



Abb. 1: Die neuartige Wabenmethanisierung ist das Herzstück der Demonstrationsanlage in Falkenhagen.

Quelle: Uniper

## Innovative Power-to-Gas-Technologien für die Energiewende: **EU-Leuchtturmprojekt STORE&GO erfolgreich abgeschlossen**

Auf dem Weg zur Klimaneutralität sind Power-to-Gas-Technologien ein wichtiger Baustein. Im europäischen Leuchtturmprojekt STORE&GO wurden unterschiedliche **Verfahren zur Produktion von synthetischem Erdgas (SNG)** aus erneuerbarem Strom erfolgreich demonstriert. Die parallel durchgeführte Begleitforschung hat darüber hinaus **technische, wirtschaftliche, ökologische und rechtliche Aspekte rund um Power-to-Gas** umfassend beleuchtet und **politische Handlungsempfehlungen für die Einführung dieser Technologie in das europäische Energiesystem entwickelt**. Der Beitrag stellt die **wesentlichen Ergebnisse des Projektes** vor.

von: Dr. Simon Verleger, Dr. Frank Graf (beide: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut) & Dr. Dietrich Gerstein (DVGW e. V.)

Von März 2016 bis Februar 2020 haben die insgesamt 27 europäischen Partner von STORE&GO das Potenzial von Power-to-Gas (PtG) im europäischen Energiesystem untersucht. Dabei wurde u. a. analysiert, welchen Beitrag die Technologie zum Erreichen von Klimazielen und zum Umbau des europäischen Energiesystems leisten kann. Über die Projektstruktur und den Projektfortschritt wurde bereits mehrfach in dieser Fachzeit-

schrift berichtet [1–3]. In diesem Beitrag werden die finalen Ergebnisse vorgestellt und Handlungsempfehlungen für die weitere Ausgestaltung von PtG in Europa gegeben.

Im Zentrum der systemischen Untersuchungen lagen – entsprechend dem Fokus der Ausschreibung – Power-to-Methan-Technologien. Die abgeleiteten Handlungsempfehlungen haben je-

doch auch für Power-to-Hydrogen weitgehend Gültigkeit. Detaillierte Ausarbeitungen zu den verschiedenen Untersuchungsschwerpunkten stehen auf der Projekthomepage zur Verfügung, die auch über das Projektende hinaus weiterbetrieben wird. Insgesamt wurden im Projekt 78 Berichte (sogenannte Deliverables) erstellt, von denen etwa die Hälfte öffentlich ist (Tab. 1).

### Erkenntnisse aus den Demonstrationsanlagen und Entwicklungsperspektiven von PtG-Technologie

Herzstück von STORE&GO sind die Demonstrationsanlagen, die in Deutschland, der Schweiz und Italien errichtet wurden (Tab. 2). Bei den Anlagen wurden drei innovative Methanisierungsverfahren eingesetzt.

Die erste in Betrieb genommene PtG-Anlage befindet sich im brandenburgischen Falkenhagen (Abb. 1). Die bereits vor dem STORE&GO-Projekt vorhandene Wasserstoff-Erzeugungsanlage von Uniper wurde im Mai 2018 um eine Methanisierungsstufe mit einer SNG-Erzeugungsleistung von 580 Kilowatt (kW) erweitert. Das Methanisierungsverfahren basiert auf einem katalytischen Wabenreaktor, das am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) entwickelt wurde. Realisiert wurde die Anlage von ThyssenKrupp Industrial Solutions. Ab Januar 2019 bis zum Projektende wurde das synthetisch hergestellte Methan in das Erdgastransportnetz von ONTRAS eingespeist.

Bei der Demonstrationsanlage im schweizerischen Solothurn (Abb. 2) erzeugen Mikroorganismen – sogenannte Archaeen – das Methan, indem sie den in Elektrolyseuren gewonnenen Wasserstoff zusammen mit Kohlenstoffdioxid aus einer Kläranlage in Methan umwandeln (biologische Methanisierung). Die Anlage, die von Electra-chaea und Regio Energie Solothurn errichtet und betrieben wurde, hat ab Mai 2019 synthetisches Methan erzeugt und es in das städtische Gasverteilnetz eingespeist.

Dass auch die direkte CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft (engl.: Direct Air Capture, DAC) eine technische Option sein kann, zeigt die dritte STORE&GO-

Anlage in der italienischen Gemeinde Troia (Abb. 3). Diese kombiniert einen neuartigen Mikroreaktor zur Methanisierung (Khimod-Alcen) mit einer in-

**Tabelle 1: Auswahl der wichtigsten öffentlichen Deliverables, die im Rahmen des Forschungsvorhabens erarbeitet wurden**

D5.9	Abschließende Bewertung der Technologien
D5.10	Zusammenspiel von PtG und Gasnetz
D6.1	Grundlegende Betrachtung von PtG im Stromnetz
D6.3	Auswirkungen von PtG aufs Energiesystem
D6.4	Vorteile von PtG in Stromverteilnetzen
D6.6	Vorteile von PtG in Stromübertragungsnetzen
D6.7	PtG-Stromnetzintegration in Hardware-Echtzeitmodellen
D7.2	EU-Gesetzgebung und -Regulatorik rund um PtG
D7.3	Gesetzgebung und Regulatorik in CH, DE, IT rund um PtG
D7.4	Sozio-ökonomische Kosten-Nutzen-Rechnung für PtG
D7.5	Lernkurven der PtG-Technologie
D7.6	Vollständige volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Rechnung für PtG
D7.7	PtG-Kosteneinsparungen durch Upscaling
D7.8	Akzeptanzforschung zu PtG
D8.1	Künftige Entwicklung des Markts für grüne Gase
D8.2	Akzeptanz für „Grüne Gase“-Zertifikate
D8.3	Betrachtung aktueller Kosten von PtG
D8.5	Perspektiven für grüne Gase in verschiedenen Märkten
D8.6	Aktuelle Betriebsstrategien für PtG aus wirtschaftlicher Sicht
D8.8	Marktchancen und Stellschrauben für PtG
D8.9	EU-weite Potenzialanalyse für PtG
D8.10	PtG-Roadmap und Handlungsempfehlungen
D9.7	Die PtG-Trainingskurse in STORE&GO
D9.8	Übersicht der Öffentlichkeitsarbeit in STORE&GO

Quelle: STORE&GO

**Tabelle 2: Kenndaten der STORE&GO-Demonstrationsanlagen bei Auslegungsleistung**

	Falkenhagen	Solothurn	Troia
Eingangsstrom H <sub>2</sub>	210 m <sup>3</sup> /h	120 m <sup>3</sup> /h	40 m <sup>3</sup> /h
CO <sub>2</sub> -Quelle	Bioethanolproduktion	Kläranlage	Umgebungsluft
Eingangsstrom CO <sub>2</sub>	52,5 m <sup>3</sup> /h	30 m <sup>3</sup> /h	10 m <sup>3</sup> /h
Methanisierungstechnologie	katalytisch Wabenreaktor	biologisch Rührkesselreaktor	katalytisch Mikrostruktureaktor
Betriebsüberdruck Reaktor	14 bar	10 bar	3 bar
Betriebstemperatur Reaktor	210 °C	62 °C	290–310 °C
Weitere Prozessschritte	Polishing-Reaktor, Trocknung	Membranreinigung (optional), Trocknung	Membranreinigung, Trocknung
Wärmenutzung	Furnierwerk	Fernwärme	CO <sub>2</sub> -Bereitstellung
Einspeisung/Verflüssigung	Einspeisung in Transportleitung (> 45 bar)	Einspeisung in städtisches Verteilnetz (4 bar)	Verflüssigung

Quelle: STORE&GO



Quelle: Regio Energie Solothurn

**Abb. 2:** Als einziger der drei Standorte kommt in der Anlage in Solothurn (Schweiz) die biologische Methanisierung zum Einsatz, bei der Mikroorganismen  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2$  zu Methan umsetzen.



Quelle: Domenico Grossi

**Abb. 3:** Die Demoanlage im italienischen Troia kombiniert einen neuartigen Mikroreaktor für die Methanisierung mit einer innovativen Verflüssigungsanlage; das erforderliche  $\text{CO}_2$  wird aus der Umgebungsluft gewonnen.

novativen Verflüssigungsanlage von Hysytech. Das benötigte  $\text{CO}_2$  wurde mit einer DAC-Anlage von Climeworks aus der Umgebungsluft abgetrennt. Seit April 2019 hat die Anlage in Troia verflüssigtes erneuerbares Methan (engl.: Liquefied Renewable Gas, LRG) hergestellt.

Im Rahmen eines umfangreichen Monitorings haben die Forschenden die Betriebsdaten ausgewertet und Rückschlüsse für großtechnische Anlagen

gezogen. Außerdem wurde das Optimierungspotenzial bewertet und zukünftige Anlagenkosten abgeschätzt. In **Tabelle 3** sind die wichtigsten Betriebsdaten zusammengefasst. Die Anlagen wurden zwischen ca. 800 und 1.200 Stunden betrieben und produzierten zwischen 46.000 und 270.000 Kilowattstunden (kWh) SNG. Das in den Anlagen erzeugte synthetische Erdgas wies eine sehr hohe Reinheit von teilweise über 99 Volumenprozent (Vol.-%) auf und konnte problemlos ins Gasnetz ein-

gespeist (Falkenhagen, Solothurn) oder verflüssigt (Troia) werden. Auch das Lastwechselverhalten der Methanisierungsanlagen kann durchweg positiv bewertet werden. In **Abbildung 4** ist beispielhaft der Lastverlauf über die Betriebsstunden für die Demonstrationsanlage in Falkenhagen dargestellt. Diese konnte im Bereich von 30 bis 100 Prozent der Auslegungsleistung problemlos betrieben werden. Gleiches gilt für die beiden anderen Anlagen, die sogar mit bis zu 20 Prozent der Nennlast betrieben wurden.

Die Gesamteffizienz der Prozesse hängt sehr stark von der Auslegung und Auswahl der Komponenten, der Anlagengröße und der Wärmeintegration der Gesamtanlage sowie von externen Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung ab. Für die Berechnung der Prozesswirkungsgrade wurden sämtliche Energieströme für die  $\text{H}_2$ -Erzeugung, die  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung, die eigentliche SNG-Erzeugung und -Aufbereitung sowie die Einspeisung/Verflüssigung berücksichtigt. Da die Voraussetzungen an den Demonstrationsstandorten nur bedingt eine energetische Optimierung zuließen, lagen die aus den Betriebsdaten berechneten Prozesswirkungsgrade lediglich bei Werten von 29 bis 53 Prozent. Optimierte Anlagenkonfigurationen ermöglichen dagegen deutlich höhere Prozesswirkungsgrade für die verschiedenen PtG-Konzepte im Bereich von 46 Prozent (Troia) bis zu 89 Prozent (Solothurn). Der niedrige Wert für das in Troia umgesetzte Anlagenkonzept resultiert aus dem hohen Energieaufwand für die  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung aus Luft und der SNG-Verflüssigung; der sehr hohe Wirkungsgrad für das Anlagenkonzept in Solothurn wiederum ergibt sich aus den umfangreichen Synergieeffekten und Wärmeauskopplungsmöglichkeiten, die bei städtischen Verbundunternehmen realisiert werden können. Die Niedertemperaturabwärme der Elektrolyse und der biologischen Methanisierung kann in Solothurn über ein Wärmepumpenkonzept für die Anhebung der Rücklauf-temperatur des Fernwärmenetzes genutzt werden. Außerdem steht das notwendige  $\text{CO}_2$  nahezu ohne zusätzlichen

**Tabelle 3: Betriebsdaten der drei Demonstrationsanlagen von STORE&GO**

	H <sub>2</sub> -Verbrauch	CO <sub>2</sub> -Verbrauch	Betriebsstunden + Warmhaltebetrieb	Betriebsstunden	Einspeisung/Verflüssigung	SNG-Output
<b>Falkenhagen</b>	11.027 kg	51.034 kg	2.785 h	1.186 h	675 h	ca. 270.000 kWh
<b>Solothurn</b>	5.982 kg	32.364 kg	2.300 h	1.230 h	998 h	ca. 189.000 kWh
<b>Troia</b>	1.382 kg	7.280 kg	1.269 h	761 h	231 h	47.000 kWh

Quelle: STORE&GO

Energieaufwand zur Verfügung und es wird keine Nachverdichtung des Produktgases für die Einspeisung benötigt. Insgesamt ist festzuhalten, dass für die Auswahl der geeigneten Verfahrenskonzepte und für die energetische Optimierung eine detaillierte standortspezifische Anlagenauslegung erforderlich ist. Diese muss neben den Hauptprozessstufen auch alle notwendigen Nebenprozesse und die Einbindung in die Energieinfrastruktur beinhalten.

Neben der Auswertung der Betriebsdaten konnten die Projektbeteiligten wichtige Erfahrungen für die Planung, die Genehmigung, den Aufbau und den Betrieb von PtG-Anlagen sammeln. Diese werden über die verfügbaren Dokumente zukünftigen Anlagenbauern und -betreibern zur Verfügung gestellt. Signifikante Verzögerungen und Abwicklungsschwierigkeiten resultierten insbesondere aus den folgenden Faktoren:

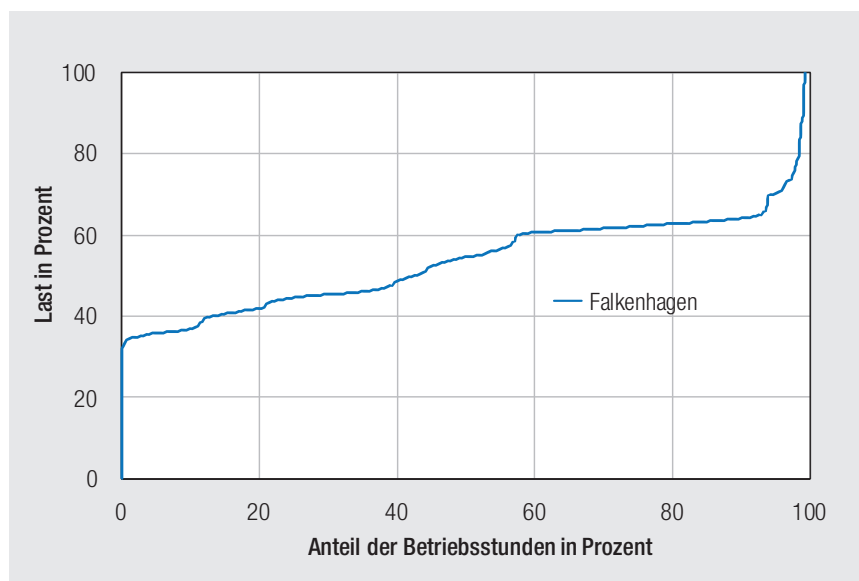
- langwierige Genehmigungs- und Abstimmungsprozessen mit Behörden
- begrenzte Verfügbarkeit von Service-/Wartungspersonal von Ausrüstern und Dienstleistern
- unklare Überwachungsprozeduren von externen Prüfern
- fehlende Infrastruktur an den abgechieden gelegenen Standorten Falkenhagen und Troia
- regelungstechnische Abstimmung zwischen vorhandenen und neu errichteten Anlagenteilen

Ergänzend zur Bewertung der Technologien wurden auch die Kosten der Demonstrationsanlagen erfasst und zukünftige Entwicklungen abgeschätzt. **Abbildung 5** zeigt beispielhaft eine Aufstellung der spezifischen Kapitalkosten für das Anlagenkonzept

in Falkenhagen für verschiedene Optimierungsstufen und Anlagengrößen. Die an diesem Standort realisierte Methanisierungsanlage weist spezifische Kapitalkosten von mehr als 3.700 Euro/kW, bezogen auf die SNG-Leistung, auf. Diese sehr hohen spezifischen Kosten sind darauf zurückzuführen, dass das Verfahrenskonzept erstmalig im Demonstrationsmaßstab umgesetzt wurde und dass die Anlage sehr klein ist. Bereits eine Erhöhung der Anlagenleistung auf 5 Megawatt (MW) SNG-Leistung bewirkt demzufolge eine deutliche Kostenreduzierung um etwa 60 Prozent. Verfahrenstechnisch wurden mehrere Optimierungsoptionen (Optimierung 1–3) festgestellt. Insbesondere eine signifikante Erhöhung der spezifischen Reaktorleistung, die durch konstruktive Änderungen des Reaktordesigns bzw. durch eine Verringerung der Katalysatormenge realisiert werden kann, führt demnach zu einer deutlichen Senkung der Kapitalkosten. Wie bei verfahrenstechnischen Anlagen üb-

lich, birgt auch die Steigerung der Anlagengröße deutliches Kostensenkungspotenzial. Insgesamt lassen sich die Anlagenkosten bei einer Anlagenleistung von 50 MW SNG-Leistung um ca. 90 Prozent im Vergleich zum Ausgangswert für die realisierte Demonstrationsanlage senken. Bei einem umfangreichen Markthochlauf der Technologien sind bis zum Jahr 2050 zusätzliche Kostensenkungen in Höhe von ca. 60 Prozent möglich, die sich aus Lerneffekten (z. B. bei der Herstellung von Reaktoren) ergeben.

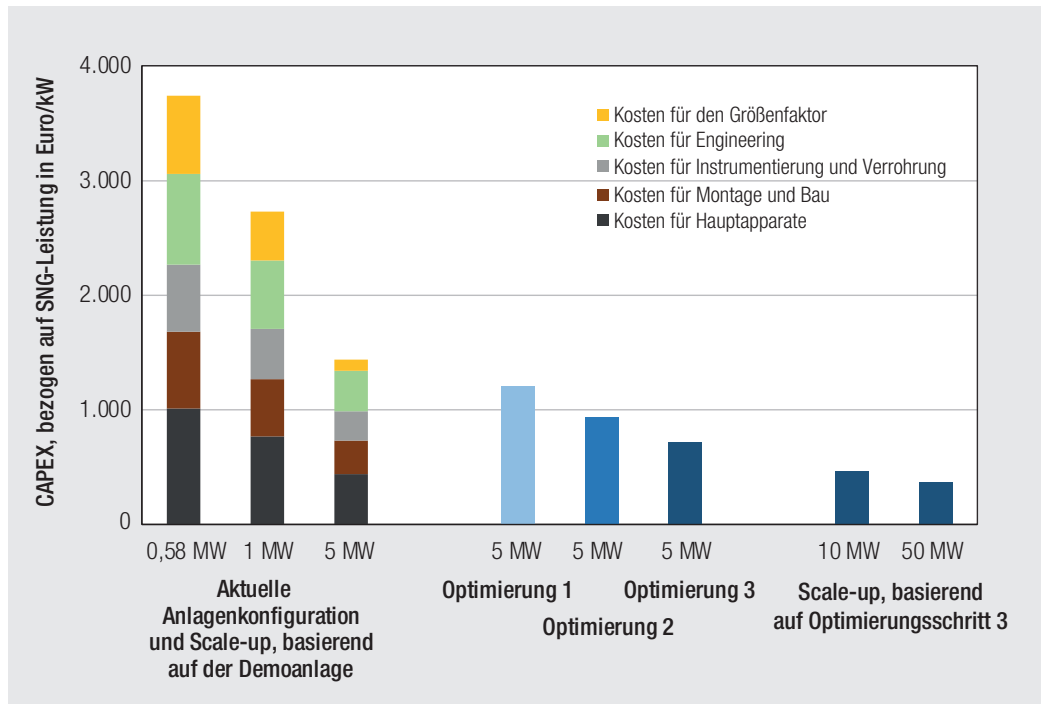
Die Ergebnisse der Anlagenevaluierungen decken sich sehr gut mit der technoökonomischen Analyse, die im Rahmen der Begleitforschung unabhängig von den Demonstrationsanlagen auf Basis von Literaturdaten und Modellierungen durchgeführt wurden. Bei diesen zeigte sich, dass insbesondere aus Skalierungs- und Lerneffekten bei der Elektrolyse erhebliche Kostensenkungspotenziale resultieren. Die größten Effekte durch Lern- und Skalierungseffekte werden bei



**Abb. 4:** Lastverteilung der Methanisierungsanlage Falkenhagen

Quelle: STORE&GO

**Abb. 5:** Entwicklung der spezifischen Kapitalkosten für die Methanisierungsanlage Falkenhagen (Preise 2017)



Quelle: STORE&GO

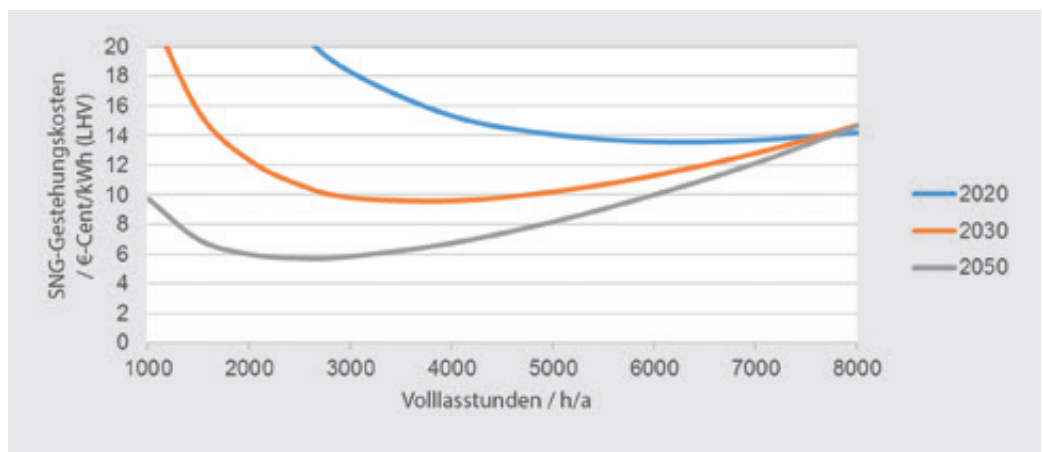
Hochtemperatur-Elektrolyseuren (engl.: Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC) erwartet: Während gegenwärtig für einen SOEC-Elektrolyseur mit 5 MW elektrischer Eingangsleistung Kosten in Höhe von ca. 2.500 Euro/kW entstehen, können für das Jahr 2030 bereits 1.090 Euro/kW antizipiert werden. Für 2050 ist mit weiter sinkenden Kosten von 610 Euro/kW zu rechnen. Auch für die katalytische und die biologische Methanisierung wird mit einer ähnlichen Kostendegression gerechnet: Für das Jahr 2050 ergeben die Analysen bei einer Anlagenleistung von 5 MW SNG demnach spezifische Anlagenkosten von 265 Euro/kW (200 Euro/kW) für die katalytische (biologische) Methanisierung.

Obwohl eine PtG-Anlage in Zeiten hoher Verfügbarkeit von erneuerbarer Stromerzeugung von niedrigen oder sogar negativen Stromprei-

sen profitieren könnte, erfordern die derzeit noch hohen Anlagenkosten Volllaststunden von > 5.000 h/a (Abb. 6). Wenn sich bei künftig geringeren Investitionskosten der Betrieb der Anlage stärker auf Stunden mit günstigen Strompreisen beschränken kann, sinken die Gestehungskosten von erneuerbarem Methan auf bis zu 5,8 Cent/kWh.

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Rentabilität von PtG sind die Preise, die für das produzierte SNG erzielt werden können. Eine Verteuerung fossiler Energieträger, beispielsweise über eine CO<sub>2</sub>-Steuer oder höhere CO<sub>2</sub>-Emissionspreise, könnte daher dazu führen, dass zukünftig klimaneutrale Gase durch regulatorische Maßnahmen oder durch die Einführung ähnlicher Bepreisungsmodelle für externe ökologische Effekte konkurrenzfähiger werden. Wie

**Abb. 6:** SNG-Gestehungskosten von erneuerbarem Methan im jährlichen Mittel



Quelle: Energieinstitut Linz

bei vielen neuen Energietechnologien ist in der Anfangsphase eine regulatorische oder politische Unterstützung erforderlich – und zwar so lange, bis die Wettbewerbsfähigkeit erreicht ist.

### PtG unterstützt die Stromversorgung

Auch für den Betrieb von Stromübertragungs- und -verteilnetzen sind PtG-Konzepte nutzbringend. So wurde u. a. analysiert, wie es sich auf die Stromversorgung und -kosten auswirkt, wenn 20 Prozent der bis 2040 europaweit für den Ausbau von Übertragungsnetzen geplanten Kosten (entspricht ca. 16 Mrd. Euro) für den Bau von PtG-Anlagen umgewidmet werden. Die entsprechende Analyse ergab, dass die Resilienz und die Versorgungssicherheit der Stromversorgung mithilfe von PtG-Konzepten auf dem heutigen Niveau gehalten werden können. Europaweit wären hierfür ca. 17 bis 24 Gigawatt (GW) an PtG-Anlagen notwendig. Je nach Szenario würden mit diesen Anlagen 144 bis 206 Terawattstunden (TWh) elektrische Energie in SNG konvertiert, was unter den getroffenen Annahmen einer SNG-Erzeugung von 84 bis 119 TWh entspricht. Diese Maßnahme würden 7 bis 20 Prozent höhere Einspeisemengen an erneuerbarer elektrischer Energie ermöglichen und zu 13 bis 23 Prozent niedrigeren Stromkosten führen.

Erneuerbare Energiequellen in Stromverteilnetze zu integrieren, bringt verschiedene Herausforderungen in der Steuerung mit sich. Zu nennen sind an dieser Stelle insbesondere umgekehrte Lastflüsse, Überströme und Überspannungen. Die Analyse von typischen ländlichen und kommunalen Verteilnetzen mit einem Fotovoltaik-Anteil von 30 Prozent zeigte sogar, dass PtG-Anlagen diese Probleme weitgehend oder sogar vollständig beseitigen können; die entsprechende Auslastung der PtG-Anlagen im Jahresverlauf erreicht dabei 90 Prozent.

### Systemische Bewertung von PtG

Eine umfassende Simulation des europäischen Energiesystems zeigt die entscheidenden Treiber für den Einsatz von PtG. Wie aus **Tabelle 4** ersichtlich ist, haben äußere, systemische Stellgrößen wie ein hohes CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel und die Nutzung der „Carbon Capture and Storage“-Technologie (CCS) als alternative Senke für CO<sub>2</sub>-Emissionen den stärksten Effekt auf die Rolle von PtG im europäischen Energiesystem. Erst danach kommen technologische Faktoren wie Kosten und Energieeffizienz von PtG-Konzepten, aber auch von alternativen bzw. konkurrierenden Technologien wie Power-to-Liquid (P2L).

Die Simulation des europäischen Energiesystems bis zum Jahr 2050 anhand von 55 unterschiedlichen Szenarien ergab dementsprechend eine große Bandbreite für die installierte Gesamtleistung von PtG-Anlagen (**Abb. 7**). Bei einer für PtG optimalen Entwicklung der Stellgrößen zeigen die Simulati-

➔ [www.dvgw-kongress.de/biogas](http://www.dvgw-kongress.de/biogas)

# Biogas 2.0

## Strategien und Nutzungspfade für das nächste Level

08. – 09. September 2020, Bonn

Programm ist online!



### THEMEN

- ➔ Zukünftige Positionierung von Biogas
- ➔ Aktueller Stand des regulatorischen Rahmens
- ➔ Biogas auf europäischer Ebene
- ➔ Einspeisung und Transport
- ➔ Vermarktung von Biogas und Biomethan
- ➔ Wasserstoff aus Biogas
- ➔ Biomethan – Bindeglied zwischen Strom und Gas
- ➔ Industrielle Nutzung von Biogas
- ➔ Biomethan in der Mobilität



scheiden. Je nach Szenario lassen sich etwa 40 bis 175 Prozent des jährlichen Methanbedarfs der EU im Jahr 2050 mit PtG abdecken. Das dafür benötigte CO<sub>2</sub> stammt, je nach Szenario, zu 80 bis 90 Prozent aus nachwachsenden Rohstoffen.

### Akzeptanz von PtG-Technologien

In Ergänzung zu technischen und wirtschaftlichen Fragestellungen wurde in STORE&GO die gesellschaftliche und öffentliche Akzeptanz von PtG wissenschaftlich fundiert analysiert. Hierzu wurden insgesamt 2.000 Personen in Italien, Österreich Deutschland und der Schweiz zur Einstellung gegenüber PtG-Konzepten im Kontext der Energiewende befragt. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Akzeptanz für den Einsatz der Technologie in der Öffentlichkeit – im Gegensatz zum Stromnetzausbau – hoch ist: Anders als z. B. Windräder oder Stromleitungen, wird PtG in der Nachbarschaft innovativ und positiv gesehen. Eine politische Unterstützung von PtG-Projekten würde sich zusätzlich positiv auswirken – je nach Land durch Bürgermeister oder überregionale Verwaltungen. Auch hat sich in den Untersuchungen gezeigt, dass der durchschnittliche Haushalt bereit ist, Mehrkosten für die Integration von PtG in das Energiesystem zu tragen; im Durchschnitt lagen die akzeptablen Mehrkosten (Willingness-to-Pay) für einen Haushalt bei 8,53 Euro/Monat.

### Handlungsempfehlungen und PtG-Roadmap

Um eine Strategie für die Integration der PtG-Technologie in Europa zu entwickeln, haben die Projektpartner ihre Ergebnisse in einer europäischen Roadmap zu Power-to-Gas zusammengeführt. Diese wurde am 3. Dezember 2019 in Brüssel im Rahmen eines parlamentarischen Abends vorgestellt. Die Roadmap berücksichtigt eine Vielzahl von Aspekten, wie die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit von Energiespeichern, die Integration von PtG-Konzepten in das Stromnetzmanagement und die Stromversorgung, den

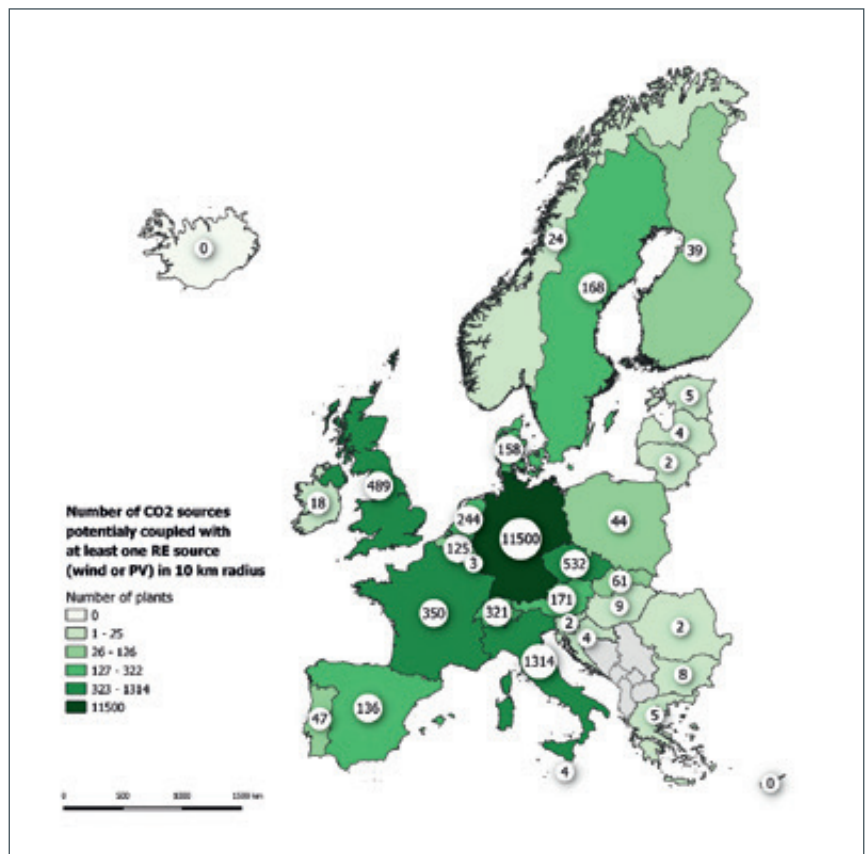


Abb. 8: Geografische Verteilung und Anzahl von CO<sub>2</sub>-Punktquellen (Biogas und Industrieanlagen), die Potenzial für die Kopplung mit mindestens einer Quelle erneuerbarer Energie (Wind oder Fotovoltaik) in einem Radius von 10 km aufweisen

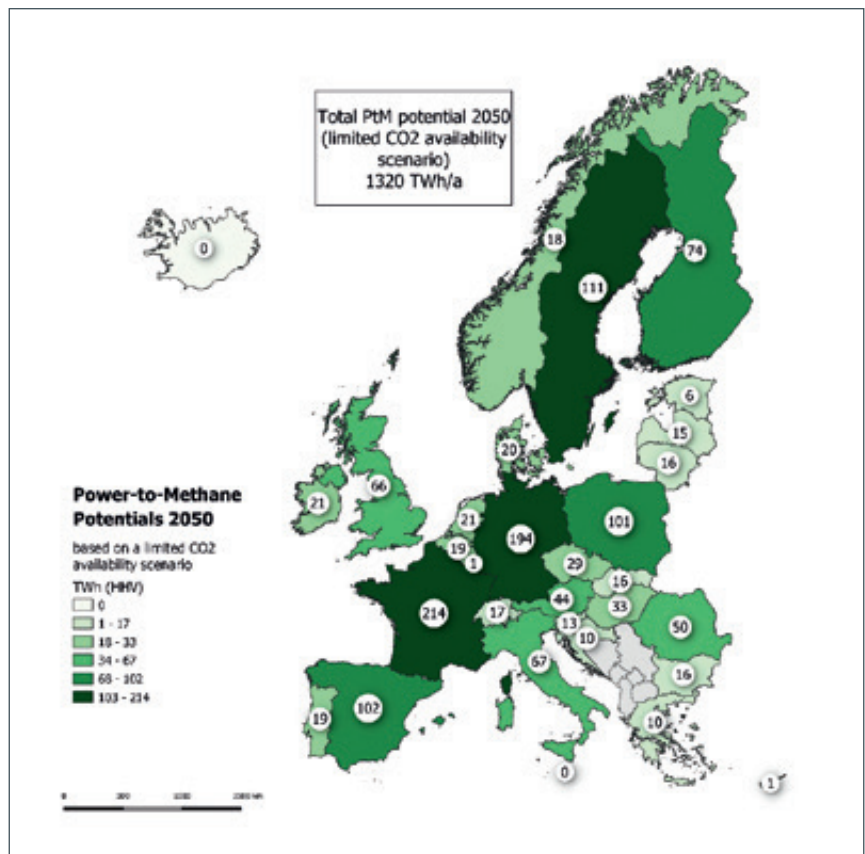


Abb. 9: Potenziale für Power-to-Methan im Jahr 2050, basierend auf einem Szenario mit eingeschränkter CO<sub>2</sub>-Verfügbarkeit



Abbau regulatorischer Barrieren für PtG sowie potenzielle Standorte in ganz Europa.

Auch zukünftig wird ein Großteil der Energieversorgung in Form von Gas bzw. Molekülen zur Verfügung gestellt werden müssen. Heute werden 70 Prozent des europäischen Energieverbrauchs über Moleküle als Energieträger bereitgestellt. Prognosen für 2050 zeigen, dass dieser Anteil hoch bleiben wird. Selbst in Szenarien mit hoher Elektrifizierungsrate müssen zukünftig 40 bis 60 Prozent des Endenergieverbrauchs über Moleküle (z. B. Gas) verfügbar gemacht werden. Die Transport- und Verteilinfrastruktur hierfür steht zur Verfügung und, wie im Projekt gezeigt, auch die Technologie zur Produktion von synthetischem Erdgas aus erneuerbaren Quellen. Wichtig sind politische Rahmenbedingungen, die eine Technologieoffenheit zulassen und Power-to-Gas-Verfahren eine Chance geben, sich am Markt zu etablieren.

Wie bei allen neuen Energietechnologien muss die Industrie zuvor jedoch das sogenannte „Valley of Death“ überbrücken. Gerade in der Einführungsphase droht innovativen Technologien aufgrund noch nicht erreichter Wettbewerbsfähigkeit das Aus. Ein gutes Beispiel hierfür ist die langjährige Förderung der Wind- und Solarenergie. Um analog dazu eine Marktdurchdringung von PtG zu erreichen, sind daher unterstützende Maßnahmen und ein funktionierender Markt für grüne Gase erforderlich.

Vor diesem Hintergrund ist erstens eine klare politische Positionierung zu PtG und zu einem Markt für erneuerbare Gase neben dem Markt für erneuerbaren Strom erforderlich. In Deutschland bedeutet dies eine zügige Entwicklung einer Gesamtstrategie für erneuerbare Gase und deren Implementierung. Damit würde Vertrauen aufseiten der Investoren geschaffen, dass ein Markt für erneuerbare und klimaneutrale Gase politisch gewollt ist und dass PtG ein Bestandteil des zukünftigen Energiesystems sein soll.

Das erste Marktsegment könnte die Nutzung von Wasserstoff als Rohstoff in der Industrie sein. Hier wird bisher fast ausschließlich „grauer“ Wasserstoff genutzt, der einen hohen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck hat. Ein regulatorischer Rahmen, der über einen definierten Zeitraum die Nutzung von erneuerbaren Gasen verpflichtend schrittweise erhöht, würde die Nachfrage nach klimaneutralem Gas deutlich forcieren. Ein weiteres Marktsegment ist die Einführung erneuerbarer und klimaneutraler Gase in der Energienutzung. Ähnlich wie bei den Kraftstoffquoten in der Mobilität, könnte die Beimischung erneuerbarer Gase in das Gasnetz vorgeschrieben werden, z. B. 5 Prozent bis 2025 („E-Gas-Quote“). Ein solches könnte synthetisches Erdgas aus PtG-Prozessen sein oder bis zu einem bestimmten Anteil blauer oder grüner Wasserstoff und auch Biomethan. Erforderlich wäre ein System, das Herkunftsnachweise zulässt, so dass eine physikalische Beimischung in das Netz unabhängig von der Nutzung oder dem Ort der Anrechnung erfolgen kann. Importierte Gase in die EU sollten denselben Regeln unterliegen. Damit würden Importe erneuerbarer Gase aus Regionen mit guten Produktionsbedingungen möglich.

Zusätzlich zu diesen Maßnahmen, die unmittelbare Anreize für Investoren schaffen, ist zweitens ein umfangreiches PtG-Forschungsprogramm auf europäischer Ebene erforderlich. Ziel dabei muss es sein, weitere technische und wirtschaftliche Optimierungspotenziale zu identifizieren und zu heben. Hierbei sollte der Fokus auf die Elemente gelegt werden, die einen schnellen Hochlauf von PtG derzeit noch verhindern. Richtig ausgestaltet könnte diese eine zügige Integration erneuerbarer Gase in das europäische Energiesystem unterstützen.

Notwendig ist drittens auch die Entwicklung von weiteren Demonstrationsprojekten mit PtG-Anlagen mit höheren Leistungen (10 bis 100 MW) auf europäischer Ebene. Aus Sicht von STORE&GO könnte die PtG-Techno-

logie über Demonstrationsprojekte einen deutlichen Schritt in Richtung Marktreife gebracht werden. Erfahrungen aus den Reallaboren zeigen, dass für derartige Projekt ca. 100 Mio. Euro an öffentlichen Mitteln benötigt werden.

Gefördert wurde das Projekt STORE&GO im Rahmen des europäischen Förderprogramms Horizon 2020 und durch die Schweizer Eidgenossenschaft. Zusammen mit dem Eigenanteil der Industriepartner ergibt sich ein Gesamtvolumen von 28 Mio. Euro. ■

Literatur

- [1] Stähr, D.: Das Projekt STORE&GO: Aus Strom wird Gas, in: DVGW energie | wasser-praxis, Heft 12/2016, S. 130–133.
- [2] Stähr, D.; Kreeft, G.; Graf, F.: Elektronen werden zu Molekülen, in: DVGW energie | wasser-praxis, Heft 9/2017, S. 24–27.
- [3] Stähr, D.; Rasmusson, H.; Gerstein, D.: STORE&GO auf der Zielgeraden, in: DVGW energie | wasser-praxis, Heft 11/2019, S. 62–65.

Die Autoren

**Dr. Simon Verleger** ist Gruppenleiter „Organisation und Kommunikation“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie. Er war in STORE&GO für die operative Koordination zuständig.

**Dr. Frank Graf** leitet den Bereich „Gastechnologie“ an der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie. In STORE&GO übernahm er die Gesamtprojektleitung.

**Dr. Dietrich Gerstein** ist Senior Advisor des DVGW. Als Leiter des Arbeitspakets „Dissemination“ war er für die Öffentlichkeitsarbeit in STORE&GO verantwortlich.

Kontakt:

Dr. Simon Verleger  
 DVGW-Forschungsstelle am  
 Engler-Bunte-Institut des KIT  
 Engler-Bunte-Ring 1  
 76131 Karlsruhe  
 Tel.: 0721 608-41281  
 E-Mail: verleger@dvwg-ebi.de  
 Internet: www.dvbw-ebi.de

Mit Sicherheit ein Gewinn 

Deutscher Verein des  
Gas- und Wasserfaches e.V.



BERUFLICHE BILDUNG

[www.dvgw-veranstaltungen.de](http://www.dvgw-veranstaltungen.de)

# Jetzt weiterbilden: Die neuen Webinare & Online-Schulungen

Auch in Zeiten von Corona sind ein aktueller Wissensstand und fachliche Kenntnisse in der Gas- und Wasserversorgung unerlässlich. Die Berufliche Bildung des DVGW hat ihr Angebot deshalb erweitert und bietet verschiedene Veranstaltungen nun als Online-Seminare an.



Unser Veranstaltungs-Angebot wird fortlaufend erweitert:  
[www.dvgw-veranstaltungen.de/webinar](http://www.dvgw-veranstaltungen.de/webinar)