

„Power-to-Gas – eine Möglichkeit zur CO₂-neutralen Energieversorgung von Quartieren“

Karsten Seebauer¹, Jasmin Gleich¹, Raimund Brotsack², Günther Weinzierl³, Josef Huber⁴

¹ MicroPyros GmbH, Straubing

² Technische Hochschule Deggendorf, und MicroPyros GmbH, Straubing

³ Inntal Systemenergie GmbH, Rott am Inn

⁴ Technische Universität München, Straubing

Abstract

Das zweistufig-biologische Power-to-Gas-Verfahren wandelt Strom in erneuerbares Erdgas (EE-Methan) um, welches nach dem Stand der Technik zur Energieerzeugung genutzt werden kann. Dieses kann in Deutschland über den derzeit größten Energiespeicher (Erdgasnetz) verteilt und so auch dezentral verfügbar gemacht werden. Dabei bringt es auch Vorteile für die Versorgung von Quartieren mit sich. Dies zeigen Berechnungsmodelle zur CO₂-Bilanz und Wirtschaftlichkeit des erzeugten EE-Methans. Hier können Mehrinvestitionen in die Betriebskosten durch Vorteile in der Gebäudehülle kompensiert werden. Zudem ermöglicht der Einsatz von klimafreundlichem EE-Methan bei der bedarfsgerechten Energieversorgung der Quartiere hohe Treibhausgasreduktionspotentiale in der Wärmeversorgung. Damit gelingt es Neubauquartiere aber vor allem auch Quartiere im Bestand so zu betreiben, dass geforderte Klimaschutzziele kosteneffizient erreicht werden. Neben der Möglichkeit erneuerbares Erdgas aus Power-to-Gas-Anlagen als Kraftstoff für den CO₂-freundliche Mobilität einzusetzen (Erdgasbetriebene Fahrzeuge) stellt Power to Gas die essentielle Schlüsseltechnologie auch für die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme dar. Bereits jetzt bestehen Möglichkeiten für einen ökologisch und ökonomisch sinnvollen Einsatz der Technologie zum Umbau der Energiesysteme.

1. Einordnung von Power-to-Gas in dem Bereich der Energiespeicher

Im Zuge des stetig steigenden Ausbaus an erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (Anteil Bruttostromverbrauch 2016: 31,7 %, 2025: 40 - 45 %) ist die Notwendigkeit nach geeigneten Energiespeichertechnologien gegeben ^[1]. Dies liegt am stark voneinander abweichenden Energiebedarf und Energieanfall (Windkraft, Sonnenkraft etc.) aufgrund natürlicher Fluktuationen (Flaute ↔ Orkan, bewölkt ↔ wolkenlos etc.) und schwankender Energienachfrage (bspw. Werktag ↔ Feiertag). Eine Möglichkeit, den weiteren Ausbau erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu ermöglichen, bieten Energiespeichertechnologien.

Zu den bekanntesten Speichertechnologien zählen Pumpspeicherwerke und die derzeit viel diskutierten Batteriespeicher. Neben diesen Kurz- und Mittelzeitspeichern müssen zukünftig Langzeitenergiespeicher entwickelt und gebaut werden. Das derzeit größte Potential bietet dabei das ein- und zweistufige Power-to-Gas-Verfahren (Abbildung 1). Diese chemischen Speichertechnologien weisen hohe Speicherkapazitäten von 5 GWh bis 50 TWh auf und ermöglichen eine langfristige Speicherung und Verteilung im vorhandenen Erdgasnetz. Hingegen zeichnen sich thermische (bspw. Power-to-Heat), mechanische (bspw. Pumpspeicher), elektrochemische (bspw. Batterien) und elektromagnetische (bspw. Kondensatoren) Speicher mit deutlich kleineren Kapazitäten aus.

Die Herausforderung für das Gelingen der Energiewende ist es den im Stromsektor erforderlichen Zubau an erneuerbaren Erzeugungsanlagen und die damit erzeugten Energiemengen auch ohne vollflächigem Ausbau der Stromverteilungsnetze zu ermöglichen. Ein weiterer Zubau kann nur erfolgen, wenn

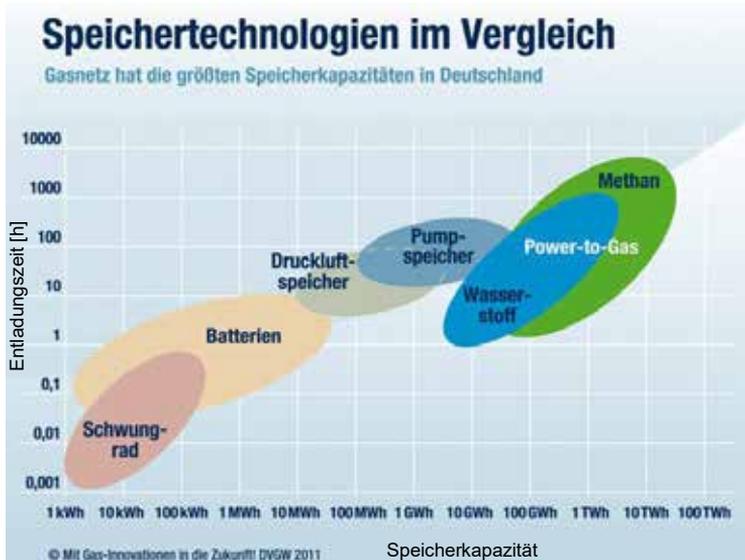


Abbildung 1: Überblick der kurz- bis langzeitigen Speichertechnologien unter Berücksichtigung der Entladezeit und Speicherkapazität (modifiziert nach [2]).

neben den Speichertechnologien für Strom auch Technologien zur Wandlung von erneuerbarem Strom in chemische Energieträger etabliert werden. Chemische Speicher wie Erdgas oder auch flüssige Energieträger können gut transportiert, verteilt und bedarfsgerecht auch in den Sektoren Wärme und Mobilität eingesetzt werden.

Power-to-Gas ermöglicht die Wandlung von Strom in Gas. Die Stromquelle ist dabei überschüssiger erneuerbarer Energiestrom (EE-Strom). Im einstufigen Verfahren wird lediglich über Elektrolyse von Wasser Sauerstoff und brennbarer Wasserstoff erzeugt, wobei letzteres als komprimiertes Gas ungünstige Speichereigenschaften aufweist. Auch die Nutzung ist derzeit verglichen mit dem im zweistufigen Power-to-Gas-Verfahren erzeugten EE-Methan noch nicht ausgereift. Für die Methanisierung wird der Wasserstoff aus dem ersten Prozessschritt mit einer CO₂-Quelle (Klär gas, Biogas, CO₂ aus alkoholischer Gärung, CO₂ aus Industrieprozessen, Rauchgas etc.) zur Reaktion gebracht. Hier existieren zwei Möglichkeiten dies zu realisieren. Zum einen gibt es das chemisch-katalytische und zum anderen das biologisch-katalytische Verfahren.

Produziertes EE-Methan kann anschließend ins Erdgasnetz (Erdgas besteht fast ausschließlich aus Methan) eingespeist und in diesem gespeichert werden. Somit stellt das Erdgasnetz den eigentlichen Speicher dar und weist derzeit in Deutschland eine Speicherkapazität von 200 TWh auf, was dem Verbrauch von mehreren Monaten entspricht [3]. Zum Vergleich werden heute im Gasnetz die Energiemengen von ca. 1.000 TWh transportiert [4]. Die Anwendung von Methan bzw. Erdgas in der Praxis entspricht dem Stand der Technik.

Die Problematik des Fehlens geeigneter Speichertechnologien stellt ab 2022 nach Abschalten der Kernkraftwerke verbunden mit der geforderten Treibhausgasreduktion, spätestens nach der derzeit noch offenen Außerbetriebnahme der CO₂-intensiven Kohlekraftwerke in Deutschland eine große Herausforderung dar [5]. Beide Energieerzeugungsarten decken heute maßgeblich die Grundlastversorgung. Entstehende Energieengpässe und -lücken müssen in Zukunft mit zuvor gespeicherter Energie gefüllt werden.

Abgesehen davon kann das über Power-to-Gas erzeugte, erneuerbare Methan (EE-Methan) ins Erdgasnetz eingespeist (CNG) oder auch verflüssigt (LNG) werden. Somit könnte es schon heute die Energiewende im Bereich Wärme und Mobilität ermöglichen.

2. Grundlagen der CO₂-neutralen Energieversorgung mittels Power-to-Gas

2.1 Zweistufig-biologisches Power-to-Gas-Verfahren

Allgemein betrachtet laufen biologische Prozesse 100.000- bis 1.000.000-mal schneller ab als rein chemische. Dies bringt entscheidende Vorteile.

Während in der biologisch-katalytischen Methanisierung (BKM) Prozesstemperaturen im thermophilen Bereich (40 - 80 °C) herrschen, können diese in der chemisch-katalytischen Methanisierung (CKM) das Zehnfache betragen. Auch die Betriebsdrücke sind mit 0 - 10 bar moderater als die des Sabatier-Prozesses (CKM), in dem Drücke > 10 bar vorliegen. Da sich der biologische Katalysator (Enzyme in Mikroorganismen) im Gegensatz zu den beispielsweise Ni-, Fe-, Co- oder Ru-dotierten Katalysatoren immer wieder unter Nutzung von Reststoffen (Klärschlamm, Gärrest etc.) regeneriert, sind die Kosten für diesen extrem niedrig. Auch die Fähigkeit Störstoffe (Ammoniak, Schwefelwasserstoff, Siloxane etc.) zu tolerieren, ist in der BKM sehr hoch. Hochreine Gase sind zur Verhinderung der Vergiftung der kostenintensiven Katalysatoren in der CKM absolut nötig. Die Umwandlungsrate von CO₂ liegt bei der BKM bei bis zu 100 %, womit ein einspeisefähiges Gas von bis zu 99 % Methan generiert werden kann. Die Werte in der CKM sind niedriger, aber dennoch einspeisefähig. Beide Verfahren weisen ein flexibles Lastwechselverhalten auf, wobei die BKM aufgrund der anpassungsfähigen Mikroorganismen besser abschneidet. Dies gilt auch hinsichtlich des Anfahr-, Stillstands- und Abfahrverhaltens [6].

Der Entwicklungsstand der 1902 erfundenen CKM ist deutlich weiter voran gestritten und bereits kommerziell im Einsatz. Dennoch existieren bereits zweistufig-biologische Power-to-Gas-Anlagen (BKM) im industriellen Maßstab.

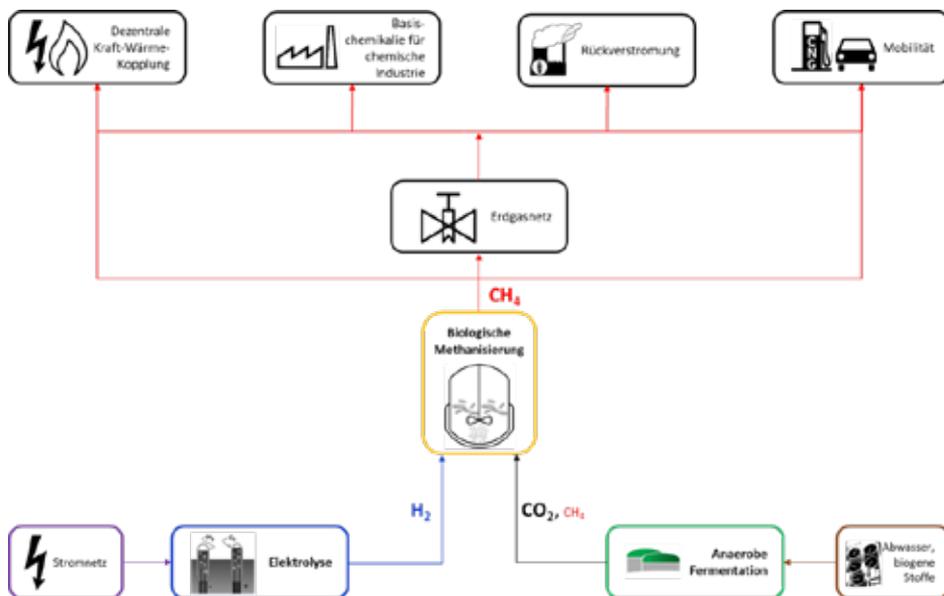
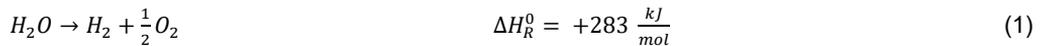


Abbildung 2: Fließschema des zweistufig-biologischen Power-to-Gas-Konzeptes mit verschiedenen Verwertungsmöglichkeiten des EE-Methans.

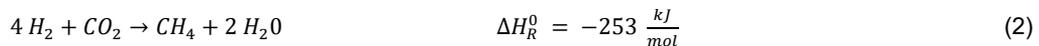
Verfahrensunabhängig (BKM oder CKM) kann die Technologie, wie in Abbildung 2 zu sehen, eingesetzt werden.

Zur Produktion des Eduktgases Wasserstoff mittels Elektrolyse von Wasser wird Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen genutzt. In Gleichung (1) sind die stöchiometrischen Verhältnisse der elektrolytischen Wasserspaltung zu sehen [7].



Das für die Reaktion benötigte Kohlenstoffdioxid stammt beispielsweise aus einer Biogasanlage. Beide Eduktgase werden in einem mit einem Nährmedium (Klärschlamm, Gärrest etc.) gefüllten Bioreaktor mittels Mikroorganismen (methanogene Archaeen) zu EE-Methan konvertiert. Die Umwandlung erfordert optimale Temperatur- und Druckniveaus.

Die genauen stöchiometrischen Zusammenhänge der exothermen Reaktion sind in Gleichung (2) ersichtlich [6].



Das produzierte, CO₂-freie EE-Methan mit einer Reinheit von bis zu 99 % (Rest Wasserstoff) wird nach einer Entschwefelungsstufe ins Erdgasnetz eingebracht. Aus diesem Speicher- und Verteilnetz kann das EE-Methan in weiter Entfernung zum Einspeiseort beispielsweise für dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW), Mobilität (Erdgasfahrzeuge), Rückverstromung in Gaskraftwerken und die chemische Industrie Verwendung finden. Auch die direkte, ortsgebundene Nutzung ohne Einspeisung ist möglich. Die Nutzung des EE-Methans in dezentralen BHKW zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung (Kraft-Wärme-Kopplung über BHKW) schafft für klimafreundliche Quartiersversorgungskonzepte enorme Chancen.

2.2 Sektorenkopplung als Schlüssel zur Quartiersversorgung

Unter Sektorenkopplung versteht man die gemeinsame Betrachtung und Vernetzung der bisher separat betrachteten Sektoren Strom, Mobilität und Wärme. Dabei stellt Erdgas bzw. erneuerbares Erdgas (EE-Methan) als flexibler Energieträger eine dem Stand der Technik entsprechende Möglichkeit dar, alle drei Sektoren miteinander zu verbinden. Zukünftiges Ziel muss es deshalb sein, eine gasgeführte Energiespeicherung und -versorgung in Form von synthetischem Erdgas (EE-Methan) zu erreichen. Hier stellt die zweistufige Power-to-Gas-Technologie (PtG) das Bindeglied zwischen Strom- und Gassektor dar, wobei elektrischer Strom in speicherbares Methan umgewandelt wird. Aus diesem Speichermedium kann bedarfsgerecht über Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung Strom und Wärme (und Kälte) erzeugt werden. Auch das Betanken von Gasfahrzeugen mit EE-Methan ist eine weitere Möglichkeit den energieintensiven Verkehrsbereich (Endenergieverbrauch Verkehr, Deutschland 2015: 728 TWh \pm 29 %) CO₂-neutral zu gestalten [8].

Mit diesem Hintergrund kann man Quartiere mit Anschluss an das Gas- und Stromnetz als sogenannte „Energiezellen“ bezeichnen, die Gas aus dem Erdgasnetz beziehen und dezentral die Energieversorgung (Strom, Heizwärme, Kühlung etc.) gewährleisten. Umgekehrt kann zu Zeiten mit erhöhtem Bedarf am Strommarkt Elektrizität im BHKW erzeugt und ins Stromnetz eingespeist werden (positive Regenergie). Somit sind „Energiezellen“ Energieverbraucher und -produzent zugleich.

2.3 Vorteile von Power-to-Gas für Quartiere („Energiezellen“)

Je nach Definition der Systemgrenze einer „Energiezelle“ ist ein unterschiedlicher Selbstversorgungsgrad mit Energie gegeben. So liegt dieser bei Betreiben einer PtG-Anlage innerhalb einer Zelle deutlich höher als bei ausschließlichem Bezug von Gas aus dem Netz.

Unabhängig davon sind die Vorteile von PtG als Speichertechnologie für die nachhaltige Energieversorgung in Quartieren folgende:

- Sektorenübergreifender Energietransfer ermöglicht die Nutzung der hohen Speicherkapazität des Erdgasnetzes
- das Erdgasnetz ist großflächig ausgebaut, sodass Versorgungskonzepte mit EE-Methan bereits

jetzt realisierbar sind

- im Erdgasnetz kann der Anteil von EE-Methan kontinuierlich gesteigert werden, was grundsätzlich zur Dekarbonisierung des Gasnetzes und somit auch in den Sektoren Mobilität und Wärme – z. B. für die Quartiersversorgung – beiträgt
- der Stromnetzausbau Nord-Süd-Achse läuft noch sehr verzögert ab und bietet wenig Optionen für bedarfsgerechten Zubau an erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen abseits dieser Achse
- flexible Energiespeicherung und ortsunabhängige Nutzung des eingespeisten EE-Methans (sofern Erdgasnetz vorhanden)
- Quartiere können nicht nur Energieverbraucher sondern auch Energieerzeuger sein (Bezug günstiger, negativer Regelleistung sowie Anbieten positiver Regelleistung)
- die Digitalisierung und informative Vernetzung der Quartiere („Energiezellen“) untereinander ermöglicht die regionale Nutzung erneuerbarer Energien auch ohne Umwege über Energieversorger (Regionalenergie)
- Entlastung des Nieder- und Mittelspannungsnetzes bei hohem Angebot von EE-Strom (bspw. ländliche Photovoltaikanlagen ohne Anschlussmöglichkeit an das Hochspannungsnetz)
- Verhinderung der Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bei derzeit zu hohen Stromangeboten
- Unterstützung der Energie- und Mobilitätswende
- Unterstützung des kurzfristigen Übergangs zu einer CO₂-neutralen Wirtschaft und Energieversorgung

3. Berechnungsmodell zur Anwendung von EE-Methan in der Quartiersversorgung

3.1 CO₂-Bilanz des erzeugten EE-Methans

Eine essentielle Größe zur Spezifikation von EE-Anlagen ist die CO₂-Bilanz bzw. das Treibhausgasminderungspotential. So müssen bereits heute Biokraftstoffe eine Treibhausgasmindeungsquote von mindestens 50 % (60 % ab 2018) gegenüber fossilen Energieträgern aufweisen ^[9]. Eine solche CO₂-Bilanz wurde für das in der Power-to-Gas-Anlage von MicroPyros erzeugte EE-Methan mittels Software erstellt ^[10]. Die zugrunde liegenden Annahmen und das Ergebnis sind im Folgenden dargestellt.

Es wurde das zweistufig-biologische Power-to-Gas-Verfahren mit abschließender Gasreinigung betrachtet. Dabei wurden zwei Bilanzierungen angefertigt, die unterschiedliche Systemgrenzen aufweisen.

Bilanz 1 umfasst ausschließlich das in der Power-to-Gas-Anlage produzierte EE-Methan. **Bilanz 2** hingegen schließt sowohl das in der Power-to-Gas-Anlage hergestellte EE-Methan als auch das bereits im Biogas enthaltene Methan ein. Die einzelnen Prozessschritte, die wesentlichen Stoff- und Energieströme sowie die Systemgrenzen sind in Abbildung 3 zu erkennen.

Der Hauptanteil der bezogenen Gesamtleistung fließt in Form von elektrischer Energie dem Elektrolyseur zu. Dieser benötigt zudem Wasser als Edukt für die Erzeugung von Wasserstoff und Sauerstoff. Im nächsten Schritt wird einerseits der generierte Wasserstoff und andererseits Kohlenstoffdioxid (hier in Form von Biogas – Zusammensetzung: 65 % CH₄; 35 % CO₂) dem Bioreaktor zugeführt. Der Gärrest dient dabei als Nährstoffquelle für die eingesetzten biologischen Katalysatoren (Mikroorganismen). Diese setzen die Eduktgase über Stoffwechselmechanismen zu Methan und Wasser um. Das erzeugte Produktgas weist einen Methananteil von > 96 % auf und wird als rohes EE-Methan bezeichnet. Das EE-Methan wird anschließend mittels Gasspeicher zwischengespeichert, bevor es die Gasreinigung als letzten Verfahrensschritt passiert. In der Gasreinigung wird der bereits im Biogas enthaltene Schwefelwasserstoff abgetrennt, um reines EE-Methan als Endprodukt zu erhalten. Die Systemgrenzen der Bilanzierungen schließen die oben genannten Schritte ein und enden nach der Reinigung des produzierten Gases.

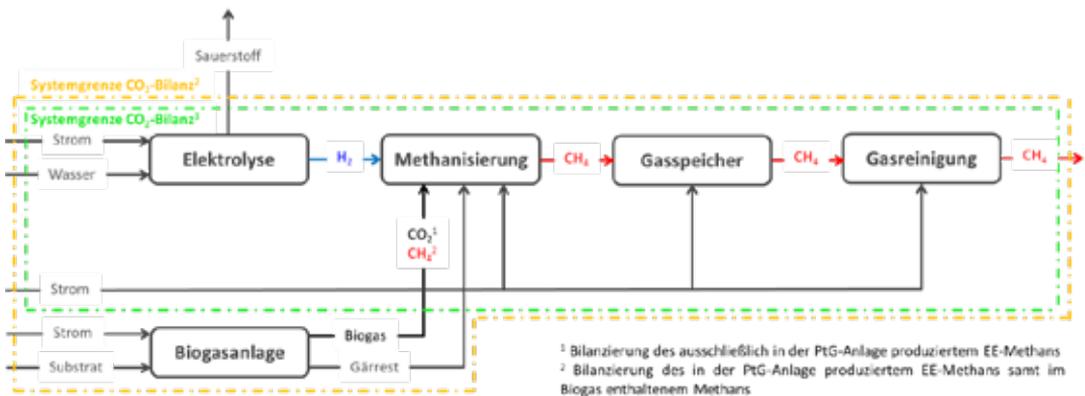


Abbildung 3: Modell der CO₂-Bilanzierung.

Zudem wurden den Berechnungen nachfolgende Annahmen zugrunde gelegt:

Die Bilanzierungen erfolgen anhand der DIN ISO 14040 und DIN ISO 14044 für Ökobilanzierungen^{[11][12]}. Bei den betrachteten Szenarien handelt es sich jeweils um eine Cradle-to-Gate-Bilanz, die lediglich die direkten Verbräuche und Emissionen einschließt. Als funktionelle Einheit dient ein Normkubikmeter EE-Methan. Die notwendigen Allokationen wurden nach Energieinhalt vorgenommen. Dies ist relevant bei der Bereitstellung des CO₂ aus Biogas, bei der Elektrolyse sowie bei der Methanisierung. Überdies wurden für die Betrachtungen vorerst theoretische Werte der industriellen Forschungsanlage verwendet, da sich diese aktuell im Planungsstadium befindet. Nach Anlageninbetriebnahme kann ein Vergleich der theoretisch errechneten mit den realen Werten für den CO₂-Fußabdruck erfolgen. Eine weitere Annahme ist die Deckung des gesamten Wärmebedarfs des Bioreaktors mit der bei der Elektrolyse entstehenden Abwärme und der freiwerdenden Reaktionswärme bei der Methanisierung. Zudem wurde als Strombezugsszenario der Betrieb der Anlage mit Windstrom angenommen. Diese soll zu Zeiten von Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen den Strom in speicherbares Methan wandeln. Über dies wurde für **Bilanz 2** (EE-Methan mit Biogas) ein durchschnittlicher Lieferweg der eingesetzten Substrate von 76 km angenommen. Abgesehen von der Anlieferung der Substrate und dem Eigenstrombedarf der Biogasanlage entstehen aufgrund der Verwendung von Abfallstoffen als Gärsubstrat keine weiteren CO₂-Emissionen.

Basierend auf diesen Modellen zur Bilanzierung (vgl. Abbildung 3) und den zugrunde gelegten Annahmen ergeben sich für den CO₂-Ausstoß von EE-Methan die in Tabelle 1 dargestellten Ergebnisse.

Wie dieser entnommen werden kann, entsteht bei der Verbrennung von EE-Methan ohne Biogas (**Bilanz 1**) ein CO₂-Ausstoß von 39,24 gCO₂/kWh, was im Vergleich mit Erdgas eine Treibhausgasminde- rung von 80,50 % darstellt. Wird allerdings auch das bereits im Biogas enthaltene Methan mitbilanziert (**Bilanz 2**), so sinkt der Wert für die Treibhausgase pro Energieinhalt auf 17,81 gCO₂/kWh. Damit kann eine Treibhausgasminde- rung von 91,15 % realisiert werden.

Tabelle 1: Ergebnisse der CO₂-Bilanz von EE-Methan und Gegenüberstellung mit fossilem Erdgas.

Größe	Einheit	Bilanzierung 1: Wert EE-Methan ohne Biogas	Bilanzierung 2: Wert EE-Methan mit Biogas aus Bioabfällen	Wert Erdgas
Treibhausgase pro Volumen	kgCO ₂ /Nm ³	0,389	0,177	1,997
Treibhausgase pro Energie- inhalt	gCO ₂ /MJ	10,90	4,95	55,89
Treibhausgase pro Energie- inhalt	gCO ₂ /kWh	39,24	17,81	201,21
Treibhausgasminderung EE- Methan gegenüber Erdgas	%	80,50	91,15	---

Die Ergebnisse sind zudem in Form einer graphischen Auswertung in Abbildung 4 ersichtlich.

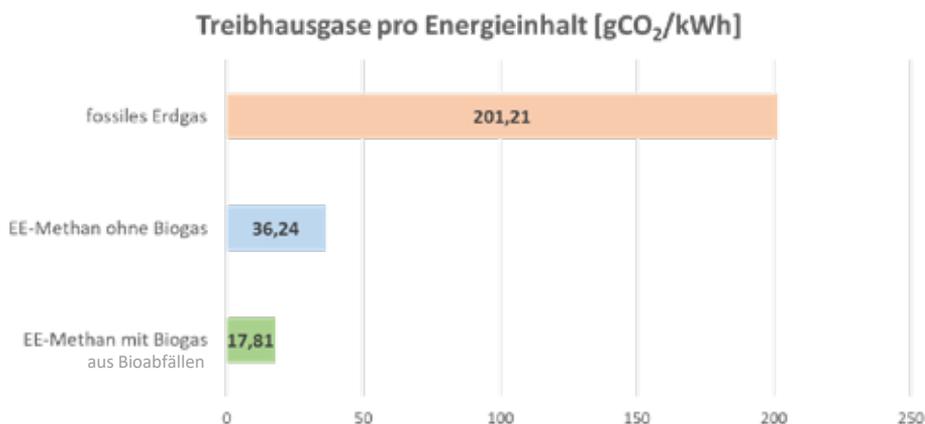


Abbildung 4: Gegenüberstellung der Treibhausgase pro Energieinhalt.

Diese Bilanzierungen weisen wie vorangegangen erwähnt zwei unterschiedliche Systemgrenzen auf. Dabei ist zu erkennen, dass die Werte von **Bilanz 2** positiver ausfallen. Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass die größten Stellschrauben bzw. Ansatzpunkte zur Optimierung beim Energiebezug der Anlage liegen. Es ist essentiell aus welchen Quellen die verwendete Energie stammt und wie viel davon benötigt wird. Auf die Quellen kann durch intelligente Anlagensteuerung (bspw. ausschließliche Verwendung von Überschussstrom) Einfluss genommen werden. Die bezogene Energiemenge hingegen hängt stark vom Druckniveau im Prozess und Speicher sowie dem Wirkungsgrad der Elektrolyse ab. Hier ergeben sich zukünftige Optimierungspotentiale. Des Weiteren ist die Bilanz der eingesetzten Substrate bei der Biogasproduktion ausschlaggebend für das Gesamtergebnis. Können diese als Abfallprodukt betrachtet werden, so fallen lediglich die CO₂-Emissionen der Anlieferung ins Gewicht. Die CO₂-Reduktionspotentiale sind demzufolge sehr hoch. Bei dem mittels Power-to-Gas erzeugten EE-Methan werden die CO₂-Werte des verwendeten Stroms für die Elektrolyse berücksichtigt. Strom aus Windkraftanlagen weist dabei die höchsten CO₂-Reduktionspotentiale auf.

3.2 Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas in Quartieren

Neben dem CO₂-Reduktionspotential spielt auch der Preis des erzeugten EE-Methans zur Quartiersversorgung eine ausschlaggebende Rolle.

Der Bezugspreis für Erdgas orientiert sich am aktuellen Marktwert. Der Preis für EE-Methan kann je nach Strombezugszenario sowie Anlagengröße und -wirkungsgrad eine enorme Bandbreite aufweisen.

Ein grundlegender Kostenfaktor für den Strombezugspreis ist dabei der reine Erzeugerpreis, der in günstigen Fällen im Bereich 2 bis 4 Ct/kWh liegen kann. Hinzu kommen Abgaben wie z. B. EEG-Abgaben, die mit derzeit 6,79 Ct/kWh den höchsten Anteil zu den Stromkosten beitragen ^[13]. Je nach Szenario ergibt sich somit ein Strompreis für die elektrolytische Wasserstoffherzeugung zwischen 2 und 15 Ct/kWh. Für das somit erzeugte EE-Methan ergeben sich damit Gesamtpreise zwischen 10 und 35 Ct/kWh. Bei einer Mischkalkulation (Methan aus der anaeroben Vergärung biogener Rest- und Abfallstoffe und Methan aus PtG) ergeben sich Kosten von ca. 13 Ct/kWh für das erzeugte EE-Methan.

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Gebäuden, welche mit einem Blockheizkraftwerk zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmeversorgung ausgestattet sind, wird eine Software, welche die Energieversorgung von Gebäuden für verschiedene Szenarien simuliert verwendet und anhand eines Beispielquartiers die Kostenentwicklung über 20 Jahre berechnet ^[14].

Die gewählten Eckdaten des Modellquartiers sind in Tabelle 2 aufgelistet:

Tabelle 2: Daten zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Modellquartier.

Gebäudedaten	Annahmen
Gebäudehöhe: 14,25 m	Kosten Erdgas: 3,9 ct/kWh
Gebäudebreite: 18,32 m	Kosten EE-Methan: 13 ct/kWh
Gebäuelänge: 89,6 m	CO ₂ -Emission Erdgas: 201,21 gCO ₂ /kWh
Gebäudenutzung: Wohnquartier	CO ₂ -Emission EE-Methan (vgl. Kapitel 3.1): 39,24 gCO ₂ /kWh
Anzahl Wohneinheiten: 100 Einheiten auf 5 Stockwerke verteilt	Strombezugskosten für Bewohner im Quartier: 27 ct/kWh
Zu beheizende Gesamtfläche: 7.500 m ²	Gesamtstrombedarf des Quartiers: 220.000 kWh/a
	Gesamtwärmebedarf des Quartiers: 892.584 kWh/a
	Leistung Gasbrennwerttherme: 500 kW _{th}
	Leistung BHKW: 20 kW _{el} + 43 kW _{th}
	Einsparung von Dämmmaterialien bei Neubauten oder Gebäudesanierungen durch den Einsatz des EE-Methans

Für eine Aussage zur Wirtschaftlichkeit wurden zwei Szenarien miteinander verglichen (vgl. Tabelle 3):

Tabelle 3: Vergleich zweier Szenarien für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Power-to-Gas in Wohnquartieren

	Szenario 1	Szenario 2
Grundlast	Wärmeerzeugung: Gasbrennwerttherme	Strom-/Wärmeerzeugung: BHKW
	Energieträger: fossiles Erdgas	Energieträger: EE-Methan
Spitzenlast	Wärmeerzeugung: Gasbrennwerttherme	Wärmeerzeugung: Gasbrennwerttherme
	Energieträger: fossiles Erdgas	Energieträger: fossiles Erdgas
Strom	ausschließlich Netzbezug	vollständige Eigennutzung des Strom aus BHKW, restliche Deckung über Netzbezug

Das **erste Szenario** (Bezugsszenario) stellt die Wärmeversorgung des Modellgebäudes mittels Gasbrennwerttherme dar. Hierbei wird Erdgas als Einsatzstoff verwendet. Die Stromversorgung wird komplett durch Bezug von Netzstrom gedeckt.

Das **zweite Szenario** simuliert den zusätzlichen Einsatz von EE-Methan in einem BHKW, welches ergänzend zur Gasbrennwerttherme angeschafft und betrieben wird. Bevorzugt wird der Betrieb des BHKWs angestrebt und der Gaskessel zur Deckung der Lastspitzen verwendet. In diesem Szenario kann der gesamte durch das BHKW erzeugte Strom zur Eigenbedarfsdeckung verwendet werden. Die Differenz aus Bedarf und Produktion wird über den Zukauf von Netzstrom realisiert.

Außerdem wird eine Preissteigerung beim Bezug der Dienstleistung Wartung (+2 %), beim Bezug von Erdgas (+2 %) sowie von Netzstrom (+3 %) zugrunde gelegt. Im Gegensatz dazu wird beim Bezug von EE-Methan aufgrund von zukünftiger Forschung und Optimierung des Prozesses und dessen Wirkungsgrads ein Preisabfall (-3 %) veranschlagt.

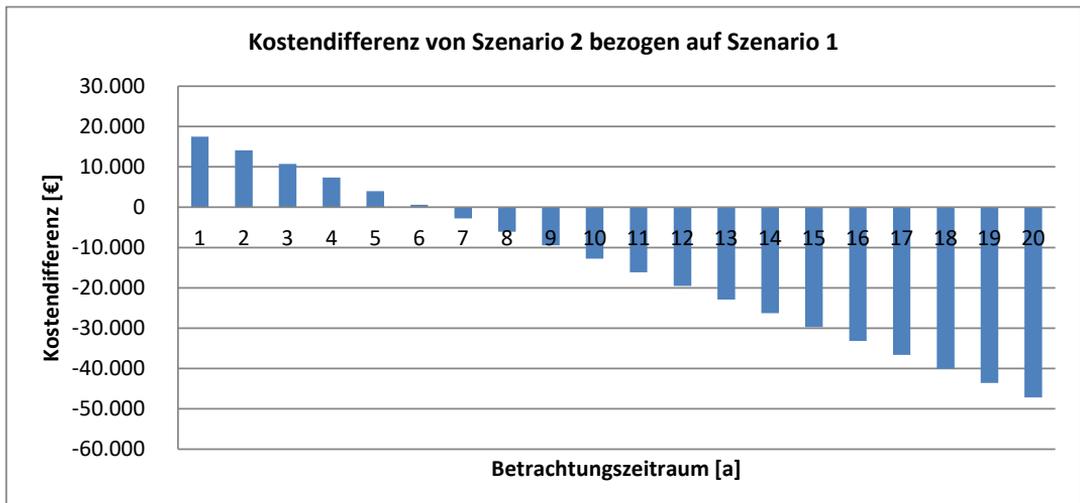


Abbildung 5: Darstellung der Kostendifferenz des Szenarios 2 (Säulen) verglichen mit Szenario 1.

Basierend auf dem Modellquartier und den zugrunde gelegten Annahmen ergeben sich für die Wirtschaftlichkeit von EE-Methan zur Energieversorgung von Quartieren die nachfolgenden in Abbildung 5

dargestellten Ergebnisse. Die angenommenen Kosten setzen sich aus den Investitions-, Brennstoff-, Wartungs- und Abschreibungskosten zusammen.

Es ist zu erkennen, dass Szenario 2 zunächst aufgrund höherer Investitionskosten (BHKW und Gasbrennwerttherme) sowie höherer Brennstoffkosten für EE-Methan schlechter abschneidet. Die Kosten liegen in den ersten sechs Jahren über denen des Szenarios 1. Zwischen Jahr 6 und 7 befindet sich der Break-Even-Point, ab welchem sich Szenario 2 zusätzlich zu den ökologischen Vorteilen als wirtschaftlich gegenüber Szenario 1 erweist. Hier wirkt sich besonders die Eigennutzung des im BHKW produzierten Stroms deutlich positiv aus.

Die erhaltenen Ergebnisse sind abhängig von den zugrunde gelegten Annahmen sowie einer zukünftigen Kostenentwicklung der Brennstoffe, des Stroms und der Dienstleistungen. In dem gewählten Szenario kann EE-Methan als wirtschaftliche und umweltschonende Alternative zu fossilem Erdgas zukünftig in Quartieren Anwendung finden.

4. Ausblick

Derzeit sind die energierechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz der Power-to-Gas Technologie hinderlich. Grund hierfür ist die Betrachtung dieser Technologie als Endenergieverbraucher statt als Speicher. Dies führt dazu, dass Umlagen, wie die EEG-Abgabe auf den Bezugsstrom bei einer hypothetischen Rückverstromung des erzeugten EE-Methans doppelt bezahlt werden müssen. Eine weitere

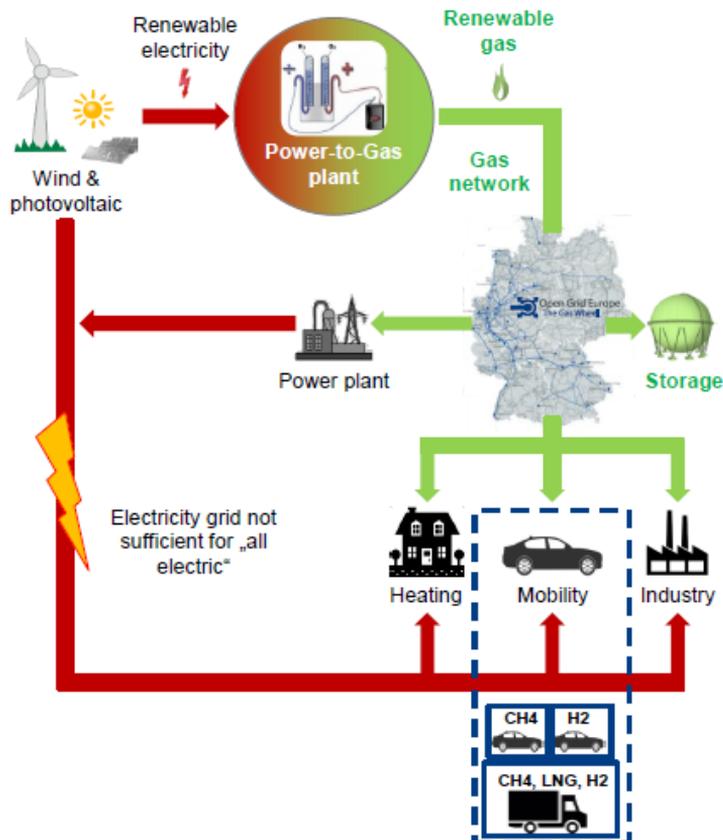


Abbildung 6: Potential von Power-to-Gas für die Sektorenkopplung [15].

Hürde für eine breite Einführung der PtG-Technologie ist beispielsweise die Nichtanrechenbarkeit von EE-Methan bei der Ermittlung der CO₂-Flottenbilanz der Automobilhersteller.

Zukünftig wird und muss sich dies ändern, da der Anteil erneuerbarer Quellen an der Energieversorgung stetig steigt und der Anteil fossiler Energieträger im selben Zuge sinkt. Zudem sind die gesetzten Klimaschutzziele (insbesondere im Sektor Mobilität) noch lange nicht erreicht. Hier stellt Power-to-Gas einen Lösungsansatz dar, der es ermöglicht diese Ziele in allen drei Sektoren (Strom, Wärme und Mobilität) sukzessive umzusetzen. Deshalb „... brauchen [wir] eine CO₂-Minderungsstrategie mit schnellen Erfolgen und die Gaswirtschaft hat eine mögliche Lösung“. „Gas [wird] keine Brücke, sondern der Schlüssel der Energiewende sein...“.^[16]

Da „... eine Vollelektrifizierung des Wärmesektors sich nicht darstellen lässt...“^[16], kann nur der Energieträger Gas diese Lücke schließen. Durch eine sinnvolle Kombination dieser beiden Energieformen kann die Energiewende in allen drei Sektoren erfolgreich realisiert werden. Diese Vorteile der Sektorenkopplung greift Abbildung 6 auf.

Gas weist aufgrund des bereits großflächig ausgebauten Transportnetzes sowie der nahezu verlustfreien Durchleitung deutliche Vorzüge gegenüber der kompletten Elektrifizierung der Gesellschaft auf. Auch die Anwendung im Bereich Lasttransport (LKW, Schifffahrt etc.) spricht für den Einsatz von Gas. Darüber hinaus steigt in den nächsten Jahrzehnten die Bedeutung von Power-to-Gas als Speichertechnologie. Durch den steigenden Anteil fluktuierender Energiequellen (Windkraft, Photovoltaik) muss der Fokus auf Energiespeicherung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gelegt werden. Hierbei bergen bereits bestehende Technologien (Erdgasnetz, Erdgastechnik etc.) das größte Potential. So muss nicht in den kostenintensiven, aufwändigen und langwierigen Ausbau von Stromtrassen investiert, sondern die benötigte Elektrizität kann dezentral erzeugt und in speicherbare Energieträger für die bedarfsgerechte Anwendung im Bereich der Wärmeversorgung von Quartieren sowie in der Mobilität genutzt werden.

Die hier dargestellten Ergebnisse zeigen, dass hohe ökonomische Potential bei der Sektorenkopplung, welches sich auch volkswirtschaftlich dadurch ergibt, dass die enormen Ausbaurkosten und weitere Folgekosten vermieden werden können, welche eine „all electric society“ erforderlich machen würden. Nur die energierechtlichen Rahmenbedingungen bremsen oder verhindern den breiten Einsatz der Technologie zur Erzeugung klimafreundlicher Treibstoffe als Alternative zur Elektromobilität oder für die bedarfsgerechte Wärmeerzeugung in Quartieren. Das ökologische Potential der Technologie liegt mit bis zu mehr als 90 % geringeren Treibhausgasemissionen im Vergleich zu Erdgas enorm hoch. Auch könnte sich dieses Potential durch die Tendenz in Richtung einer künftigen CO₂-Abgabenbelastung neben den bereits vorhandenen Vorteilen weiter positiv auf die Kosten des EE-Methans auswirken.

5. Literaturverzeichnis

- [1] B. f. W. u. Energie, „www.bmwi.de,“ [Online].
<http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>.
[Zugriff am 04.12.2017].
- [2] DVGW, „www.hzwei.info,“ [Online].
https://www.hzwei.info/blog/wp-content/uploads/2012/11/DVGW_Infografik_-_Speichertechnologien_im_Vergleich_01_9cf387c55a.jpg.
[Zugriff am 04.12.2017].
- [3] Fraunhofer-Gesellschaft, „www.fraunhofer.de,“ [Online].
<https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2010/04/strom-erdgas-speicher.html>.
[Zugriff am 05.12.2017].
- [4] D. Energie-Agentur, „www.powertogas.info,“ [Online].
<http://www.powertogas.info/power-to-gas/sectorenebergreifende-systemloesung/potenziale-des-erdgasnetzes/>.
[Zugriff am 05.12.2017].
- [5] Bundesregierung, „www.bundesregierung.de,“ [Online].
https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/8_Kernkraft/_node.html.
[Zugriff am 04.12.2017].
- [6] F. Graf, A. Krajete und U. Schmack, „Abschlussbericht: Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten,“ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Bonn, 2014.
- [7] C. Winter und J. Nitsch, Wasserstoff als Energieträger, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1986, p. 372.
- [8] Umweltbundesamt, „www.umweltbundesamt.de,“ [Online].
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>.
[Zugriff am 07.12.2017].
- [9] FNR. [Online].
<https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/treibhausgasemissionen/>.
[Zugriff am 07.12.2017].
- [10] J. Huber, Bachelorarbeit: Erstellen eines Modells zur Bewertung der Kohlenstoff- und Wasserbilanz für erneuerbares Methan aus Power-to-Gas-Prozessen mit mikrobiologischer Methanisierung, Straubing: Technische Universität München, 2017.
- [11] DIN ISO 14040, Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen.
- [12] DIN ISO 14044, Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitung.
- [13] „Bundesnetzagentur,“ [Online].
<https://www.bundesnetzagentur.de/>.
[Zugriff am 16.12.2017].
- [14] G. Weinzierl, „www.inntal-systemenergie.de,“ [Online].
<http://inntal-systemenergie.de/>.
[Zugriff am 04.12.2017].
- [15] Open Grid Europe, „The Role of Gas Infrastructure in the Mobility Transition - 12. Tagung Gasfahrzeuge FKFS,“ Zukunft Erdgas e. V., Stuttgart, 2017.
- [16] S. W. Eder, „Raus aus der Kohle, rein in das Gas,“ VDI Nachrichten, Nr. 49/50, p. 7, 2017.