuropäischen Energiesystems wird bei einer Forcierung von Power-to-Gas auch eine Technologiesubstitution durch deutsche Produkte im Inland sowie der Technologieexport durch neue innovative Produkte forciert werden. Eine approximative qualitative Analyse für makroökonomische Effekte ergibt im Fall einer Bewertung der Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen positive Effekte auf die deutsche Volkswirtschaft. Der am größten ausgeprägte Einfluss auf ein positives makroökonomisches Ergebnis ist die Substitution von Energieimporten durch inländische Energieproduktion, wodurch ein signifikanter Wertschöpfungsgewinn und eine deutliche Steigerung der Nettoexporte bewirkt werden kann. Dies wird fundamental unterstützt durch die positiven Investitionsimpulse, von denen prioritär Bauwirtschaft, Sachgütererzeugung und Dienstleistungsunternehmen profitieren.

## Einordnung der Kostenausprägungen: Volkswirtschaftliche Benchmarks für die 4 Geschäftsmodelle

Die zentrale Fragestellung für die Rahmensetzung zur Implementierung neuer Technologien ist somit, ob langfristig sowohl im betriebswirtschaftlichen als auch im volkswirtschaftlichen Kontext durch die Markteinführung eines spezifischen Produktes bzw. Systems auch eine Rentabilität gegeben ist. Für die Markteinführung und die Weiterentwicklung ist hierbei nicht zwingend eine betriebswirtschaftliche Rentabilität von Bedeutung – sofern die volkswirtschaftlich positive Relevanz dieses Systems vorhanden ist, kann die Weiterentwicklung und Implementierung einer Technologie von großer Bedeutung sein.

Wie bereits erläutert sind die Herstellungskosten an sich von Wasserstoff und/oder von synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen noch nicht als Endergebnis einer ökonomischen Analyse heranzuziehen - das System Power-to-Gas kann wie erläutert für verschiedene Marktsituationen genutzt werden, sodass die exakte technologische Ausprägung und das spezifische Geschäftsmodell der Anlage mit sehr unterschiedlichen ökonomischen Benchmarks konfrontiert ist.

Bei Windkraftanlagen in entlegenen Gebieten (Geschäftsmodell 1 der vorliegenden Studie) kann der Strom oft aufgrund eines schwachen Stromnetzes nicht abtransportiert werden und wird so zu sogenanntem „Überschussstrom“. Um diesen zu nutzen, kann entweder ein Energiespeicher eingesetzt werden oder das Stromnetz ausgebaut und dadurch ein Abtransport der elektrischen Energie ermöglicht werden. Power-to-Gas kann als Energiespeichertechnologie hinsichtlich der Kosten durchaus mit herkömmlichen Technologien wie Pumpspeichern oder adiabaten Druckluftspeichern konkurrieren (vgl. Abb. 4.1). Großer Unterschied zwischen den Technologien besteht allerdings beim verfügbaren Potential, das vor allem bei Pumpspeichern sehr begrenzt ist. Auch die örtliche Gebundenheit wirkt sich nachteilig auf die Einsetzbarkeit von Pumpspeichern aber auch von Druckluftspeichern aus. Neben Energiespeichertechnologien können als ökonomischer Benchmark allerdings auch die Kosten des Netzausbaus herangezogen werden. Der Vergleich zeigt, dass die Gestehungskosten für Wasserstoff bzw. Methan aus Power-to-Gas deutlich höher liegen, als die durchschnittlichen Kosten für einen verstärkten Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene in Deutschland (vgl. Abb. 4.2). Neben den Kosten sollten aber auch andere systemische – jedoch schwer zu quantifizierende - Aspekte, wie beispielsweise die Akzeptanz in der Bevölkerung bei der letztendlichen Bewertung der Power-to-Gas-Systeme und dessen Alternativen betrachtet werden.

Eine weitere Anwendungsmöglichkeit von Wasserstoff oder synthetischem Methan aus Power-to-Gas Anlagen ist der Einsatz als Kraftstoff im Mobilitätsbereich (Geschäftsmodell 2 der vorliegenden Studie). Die Gestehungskosten liegen zwar

aktuell noch höher als jene für fossile und biogene Kraftstoffe, zukünftig können Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas aber durch Kostenreduktion, größere Nennleistungen und eine Befreiung von der EEG-Umlage durchaus mit anderen Kraftstoffen konkurrieren (vgl. Abb. 4.3). Zusätzlich zu den wirtschaftlichen Parametern müssen aufgrund der sehr unterschiedlichen eingesetzten Rohstoffe und Produktionsprozesse auch andere Aspekte wie Treibhausgasemissionen (v.a. für fossile Kraftstoffe) oder Mengenpotential bzw. Flächenbedarf (v.a. für biogene Kraftstoffe) berücksichtigt werden.

Power-to-Gas kann unter bestimmten Rahmenbedingungen auch zur Bereitstellung von negativer Regel- und Ausgleichsenergie dienen. Aktuell wird negative Regelernergie einerseits durch große regelbare Verbraucher (Produktionsunternehmen) oder durch flexible Kraftwerke bereitgestellt. Während Power-to-Gas oder andere Abnehmer Strom verbrauchen, können flexible Kraftwerke, wie z.B. ein Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) ihre Stromproduktion herunterfahren und so die negative Regel- und Ausgleichsenergie bereitstellen. Dies resultiert allerdings in einer reduzierten Anzahl an Jahresvolllaststunden für die Kraftwerke und verursacht Kosten. Diese sind deutlich geringer als die Gestehungskosten je eingespeister kWh H<sub>2</sub> bzw. CH<sub>4</sub> aus Power-to-Gas (vgl. Abb. 4.5). Dabei ist allerdings anzumerken, dass es sich bei Wasserstoff und Methan um verwertbare Produkte handelt, die für verschiedene Anwendungszwecke genutzt werden können und dabei Erlöse generieren.

Wird das in produzierenden Unternehmen anfallende Kohlenstoffdioxid in einer Power-to-Gas Anlage zur Methanisierung genutzt, können die Kosten für den Ankauf von Treibhausgasemissions-Zertifikaten vermieden werden. Die Kosten für die Power-to-Gas Technologie je eingesetzter Tonne Kohlenstoffdioxid betragen jedoch ein Vielfaches der Preise von Treibhausgasemissions-Zertifikaten. Sowohl aktuell (2013) als auch zukünftig (2020) ist der Einsatz von Power-to-Gas somit zur Vermeidung von anfallenden Kosten durch Treibhausgasemissions-Zertifikate ungeeignet. Die Vermeidung von Kohlenstoffdioxidemissionen ist für produzierende Unternehmen zwar ein positiver Nebeneffekt, wird aber nie die primäre Intention für den Betrieb einer Power-to-Gas Anlage sein.

Insgesamt zeigt die rein quantitative Betrachtung der Herstellungs- und Betriebskosten des Power-to-Gas-Systems (ohne indirekte Effekte) sowie dessen Alternativlösungen, dass die Power-to-Gas-Technologie – bei der Betrachtung eines singulären Geschäftsmodells – mittel- und langfristig im Segment der Energiespeicherung sowie am Kraftstoffsektor eine Wettbewerbsfähigkeit erlangen kann. Die Wettbewerbsfähigkeit am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt sowie als Alternative zum Netzausbau und zur Kohlenstoffdioxid-Bindung zur Einsparung von Treibhausgasemissionszertifikaten wird allerdings schwer zu erreichen sein.

Es ist daher eine Kombination von Geschäftsmodellen für den Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage zu empfehlen. Zum einen, da dadurch eine höhere betriebswirtschaftliche Rentabilität erreicht werden kann, zum anderen, da somit auch für das Energiesystem mehrere positive Faktoren generiert werden können. In der Kombination von Geschäftsmodellen ist zudem das Angebot von Regel- und Ausgleichsenergie als add-on zu anderen prioritären Betriebsweisen zu empfehlen.

Die Betrachtung der Kostenausprägungen im Fall von Grenzkosten zeigt eine deutlich erhöhte Wettbewerbsfähigkeit der Power-to-Gas-Anlagen in Relation zu Alternativsystemen als in der Heranziehung der Gesamtkosten. Dies liegt in den relativ hohen Investitionskosten der Anlagen, die das Ergebnis in der Vielzahl der Geschäftsmodelle - v.a. bei geringeren Volllaststunden – deutlich determinieren.

#### Weitere volkswirtschaftliche Effekte

Die forcierte Umsetzung der Power-to-Gas-Technologie in Deutschland bewirkt zudem auch eine partielle Erhöhung der Primärenergieeffizienz in bestimmten Teilsegmenten des Energiesystems. Die Speicherung von Energie ermöglicht eine höhere Gesamtnutzung und generiert somit eine höhere Gesamteffizienz des Energiemarktes. Dies ist allerdings nicht auf Erneuerbare zu beschränken - die Speicherung von Strom aus volatilen Anlagen auf Basis von erneuerbarer Energie substituiert auch die Strombereitstellung aus fossilen Quellen. Die Ausprägung der Gesamteffizienz von Power-to-Gas und dessen Einfluss auf die Gesamteffizienz des Energiesystems ist allerdings nicht pauschal zu konstatieren, da dies sehr stark von der spezifischen Anwendung der Power-to-Gas-Technologie abhängt. Es existiert jedoch generell eine Reihe von Möglichkeiten in spezifischen Anwendungsfällen, in denen mit Power-to-Gas-Systemen der Gesamtwirkungsgrad bzw. die Primärenergieeffizienz gesteigert wird.

Die Energiespeicherung durch Power-to-Gas-Anlagen in chemischer Form ermöglicht zudem, die volatil anfallende Stromproduktion etwa aus dezentralen Anlagen wie aus Photovoltaik-Modulen und Windkraftanlagen direkt neben der Produktionsanlage zu speichern, ehe eine Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt. Dies generiert auch die Möglichkeit zur Reduktion von Stranded Investments im bestehenden Kraftwerkspark - die Einspeisung von Strom etwa aus Photovoltaik-Modulen zu Nachfrage-Peak-Zeiten reduziert aktuell stark die Margen bzw. die Rentabilität des „konventionellen“ Kraftwerksparks. Es kommt u.a. auch durch diese Entwicklung zu Stilllegungen von (Gas-)Kraftwerken. Die chemische Energiespeicherung könnte die Peak-Einspeisung Erneuerbarer reduzieren und zeitlich verlagern und somit wieder eine verstärkte Nutzung des bestehenden – noch nicht abgeschriebenen – konventionellen Kraftwerkspark ermöglichen, wodurch ein

volkswirtschaftlicher Benefit gegeben ist, in dem vor allem nicht abgeschriebene Infrastruktur einer Nutzung zugeführt wird.

## **Fazit**

Das System bzw. die Technologie Power-to-Gas offeriert neben der Möglichkeit der Langzeitspeicherung von elektrischer Energie eine breite Palette an weiteren positiven Funktionen für das deutsche Energiesystem. Die neue Möglichkeit der Langzeitspeicherung, die Verlagerung des Energietransports, die Produktion eines neuen erneuerbaren Energieträgers ohne Flächenkonkurrenz, der positive Beitrag zum Lastmanagement und zur Versorgungssicherheit, die Nutzung von emittiertem Kohlenstoffdioxid oder auch die Option der Implementierung autarker Energiesysteme stellen hierbei die zentralen Parameter der systemischen Funktionen der Power-to-Gas-Technologie dar. Dieser systemische Nutzen, kombiniert mit den positiven Effekten des Technologie- und Know-How-Aufbaus in Deutschland sowie den Investitionsimpulsen und den möglichen Substitutionen von Energieimporten durch eine höhere Primärenergie-effizienz ergibt in Summe einen signifikant positiven Beitrag zur deutschen Volkswirtschaft (inkl. des deutschen Arbeitsmarktes) im Fall einer weiteren Forcierung der Power-to-Gas-Technologie.

Allerdings ist die Power-to-Gas-Technologie aufgrund des momentanen Technologiestadiums mit relativ hoch ausgeprägten betriebswirtschaftlichen Kosten verbunden. Die zentrale Fragestellung für die forcierte Implementierung neuer Technologien ist zudem generell, ob langfristig neben dem volkswirtschaftlichen bzw. makroökonomischen Kontext auch betriebswirtschaftlich durch die Markteinführung eines Systems bzw. einer Technologie eine Rentabilität gegeben ist, wodurch sich in Forschung und Entwicklung neue Perspektiven bieten.

Die quantitative ökonomische Analyse der Power-to-Gas-Systeme fokussiert sich somit auf die Analyse verschiedener Einsatzmöglichkeiten der Technologie im deutschen Energiesystem. Die Evaluierung der Geschäftsmodelle zeigt hierbei, dass das flexible Energiespeicherinstrument Power-to-Gas je nach Einsatz sehr unterschiedliche Gestehungskosten mit sich bringt. Ein Vergleich mit direkten Konkurrenzsystemen, aber auch mit volkswirtschaftlichen Alternativlösungen zeigt, dass aus direkten ökonomischen Aspekten eine Wettbewerbskompatibilität im bestehenden deutschen Rechtsrahmen (v.a. mit der Beaufschlagung der EEG-Umlage in vielen Anwendungsfällen) kurzfristig nicht zu erreichen ist. Mittel- und langfristig ist allerdings neben der positiven volkswirtschaftlichen Perspektive auch eine betriebswirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit zu prognostizieren, sofern die Forschung und Entwicklung weiterhin forciert wird.

## 6 Literatur

- [1] Müller-Syring G, Henel M, Köppel W, Mlaker H, Sterner M, Höcher T. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW Abschlussbericht G 1-07-10. Bonn, 2013.
- [2] Ursua A, Gandia LM, Sanchis P. Hydrogen Production from water electrolysis: current status and future trends. Proceedings of the IEEE 2012; Vol. 100, No. 2: 410-426. DOI 10.1109/JPROC.2011.2156750
- [3] Smolinka T, Günther M, Garcke J. Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung NOW-Studie. Fraunhofer ISE, FCBAT: 2011. [http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user\\_upload/RE-Mediathek/RE\\_Publikationen\\_NOW/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf](http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE-Mediathek/RE_Publikationen_NOW/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf), Zugriff am 17.12.2012.
- [4] Bajohr S, Götz M, Graf F und Ortloff F. Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. Artikel in gwf-Gas Erdgas April 2011, S. 200-210. <http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/speicherung.pdf>, Zugriff am 17.12.2012.
- [5] Wenske M. Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse. Vortrag, Berlin 2011. [http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5\\_Veroeffentlichungen/Tagungen\\_Workshops/2011/H2-FF/08\\_Wenske\\_Enertrag.pdf](http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Tagungen_Workshops/2011/H2-FF/08_Wenske_Enertrag.pdf), Zugriff am 10.07.2013.
- [6] Hady L, Lueneburg W, Dylag M, Wozny G. Modular investment cost estimate of multipurpose chemical plant. Chemical and Process Engineering 2007, Vol. 28(1): 17-31.
- [7] Ulleberg O, Nakken T, Ete A. The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. Int J Hydrogen Energy 2010; 35: 1841-1852. DOI 10.1016/j.ijhydene.2009.10.077
- [8] Trost T, Horn S, Jentsch M, Sterner M. Erneuerbares Methan: Analyse der CO<sub>2</sub>-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. Z Energiewirtschaft (2012) 36:173-190. DOI 10.1007/s12398-012-0080-6.
- [9] Braun M. Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Studie. Fraunhofer IWES. Kassel, 2011. [http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/IWES\\_Netzintegration\\_lang.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/IWES_Netzintegration_lang.pdf), Zugriff am 19.12.2013.

- [10] Fürstenwerth D. Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. Studie. Aachen, 2013. [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk\\_Optimierungsstudie/Agora\\_Studie\\_Kostenoptimaler\\_Ausbau\\_der\\_EE\\_Web\\_optimiert.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf), Zugriff am 13.12.2013.
- [11] Deutsche Energie-Agentur-GmbH (dena). Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Studie. Berlin, 2012. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf), Zugriff am 5.1.2014.
- [12] Bundesverband WindEnergie. Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG, Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2010 und 2011. Studie. Berlin, 2012. [http://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ss-11-eeg-und-ss-13-abs2-enwg/20121206\\_ecofy\\_studie\\_einsman\\_final.pdf](http://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ss-11-eeg-und-ss-13-abs2-enwg/20121206_ecofy_studie_einsman_final.pdf), Zugriff am 30.7.2013.
- [13] Bömer J, Doering M, Burges K. Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein. Endbericht, Ecofys Germany GmbH. Berlin, 2012. [http://www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Energiewende/Kosten\\_Energiewende/einspeisemanagement\\_endbericht\\_pdf\\_\\_blob=publicationFile.pdf](http://www.schleswig-holstein.de/Energie/DE/Energiewende/Kosten_Energiewende/einspeisemanagement_endbericht_pdf__blob=publicationFile.pdf), Zugriff am 30.7.2013.
- [14] Münch W, Robra M, Volkmann L, Riegebauer P, Oesterwind D. Hybride Wärmeerzeuger als Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jg. (2012) Heft 5, S44-48.
- [15] [http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www\\_reisi\\_page\\_new.show\\_page?page\\_nr=235&lang=de](http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=235&lang=de), Zugriff am 8.01.2014.
- [16] Leschus L, Vöpel H. Wasserstoff im Verkehr - Anwendungen, Perspektiven und Handlungsoptionen. Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut, 2008, S. 30f. [http://www.hwwi.org/uploads/tx\\_wilpubdb/HWWI\\_Policy\\_Report\\_Nr.\\_9.pdf](http://www.hwwi.org/uploads/tx_wilpubdb/HWWI_Policy_Report_Nr._9.pdf), Zugriff am 14.01.2014.
- [17] Joest S, Fichtner M, Wietschel M, Bünger U, Stiller C, Schmidt P, Merten F. Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?. GermanHy, 2009, S. 9. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/germanHy\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/germanHy_Abschlussbericht.pdf), Zugriff am 14.01.2014.
- [18] Smolinka T, Voglstätter C, Sicha E. Wasserstoff - Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität. e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, 2011, S.7. [http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/102635/Wasserstoff-Infrastruktur\\_nachhaltige\\_Mobilitaet.pdf](http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/102635/Wasserstoff-Infrastruktur_nachhaltige_Mobilitaet.pdf), Zugriff am 14.01.2014.
- [19] Welke J, Zimmer R, Domke B. Bürgerkonferenz „Mobil mit Wasserstoff“. Unabhängiges Institut für Umweltfragen 2011, S.25.
- [20] Höhle B, Grube T. Kosten einer potenziellen Wasserstoffnutzung für E-Mobilität mit Brennstoffzellenantrieben. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. 2011, Heft 6, S.65 f.

- [21] Steinmüller H, Tichler R et al. Machbarkeitsstudie einer SolarFuel Beta-Anlage in Österreich – Clean Version. Energieinstitut an der JKU Linz, 2011.
- [22] Kost C., Mayer J N, Thomsen J, Hartmann N, Senkpiel C, Philipps S, Nold S, Lude S, Schlegl T. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer ISE, Freiburg, 2013. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>, Zugriff am 19.12.2013.
- [23] enervis energy advisors GmbH. Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung. Berlin 2011.
- [24] Schlesinger M, Lindenberger D, Lutz C. Energieszenarien 2011. Prognos / EW / GWS, Basel / Köln, 2011. [http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11\\_08\\_12\\_Energieszenarien\\_2011.pdf](http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf), Zugriff am 14.01.2014.
- [25] Fahl U, Frondel M, Löschel A et al. Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009). IER / RWI / ZEW, Berlin 2010. [ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose\\_2009\\_Hauptbericht.pdf](ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf), Zugriff am 14.01.2014.
- [26] Lienert M, Müsgens F, Peek M, Wissen R, Buttermann H-G, Hillebrand E. Ökonomische Auswirkung einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke. r2b energy consulting / EEFA, Köln / Münster, 2010. [http://www.bdi.eu/download\\_content/Studie-Laufzeit.pdf](http://www.bdi.eu/download_content/Studie-Laufzeit.pdf), Zugriff am 14.01.2014.
- [27] Knopf B, Kondziella H, Pahle M, Götz M, Bruckner T, Edenhofer O. Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) und Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement an der Universität Leipzig (IIRM), WISO Diskurs, Bonn 2011.
- [28] Knopf B, Pahle M, Edenhofer O. Die Energiewende hängt vom Strompreis ab – aber noch fehlt eine robuste Energiestrategie. et Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 23.Juli 2013. <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/Year/2012/Month/6/NewsModule/413/NewsId/205/Die-Energiewende-hangt-vom-Strompreis-ab--aber-noch-fehlt-eine-robuste-Energiestrategie.aspx>, Zugriff am 8.01.2013
- [29] Bertuccioli L, Chan A, Hart D, Lehner F, Madden B, Standen E. Development of Water Electrolysis in the European Union. Final Report, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Februar 2014.
- [30] Datenbereitstellung Erdgastankstelle in E-Mail von OMV Vertretung am 27.08.2013.
- [31] Prigge H. Analyse von Betriebskonzepten für Power-to-Gas-Anlagen in einer regenerativ geprägten Energieversorgung. Masterarbeit RWTH Aachen, 2012, ISBN 978-3-656-30749-5.

- [32] Schmidinger S. Strombezugsszenarien für Power-to-Gas Anlagen. Diplomarbeit FH OÖ Campus Wels, 2013.
- [33] Michaelis J, Junker J, Wietschel M. Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. Z Energiewirtschaft (2013) 37:161-175.
- [34] Finkerbusch K. Der Markt für Sekundärregelenergie – eine Bewertung des Regelenergieeinsatzes im Rahmen des Netzregelverbundes. Zeitschrift für energiewirtschaft (2011) 35: 173-181.
- [35] Breuer C, Engelhardt C, Moser A. Expectation-based Reserve Capacity Dimensioning in Power Systems with an Increasing Intermittent Feed-in. RWTH Aachen University, 2012.
- [36] <https://www.regelleistung.net/ip/action/abrufwert>, Zugriff am 03.09.2013
- [37] <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>, Zugriff am 03.09.2013
- [38] Kuramochi T, Ramirez A, Turkenburg W, Faai A. Comparative assessment of CO2 capture technologies for carbon-intensive industrial processes. Progress in Energy and Combustion Science 38 (2012) 87-112.
- [39] Rubin E S, Mantripragada H, Marks A, Versteeg P, Kitchin J. The outlook for improved carbon capture technology. Progress in Energy and Combustion Science 38 (2012) 630-671.
- [40] Faulstich M, Foth H, Calliess C, Hohmeyer O, Holm-Müller K, Niekisch M, Schreurs M. 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Berlin, 2010. [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2010\\_05\\_Stellung\\_15\\_erneuerbareStromversorgung.html](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.html), Zugriff am 18.12.2013.
- [41] Kohler S, Agricola A, Seidl H. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Deutsche Energie-Agentur-GmbH (dena), Berlin, 2010. [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF), Zugriff am 4.1.2014.
- [42] E-Bridge Consulting GmbH. Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Gutachten im Auftrag des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Bonn / Aachen, 2011. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8713E8E3C658D44C1257864002DDA06/\\$file/2011-03-30\\_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8713E8E3C658D44C1257864002DDA06/$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VN.pdf), Zugriff am 18.12.2013.
- [43] Schiffers J, Vogel A, Meyer-Prescher B. Beseitigung technischer, rechtliche und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank. Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“, Band 5, 2009. [http://www.biogaseinspeisung.de/download/Abschlussbericht\\_Biogaseinspeisung\\_Band\\_5\\_Gasnetz\\_AP3\\_4.pdf](http://www.biogaseinspeisung.de/download/Abschlussbericht_Biogaseinspeisung_Band_5_Gasnetz_AP3_4.pdf), Zugriff am 14.01.2014.

- [44] Charles C, Gerasimchuk I, Bridle R, Moerenhout T, Asmelash E, Laan T. Biofuels – At What Cost? A review of costs and benefits of EU biofuel policies. The International Institute for Sustainable Development, 2013.
- [45] EU-Kommission. PROPORTIONATE IMPACT ASSESSMENT. Accompanying the document Commission Regulation (EU) No .../.. of XXX amending Regulation (EU) No 1031/2010 in particular to determine the volumes of greenhouse gas emission allowances to be auctioned in 2013-2020. Brüssel, 2013.  
[http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/auctioning/docs/swd\\_2012\\_xx2\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/auctioning/docs/swd_2012_xx2_en.pdf) , Zugriff am 03.09.2013.
- [46] Tichler, R. Der mögliche Beitrag von SolarFuel als neue Power-to-Gas-Technologie für eine zukünftige europäische Energieversorgung. In: Steinmüller, H., Hauer, A., Schneider, F. (Hrsg.): Jahrbuch Energiewirtschaft 2011. Neuer Wissenschaftlicher Verlag, 2011.
- [47] Tichler, R., Gahleitner, G. Power-to-Gas – Speichertechnologie für das Energiesystem der Zukunft. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Energie Info 08/2012, 2012.
- [48] Hefner III., R. The Age of Energy Gases. China's Opportunity for Global Energy Leadership. The GHK Company, 2007.
- [49] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH. Technologiekonzept Power-to-Gas. Broschüre, 2012.
- [50] Müller-Langer F, Rönsch S, Weithäuser M, Oehmichen K, Seiffert M, Majer S, Scholwin F, Thrän D, Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem. DBFZ, 2009.  
[http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Studien/Erdgassubstitute\\_mobile\\_Anwendung\\_DBFZ.pdf](http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Studien/Erdgassubstitute_mobile_Anwendung_DBFZ.pdf), Zugriff am 24.03.2014