

FORSCHUNGSPLATTFORM FÜR POWER-TO-X

HIGH EFFICIENCY POWER-TO-METHANE PILOT (HEPP)

In der zukünftigen, erneuerbaren Energieversorgung stabilisieren Power-to-Gas und Power-to-X das Stromnetz, speichern Energie und erzeugen erneuerbares Gas und weitere Energieträger. In Rapperswil hat das IET Institut für Energietechnik eine Forschungsplattform aufgebaut, in der zusammen mit Partnern neue Technologien und Systeme entwickelt werden. Es konnten bereits wichtige Beiträge für die Etablierung von Power-to-Gas in der Schweiz erarbeitet werden.

Markus Friedli; Christoph Steiner; Fabian Ruoss; Luiz Carlos Reichenbach de Sousa, OST Ostschweizer Fachhochschule, IET Institut für Energietechnik

Luca Schmidlin, OST Ostschweizer Fachhochschule, IET Institut für Energietechnik und Alphasynt*

RÉSUMÉ

PLATEFORME DE RECHERCHE POUR LE POWER-TO-X - HEPP

Le Power-to-Gas (PtG) remplit, avec d'autres technologies, trois fonctions dans l'approvisionnement énergétique futur: Stockage de l'énergie pendant des semaines, voire des mois; stabilisation du réseau électrique; mise à disposition d'énergie renouvelable pour les utilisations d'hydrogène et de méthane. L'Institut de technique énergétique (IET) de l'OST - Haute école spécialisée de Suisse orientale - a mis en place à Rapperswil, en collaboration avec de nombreux partenaires, une plate-forme de recherche pour les technologies Power-to-X, inclus PtG. L'objectif principal du projet de recherche HEPP est d'augmenter l'efficacité du processus power-to-méthane de 20 points de pourcentage. Cet objectif sera atteint en collaboration avec le *Group of Energy Materials* (GEM) de l'EPFL, qui a construit un système d'électrolyse à haute température. Ensemble, les équipes du GEM et de l'IET intègrent ce système dans la plateforme de recherche et souhaitent démontrer de manière expérimentale le gain d'efficacité. Une technologie de membrane a été développée avec la société *Apex AG* pour le traitement des gaz dans les installations power-to-méthane. Un développement avec la société *Mems AG* a permis de mettre au point des capteurs qui, comparés aux chromatographes en phase gazeuse, mesurent la composition du gaz de manière plus économique et plus rapide et fournissent des signaux pour la régulation des installations PtG.

EINLEITUNG

Im aktuellen Energiesystem der Schweiz sind 25% der Endenergie Elektrizität und 60% chemische Energieträger (Benzin, Diesel, Kerosin, Heizöl, Methan). Holz, Kohle, Industrieabfälle, Fernwärme und Sonne decken die restlichen 15% der Endenergie [1]. Von den chemischen Energieträgern sind heute nur wenige Prozent erneuerbar [2, 3]. Im zukünftigen, nachhaltigen Energiesystem der Schweiz wird die Bedeutung von Elektrizität zunehmen (Wärmepumpen, Elektromobilität), die chemischen Energieträger werden weitgehend erneuerbar sein und weiterhin einen substantiellen Teil der Endenergie ausmachen [4]: Gemäss Energieperspektiven 2050+ des Bundes werden im Szenario «Zero Base» im Jahr 2050 45% des Endenergiebedarfs durch chemische Energieträger - vor allem Wasserstoff - gedeckt. Sie sind zu ca. 95% erneuerbar [4]. Power-to-Gas (PtG), Sektorkopplung und die bestehende Gasinfrastruktur werden dabei eine wichtige Rolle übernehmen [5].

Power-to-Gas-Anlagen verwenden überschüssigen, erneuerbaren Strom. Auch wenn der Begriff «Überschussstrom» nicht eindeutig definiert ist, produziert die Schweiz in den Monaten Mai, Juni, Juli und August mehr Strom, als sie verbraucht [6]. Weil dann auch im umliegenden Europa wegen der

* Kontakt: luca.schmidlin@ost.ch

(©Franca Sidler)



Fig. 1 Forschungsplattform für Power-to-X in Rapperswil.

Photovoltaikanlagen viel erneuerbarer Strom angeboten wird, muss Schweizer «Überschussstrom» im Sommer zu einem tiefen Preis exportiert werden. Alternativ könnten Power-to-Gas-Anlagen mit diesem Strom, der dann definitiv nicht mehr «überschüssig» wäre, in einem Elektrolyseur Wasserstoff (H_2) produzieren (Power-to-Hydrogen). Wasserstoff kann direkt genutzt werden oder in einem zusätzlichen Reaktor zusammen mit Kohlendioxid (CO_2) in Methan (CH_4) umgewandelt werden (Power-to-Methane). Auf diese Weise koppelt Power-to-Gas die Sektoren «Strom», «Transport und Mobilität» und «Wärme und Kälte» und ist eine von mehreren Möglichkeiten, die saisonal schwankende Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen auszugleichen [7].

H₂ ODER METHAN: VOR- UND NACHTEILE

Anders als bei Power-to-Hydrogen, sind bei Power-to-Methane CO_2 -Quellen zu erschliessen, z.B. Rauchgase von Zementwerken oder von Kehrlichtverbrennungsanlagen, Rohbiogas aus der Abwasserreinigung und aus Biogasanlagen oder CO_2 aus der Atmosphäre. Zudem fallen bei Power-to-Methane zusätzliche Verluste in Form von Wärme an. Im Vergleich zu Wasserstoff hat Methan



Fig. 2 Partnerschaften der Power-to-X-Forschungsplattform in Rapperswil.

zwei Vorteile: Es kann günstiger und in grösseren Mengen gespeichert werden [7], und für die Verteilung und Nutzung steht die vorhandene Gasinfrastruktur zur Verfügung. In der Schweiz umfasst die Infrastruktur 20 000 km Erdgasleitungen [2, 8], verfügt über ca. 1,5 TWh Speicherkapazität [9] und zählt 150 CNG- sowie aktuell drei LNG-Tankstellen [10, 11].

SEIT 2013 PtG-FORSCHUNG AN DER OST

Das IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule

beschäftigt sich seit 2013 mit Power-to-Gas und hat zwischen Januar 2014 und Dezember 2017 die erste Power-to-Methane-Forschungsanlage der Schweiz betrieben [12]. Aufbauend auf den Erkenntnissen aus diesem Projekt wurde eine neue Anlage konzipiert und im Rahmen zahlreicher Partnerschaften aus der Energieversorgung, der Wirtschaft und der Akademie sowie mit Unterstützung verschiedener Förderorganisationen zur Forschungsplattform ausgebaut (Fig. 1 und 2).

FORSCHUNGSPLATTFORM

Das IET Institut für Energietechnik verfolgt mit der Forschungsplattform zwei Ziele:

- Weiterentwicklung von neuen Power-to-X-Technologien in einer realen Umgebung und Wissenstransfer in die Wirtschaft
- Öffentlichkeitsarbeit und Demonstration der Power-to-X-Technologie von der Produktion über die Verteilung bis zur Verwendung

Figur 3 zeigt das grobe Layout der Plattform. Sie ist mit den beiden grossen Energieinfrastrukturen - dem Stromnetz und dem Gasnetz - verbunden. Die Weiterentwicklung von neuen Technologien findet im Zentrum der Forschungsplattform statt. In Figur 3 sind eine konventionelle Elektrolyse und parallel dazu eine Hochtemperatur-Elektrolyse dargestellt. Wasserstoff aus den Elektrolysen wird mit CO₂ oder mit Rohbiogas gemischt, das aus ca. 40% CO₂ und 60% CH₄ besteht. Das Gasgemisch wird wahlweise zu einem der Reaktoren für die Methanisierung geleitet, in denen neue Katalysatoren und neue Systemeinbindungen entwickelt werden. Um ein reales Umfeld zu gewährleisten und sie für Demonstrationszwecke zu nutzen, verfügt die Plattform zusätzlich zu den Anschlüssen an die Energienetze über eine PV-Anlage, eine Kleinwindanlage, eine CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre und eine CNG-Tankstelle, die 100% erneuerbares Gas liefert [13].

In diesem Artikel wird aufgezeigt, wie die Effizienz von Power-to-Methane gesteigert werden kann. Zudem werden einige Beispiele aus zahlreichen Untersuchungen in der Plattform näher erklärt. Auf die nachfolgenden Komponenten wird im Artikel nicht weiter eingegangen:

- CNG-Klein-Tankstelle
- Lieferant und Finanzierung: *Apex AG*
 - Kompressoren: zwei *Fuelmaker FM4*
 - Speichertanks: 12 × 75 Liter bei max. 200 barg
 - halböffentlich mit Batchsystem
 - Gaslieferant/Finanzierung Unterhalt: *Energie Zürichsee Linth AG*

- CO₂-Abscheidung
- Hersteller: *Climeworks AG*
 - Typ: *CW4104*, Abscheidung von 6,6 kg CO₂/Tag
 - Finanzierung: *Audi AG*

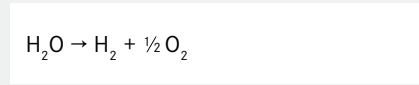
Neue Methanisierungstechnologien
 Sorptionsbasierte Methanisierung und *SmartCat* - ein Katalysator, der bei Schäden durch Schwefelverbindungen repariert werden kann - werden in einem separaten Artikel in dieser Ausgabe behandelt (s. Artikel Hecht & Heel, S. 36).

POWER-TO-METHANE

Die Forschungsplattform enthält die Komponenten einer konventionellen Power-to-Methane-Anlage bestehend aus den beiden Schritten Elektrolyse und Methanisierung:

ELEKTROLYSE

In der Elektrolyse wird flüssiges Wasser H₂O in Wasserstoff H₂ und Sauerstoff O₂ aufgespalten:



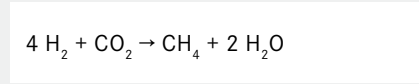
Es gibt verschiedene Typen von Elektrolyseuren: alkalisch, *Proton Exchange Membrane* (PEM) und *Anion Exchange Membrane* (AEM). Mit ca. 1 MW elektrischer Leistung können im grossen Massstab ca. 200 Nm³/h Wasserstoff H₂ erzeugt werden [14-16] (spezifischer Elektrizitätsverbrauch 5,0 kWh/Nm³), was einer Effizienz bezüglich Brennwert von ca. 70% entspricht.

Kenndaten des PEM-Elektrolyseurs der Forschungsplattform in Rapperswil:

- Hersteller: *Proton Onsite*
- Typ: *Hydrogen Generator Series 4*
- nominale Wasserstoffproduktion bei Vollast: 2 Nm³/h
- spezifischer Elektrizitätsverbrauch: 6,57 kWh/Nm³
- Effizienz bezüglich Brennwert¹: 53,9 %

METHANISIERUNG

In der Methanisierung reagiert der Wasserstoff H₂ aus der Elektrolyse mit CO₂:



Es gibt die beiden Technologien chemische Methanisierung bei einer Temperatur von ca. 280 °C mit Unterstützung eines Katalysators und die biologische Methanisierung bei einer Temperatur von ca. 50 °C mittels Mikroorganismen (Archaeen). Bei einer vollständigen Umwandlung gemäss der obestehenden Reaktionsgleichung ergibt sich ein Wirkungsgrad bezogen auf die Brennwerte² von 78%.

Die Plattform des IET verfügt über eine chemische Methanisierung in einem vertikalen Rohrreaktor mit einer Gesamtlänge von 1600 mm, der von oben nach unten durchströmt wird. Der Reaktor

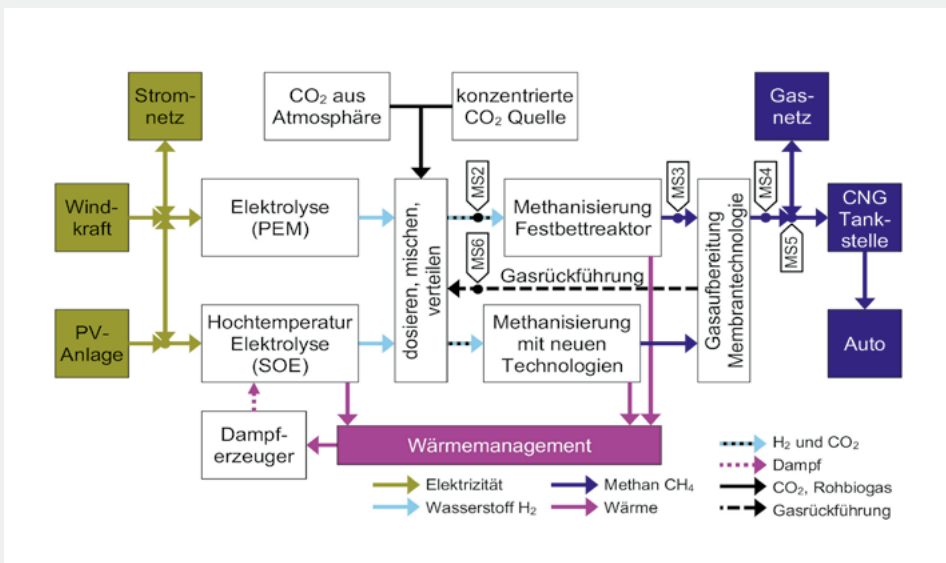


Fig. 3 Layout der Forschungsplattform Power-to-Gas in Rapperswil. Die Messstellen MS2, MS3, MS4, MS5 und MS6 sind in Tabelle 2 aufgelistet und werden im Kapitel «Gas-Sensorik» diskutiert.

¹ Brennwert: $H_{o,H_2} = 141,8 \text{ MJ/kg} = 39,4 \text{ kWh/kg}$,
 Wirkungsgrad_{Elektrolyse} = $(\dot{m}_{H_2} \times H_{o,H_2}) / (\text{el. Leistung})$
² Brennwerte: $H_{o,CH_4} = 55,515 \text{ MJ/kg} = 15,4 \text{ kWh/kg}$,
 $H_{o,H_2} = 141,8 \text{ MJ/kg} = 39,4 \text{ kWh/kg}$,
 Wirkungsgrad_{Methanisierung} = $(\dot{m}_{CH_4} \times H_{o,CH_4}) / (\dot{m}_{H_2} \times H_{o,H_2})$

enthält zwei Katalysatorschüttungen mit einem Durchmesser von 37 mm und einer Gesamtlänge von zusammen 1370 mm, die sich im Verhältnis 1 zu 2 auf das erste und zweite Bett verteilen. Es handelt sich um einen Nickel-Katalysators der Firma *Hitachi Zosen Inova*, der auf der porösen Oberfläche von Zylindern mit 3 mm Durchmesser und 3 mm Länge aufgebracht ist. Zwischen den Katalysatorschüttungen befindet sich eine inerte Schüttung, in der CO₂ zugeführt werden kann. So kann die Reaktion auf die beiden Katalysatorschüttungen aufgeteilt werden. Eine Sonde mit zehn Messpunkten erlaubt es, die Temperatur auf der zentralen Achse des Reaktors zu messen. Der Reaktormantel wird mit Thermo-Öl auf 250–280 °C gekühlt. Der Druck der Methanisierung ist einstellbar zwischen 1 barg bis 10 barg.

Mit diesen Technologien lassen sich im grossen Massstab ab 1 MW elektrischer Leistung Power-to-Methane-Anlagen bauen mit einem Wirkungsgrad bezogen auf den Brennwert³ von ca. 50% (ohne Wärmenutzung). Ein grobes Energieflussdiagramm einer solchen Anlage ist in *Figur 4* gezeigt.

Bei der Auslegung, beim Bau und der Inbetriebnahme der Forschungsplattform konnte zusammen mit den Projektpartnern und den Zulassungsbehörden zahlreiche relevante Erfahrungen gesammelt werden. Das Design des Reaktors für die Methanisierung hat sich bewährt. In Experimenten wurden optimale Betriebsparameter der Methanisierung bestimmt. Es wurden Prozeduren für das Aufstarten und das Abschalten sowie für den Standby-Betrieb entwickelt, die auch auf grosse Anlagen angewendet werden können.

EFFIZIENZSTEIGERUNG DES POWER-TO-METHANE-PROZESSES

Die Effizienz des Power-to-Methane-Prozesses kann gesteigert werden, indem anstelle einer konventionellen Elektrolyse eine Hochtemperatur-Elektrolyse verwendet wird, die Wasserdampf H₂O in Sauerstoff O₂ und Wasserstoff H₂ aufspaltet. Kann der Wasserdampf mit der Abwärme des restlichen Prozesses erzeugt werden, insbesondere mit derjenigen aus der katalytischen Methanisierung



Fig. 4 Energieflussdiagramm von Power-to-Methane im grossen Massstab mit konventioneller Elektrolyse. Elektr. Leistung für Methanisierung und Balance of Plant berücksichtigt. Die Angaben zu den chemische Energieflüssen beziehen sich auf Brennwerte, Wärmeflüsse referenziert auf 25 °C. Farbcodierung s. Fig. 3.

bei 250 °C, kann ein deutlich grösserer Wirkungsgrad erreicht werden. Er liegt 15 bis 20 Prozentpunkte über demjenigen mit konventioneller Elektrolyse. Dies ist im vereinfachten Energieflussbild in *Figur 5* gezeigt. Um die gleiche Menge an Methan zu erzeugen, benötigt eine Anlage mit Hochtemperatur-Elektrolyse anstatt 1,1 MW elektrische Leistung nur etwas mehr als 0,8 MW.

Die Hochtemperatur-Elektrolyse ist wie die Brennstoffzelle ein elektrochemischer Prozess, der sich bei ca. 800 °C abspielt. Im Zentrum einer Hochtemperatur-Elektrolyse steht wie bei der Brennstoffzelle ein Zellstapel, und zwar aus Festoxidzellen. Deshalb spricht man auch von *Solid Oxide Electrolyser* (SOE), analog zur *Solid Oxide Fuel Cell* (SOFC). Der zurzeit weltgrösste Hochtemperatur-Elektrolyseur im Bau wird eine elektrische Leistung von 2,4 MW haben [17]. Konventionelle Elektrolyseure sind technisch reifer und stossen aktuell in Grössen von 100 MW elektrischer Leistung vor. Es wird berichtet, dass Hochtemperatur-Elektrolyseure im grossen Massstab einen spezifischen Elektrizitätsverbrauch von 3,6 kWh/Nm³ aufweisen, was bezogen auf den Brennwert über 95% Effizienz¹ entspricht [18, 19]. Das Diagramm in *Figur 5* wurde mit einer konservativen Annahme für die Effizienz der Hochtemperatur-Elektrolyse von 90% bezogen auf den Brennwert¹ gezeichnet.

In den Projekten *High Efficiency Power-to-Methane Pilot* (HEPP) und *HotCat4Steam* wird die erhöhte Effizienz experimentell demonstriert. In der Forschungsplattform in Rapperswil ist ein durch die *École polytechnique fédérale de Lausanne EPFL, Group of Energy Materials GEM*, Sion, unter der Leitung von *Jan van Herle* entwickeltes Hochtemperatur-Elektrolysesystem eingebaut mit einer Kapazität zur Erzeugung von 2 Nm³/h Wasserstoff. Der Zellstapel wurde durch *Solid Power GmbH* hergestellt. Darum herum gibt es ein System (*Balance of Plant*), das die Zufuhr und das Wegführen der Medien, ihre Vorwärmung, eine Rezirkulation, eine Wärmerückgewinnung sowie alle Systeme für Anfahren mit Vorheizung und Herunterfahren sowie den Standby-Betrieb im heissen und kalten Zustand gewährleistet. Das Hochtemperatur-Elektrolysesystem hat ihre eigene Regelung und Steuerung, die auch jederzeit den sicheren Betrieb des Elektrolysesystems gewährleistet und mit der Forschungsplattform kommuniziert. Von diesem Elektrolysesystem gibt es noch keine Messwerte zur Effizienz. Gemäss Literatur [20] hat sie in diesem kleinen Massstab einen spezifischen Elektrizitätsverbrauch von 4,2 kWh/Nm³ und somit eine Effizienz bezogen auf den Brennwert¹ von 84 Prozent. Das Wärmemanagement ist als Kreislauf von Thermo-Öl realisiert, das seine Wärme aus der Kühlung des Mantels der Methanisierung bei 250 °C bezieht. Der

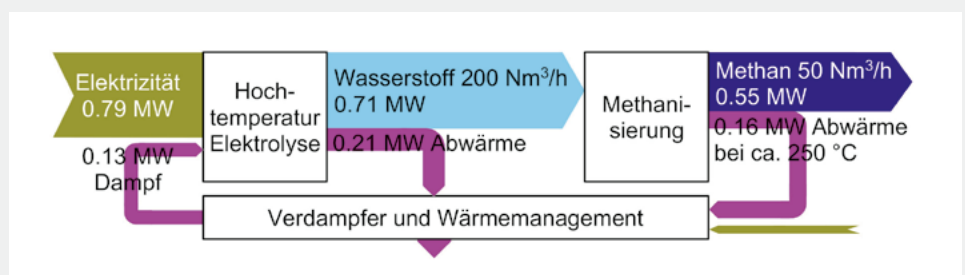


Fig. 5 Grobes Energieflussdiagramm von Hocheffizienz-Power-to-Methane mit Hochtemperatur-Elektrolyse, Wärmemanagement und Verdampfer im grossen Massstab. Chemische Energieflüsse bezogen auf Brennwerte, Wärmeflüsse referenziert auf 25 °C. Farbcodierung s. Fig. 3.

³ Wirkungsgrad_{Power-to-Methane} = (m_{CH₄} × H_{o,CH₄}) / (el. Leistung)

Dampf für die Hochtemperatur-Elektrolyse wird mit Wärme aus dem Thermoöl in einem Verdampfer erzeugt und mit 240 °C der Hochtemperatur-Elektrolyse übergeben. Um den empfindlichen Stapel aus Festoxidzellen nicht zu beschädigen, darf der Druck des Wasserdampfs nur im Bereich von wenigen Millibar schwanken. Mit den bis jetzt erzeugten experimentellen Resultaten aus dem Wärmemanagement und dem Verdampfer erscheint es realistisch, dass eine Effizienzsteigerung von 20 Prozentpunkten im Verlauf des Jahres 2022 demonstriert werden kann. In anderen Projekten [18, 21] wurde die hohe Effizienz bis jetzt nur rechnerisch nachgewiesen.

MEMBRANTECHNOLOGIE

Die Zusammensetzung des Gases direkt nach dem Methanisierungsreaktor ist in *Tabelle 1* zusammen mit den Anforderungen für uneingeschränkte Einspeisung ins Gasnetz gezeigt. Auch in einem Betrieb mit optimierten Parametern (Druck, Temperatur und Aufteilung des CO₂ auf die beiden Katalysatorschüttungen) werden diese Anforderungen nicht erreicht. Deswegen wird das Gas aufbereitet, indem es an einer Membran der Firma *Evonik Fibres GmbH* vorbeiströmt, auf deren anderer Seite ein tieferer Druck herrscht. Wasserstoff und Kohlendioxid gelangen leichter auf die andere Seite der Membran als Methan. So werden die Anteile von H₂ und CO₂ im produzierten Gas reduziert. Das Verhalten der Membran hängt ab von Membranfläche, Durchfluss, Drücken auf beiden Seiten der Membran, Temperatur und Gaszusammensetzung.

Das Know-how zum Einbau der Membran in Biogasanlagen stammt von der Firma *Apex AG* und konnte in einer Zusammenarbeit auf Power-to-Gas-Anlagen erweitert werden.

Bei der Membrantrennung existiert ein Zielkonflikt: Einerseits sollte ein möglichst grosser Anteil des Wasserstoffs und Kohlendioxids für die Gasrückführung abgetrennt werden, ohne dabei zu viel Methan abzuführen. Eine höhere Druckdifferenz über die Membran ermöglicht ein hohe Abtrennrates von H₂ und CO₂, lässt aber auch mehr CH₄ durch die Membran. Zusätzlich ist wegen der höheren Druckdifferenz und wegen des höheren Massenstroms mehr Arbeit für die Gasrückführung notwendig. Es hat sich bewährt, die Methanisierung mit einem leicht überstöchiometrischen Verhältnis von H₂ zu CO₂ zu betreiben. Gleichzeitig wird die Druckdifferenz über die Membran so eingestellt, dass im Produktgas (Messstelle MS4 aus *Fig. 3* und *Tab. 2*) der Wasserstoffanteil den maximal erlaubten Volumenanteil von 2,0% gerade erfüllt.

OPTIMIERTES ANFAHREN

Beim Starten der Methanisierung wird diese zuerst mit reinem H₂ gespült. Nachher wird CO₂ dazugegeben, sodass die exotherme Reaktion $4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$ beginnt. Um Hotspots im Reaktor zu vermeiden, die den Katalysator beschädigen würden, wird die Dosierung von CO₂ kontinuierlich erhöht, bis das stöchiometrische Verhältnis von 4 mol H₂ zu 1 mol CO₂ erreicht ist. Vor diesem Zeitpunkt kann der Prozess nicht die geforderte Gasqualität aus *Tabelle 1* liefern, sodass das Gas nicht eingespeist werden darf. Es muss verworfen werden, wird also bei Grossanlagen in einer Fackel verbrannt. Die Gasrückführung kann dazu verwendet werden, beim Aufstarten diese verworfene Gasmenge zu minimieren. Das konnte in einem Versuch auf der Forschungsanlage gezeigt werden.

Figur 6 zeigt die Auswertung dieses Versuchs: Zunächst strömt (ab der Zeit

05:12) nur Wasserstoff an der Messstelle MS2 in den Festbettreaktor (*Fig. 3*). Nach 2 Minuten (ab 05:14) wird CO₂ zugegeben und das Gas vom Reaktorausstritt (MS3) direkt und ohne Kontakt mit der Membran über die Gasrückführung (*Recycle*) wieder zum Eintritt der Methanisierung (MS2) geführt. Das Volumen nimmt durch die chemische Reaktion ($4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$) ab und durch das Einströmen von zusätzlichem Gas zu. Weil der zweite Effekt schliesslich überwiegt, steigt der Druck (*Pressure Recycle*) im ganzen System. Sobald 9 barg erreicht werden (bei 5:22), wird ein Ventil betätigt und das Gas aus dem Reaktor durch die Membran geleitet sowie in der Gasrückführung ein zusätzlicher Puffertank dazugeschaltet. Das vergrössert das Anlagenvolumen stark und der Druck in der Gasrückführung (*Pressure Recycle*) sinkt. Dank des rasch verfügbaren, hohen Differenzdruckes über der Membran ist die Gasqualität während nur 90 Sekunden ungenügend und es müssen nur 5 g Methan verworfen werden. Anschliessend (ab 05:23:30) erreicht die Gasqualität die geforderten Werte, sodass das Gas eingespeist werden kann. Ohne dieses optimierte Anfahren wäre das produzierte Gas für rund 20 Minuten von ungenügender Qualität und müsste verworfen werden.

GAS-SENSORIK

Die Forschungsplattform ist mit einem Massenspektrometer ausgestattet (*GAM200* der Firma *InProcess Instruments*), um an bestimmten Orten die Zusammensetzung der Gasströme zu bestimmen und die Anlage zu regeln. In Zusammenarbeit mit der Firma *Mems AG* (Birmensdorf) wurden Sensoren auf der Basis ihrer *gasQSTM*-Technologie weiterentwickelt, die eine schnellere und günstigere Bestimmung der Gaszusammensetzung an mehr Orten gleichzeitig erlauben als mit einem Massenspektrometer oder einem Gaschromatographie. Es gibt zwei Sensortypen:

gasQS static

Messung der Wärmeleitfähigkeit, um die Zusammensetzung von Gasgemischen aus zwei Komponenten zu bestimmen. Druck bis 9 barg (optional bis 15 barg). Messung im durchströmten Rohr.

| | | Wasserstoff H ₂ | Kohlendioxid CO ₂ | Methan CH ₄ |
|--|---------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| Austritt Methanisierung nach Kondensatabscheidung MS3 | je nach Betrieb des Reaktors | 6–32% | 0,5–10% | 64–88% |
| | im optimierten Betrieb | 7,54% | 3,66% | 88,9% |
| Anforderungen an uneingeschränkt einspeisefähiges Gas, SVGW-Richtlinien [2, 23] | | max. 2% | max. 4% | min. 96% |
| Austritt nach Membran MS4 bei Druckdifferenz von 7.6 bar | | 1,96% | 0,23 % | 97,8% |

Tab. 1 Volumenanteile des Gasgemischs (trocken) nach der Methanisierung (Zeile 1) im Vergleich mit den Anforderungen an die uneingeschränkte Einspeisung ins Gasnetz (Zeile 2). Diese kann mit der Membranaufbereitung erreicht werden (Zeile 3).

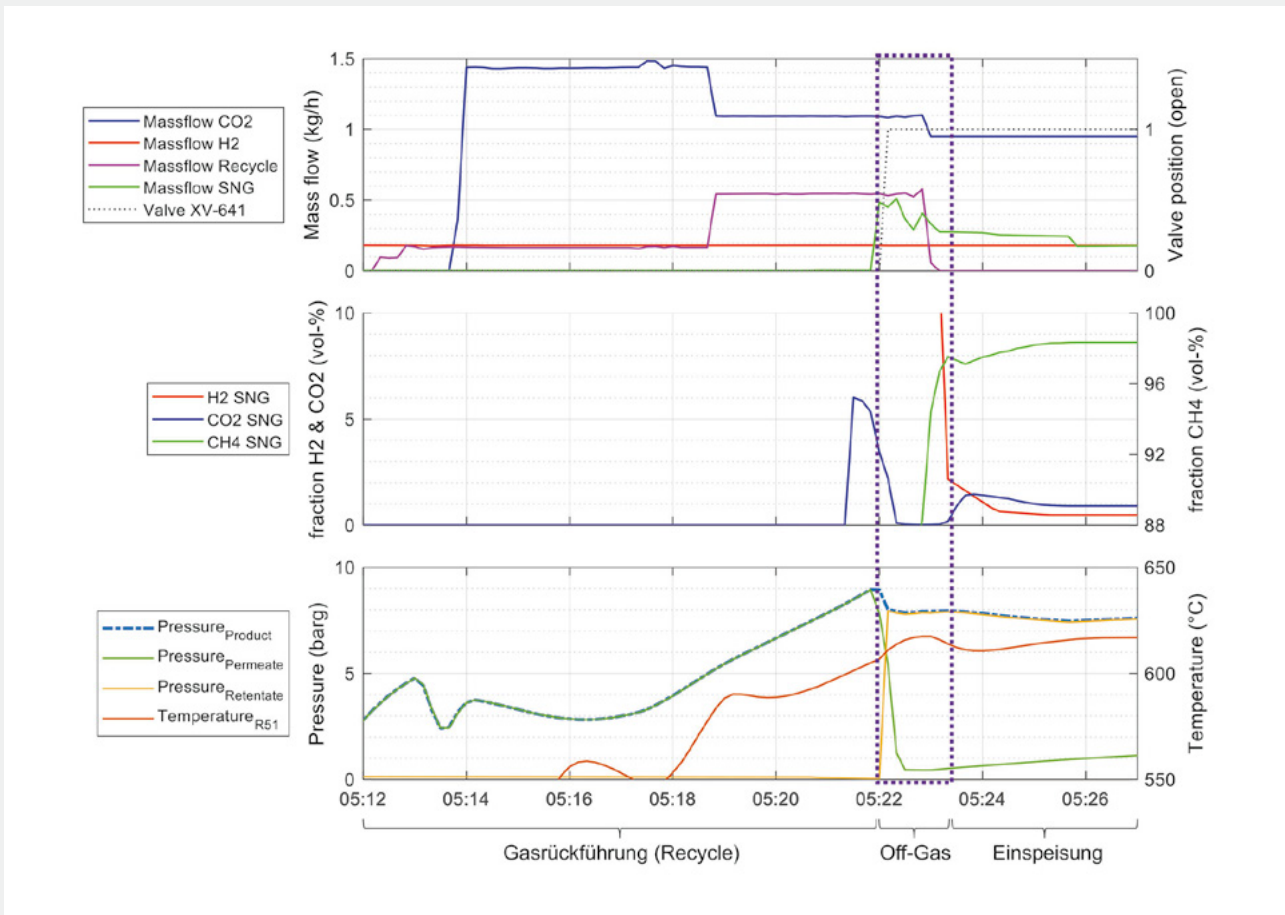


Fig. 6 Starten der Methanisierung mithilfe der Gasrückführung (Recycle) aus Figur 3. Die horizontale Achse ist eine Zeit in Stunden und Minuten.

gasQS flonic

Messung der Wärmeleitfähigkeit, der Wärmekapazität und der Dichte, um die Zusammensetzung von Gasgemischen aus mehreren Komponenten zu bestimmen. Druck zwischen 4 barg und 9 barg. Messung an einem Bypass mit kritisch durchströmter Düse.

Auf der Forschungsplattform sind an den Messstellen (MS 2-6) Mems-Sensoren verbaut (Tab. 2). Die Tabelle zeigt auch die an diesen Stellen zu erwartenden Konzentrationen der drei Gase Wasserstoff, Kohlendioxid und Methan. In Versuchen wurden die Sensoren kalibriert und die Korrelationskoeffizienten der Sensoren auf das Einsatzgebiet von

Power-to-Methane-Anlagen optimiert. Durch Vergleiche mit dem Massenspektrometer konnte in Versuchen gezeigt werden, dass die Mems-Sensoren die Konzentrationen der Gase in Echtzeit mit einer Abtastraten von 1 Sekunde (gasQS static) und 40 Sekunden (gasQS flonic) mit einer Genauigkeit von 1 bis 2% des gemessenen Methangehalts unter realen Bedingungen bestimmen können.

Es wurde eine einfache Messmöglichkeit entwickelt, um zu bestimmen, ob Gas uneingeschränkt einspeisefähig ist und die Anforderungen aus Tabelle 1 erfüllt. So wurde ein Sensor gasQSTM static neu konfiguriert und kalibriert und kurz vor der Einspeisung (Mess-

stelle MS5, Fig. 3) installiert. Der Sensor ist ursprünglich für Gasgemische mit zwei Komponenten ausgelegt, misst an dieser Stelle jedoch die Wärmeleitfähigkeit von Gasgemischen aus Methan, Kohlendioxid und Wasserstoff. Dank der Kalibration kann der Sensor direkt in der Leitung bestimmen, ob das Gas die Anforderungen erfüllt, ohne die exakte Gaszusammensetzung zu kennen. Eine Produktionsanlage kann basierend auf diesem Signal das Gas einspeisen oder verwerfen.

AUSBLICK

Nach Möglichkeit wird die Anlage basierend auf den beschriebenen

| Messstelle aus Fig. 3 | Bezeichnung | Mems gasQS Sensor | Volumenanteil | | |
|-----------------------|--|-------------------|----------------|-----------------|-----------------|
| | | | H ₂ | CO ₂ | CH ₄ |
| MS2 | Eintritt Reaktor | flonic | 60–100% | 0–15% | 0–30% |
| MS3 | Austritt Reaktor nach Kondensatabscheidung | flonic | 20–100% | 0–10% | 0–86% |
| MS4 | Produkt vor Pufferspeicher | flonic | 0–100% | 0–10% | 0–98% |
| MS5 | Produkt nach Pufferspeicher | static | 0–40% | 0–10% | 0–98% |
| MS6 | Gasrückführung nach Kompressor | flonic | 0–40% | 0–10% | 0–80% |

Tab. 2 Messstellen aus Figur 3 für Sensoren gasQSTM der Firma Mems auf der Forschungsplattform und die möglichen Bereiche an Konzentrationen.

WISSENSTRANSFER

Ein wichtiger Teil des Projektes ist der Wissenstransfer in die Gesellschaft und die Wirtschaft. Bereits 1200 Personen haben die Anlage im Rahmen von Führungen durch IET-Mitarbeitende besichtigt. (Anmeldung: besuch-ptx@ost.ch; Unkostenbeitrag).

Das IET und der SVGW organisieren ein zweitägiges Ausbildungsseminar zum Thema «Wasserstoff», in dem Wissen aus den Projekten vermittelt wird: 4./5. Mai 2022.

Wissenstransfer findet auch im Rahmen der Projekte zu unseren Industriepartnern statt und wenn Mitarbeitende Spin-Offs gründen. Mit den Firmen *Alphasynt GmbH* und *Grinix GmbH* gibt es davon bereits zwei.

Sensoren automatisiert, sodass Langzeitversuche auch ohne Schichtbetrieb möglich sind. Aktuell arbeitet das IET an einem Projekt, das durch *Innosuisse* gefördert wird und in dem zusammen mit den Industriepartnern *Burckhardt Compression AG*, *Arbor Fluidtec AG*

DANKSAGUNG

Die Autoren bedanken sich für die Finanzierungen und Kooperationen bei den Partnerschaften aus *Figur 2*, S. 29, und für die umsichtige Begleitung des Projektes beim Steering Committee: *Ernst Uhler* (EZL), *Martin Landolt* (Die Mitte), *Barbara Keller-Inhelder* (SVP), *Marcel Dobler* (FDP), *Peter Graf* (SGSW), *Michael Bätcher* (EWJR), *Bettina Bordenet* (SVGW), *Daniela Decurtins* (VSG), *Nadine Brauchli* (VSE), *Arne Siemens* (Audi), *Dominique Kronenberg* (Climeworks), *Boris Meier* (OST) und *Elimar Frank* (OST).

(*Swagelok Schweiz*) und *Endress+Hauser (Schweiz) AG* eine kostengünstige Wasserstofftankstelle entwickelt wird. Der Prototyp wird zunächst auf der Forschungsplattform in Betrieb genommen und getestet, bevor er in einem Feldtest zum Einsatz kommt. In Zukunft sollen auf der Forschungsplattform weitere innovative Technologien und Systeme entwickelt werden.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Bundesamt für Energie (2021): Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2020
- [2] VSG (2021): Erdgas und Biogas in der Schweiz, Jahresstatistik des VSG, Ausgabe 2020, Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG
- [3] www.biosprit.org, Zugriff 5. Dezember 2021
- [4] Prognos AG; Infrac; TEP Energy GmbH; Ecoplan (Eds.) (2020): Energieperspektiven 2050+, Kurzbericht, Bundesamt für Energie, November 2020
- [5] VSG (2020): Nur mit Wasserstoff lassen sich die Klimaziele erreichen, Thesenpapier Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG
- [6] Bundesamt für Energie (Juli 2021): Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2020
- [7] Friedl, M. et al. (2018): Saisonale Flexibilisierung einer nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz, Fokusstudie, Forum Energiespeicher Schweiz (FESS), [aeesuisse](http://aeesuisse.ch)
- [8] Ruoss, F. (2014) Erdgasinfrastruktur der Schweiz, Faktenblatt, IET Institut für Energietechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil,
- [9] IET Institut für Energietechnik, HSR Hochschule für Technik Rapperswil (2017): Erdgasspeicherkapazität der Schweiz, Faktenblatt, 24. Februar 2021
- [10] www.cng-mobility.ch, Zugriff 16. Dezember 2021
- [11] Krummen Kerzers (2020): Mitteilung, <https://krummen.com/aktuelles/dritte-Ing-tankstelle-in-der-schweiz/>, Zugriff 15. Dezember 2021
- [12] Cramer, V. et al. (2015): Erneuerbare Treibstoffe mit Power-to-Gas, *Aqua & Gas* No. 10, pp. 20 bis 28
- [13] Ruoss, F.; Schmidlin, L.; Friedl, M. (2021): Effizientere Methansynthese, *Bulletin.ch* No. 12, VSE und Electro Suisse, pp. 2 bis 5
- [14] Kopp, M. et al. (2017): *Energiepark Mainz. Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis.* In *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (19), pp. 13311–13320. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.12.145
- [15] Rieke, S.; Waldstein, G. (2017): *Schlussbericht Verbundprojekt FKZ 0325428B – WOMBAT, Wirkungsgrad-Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologien im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojektes*
- [16] Buttler, A.; Spliethoff, H. (2018): Current status of water electrolysis for energy storage, gridbalancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;82:2440–54
- [17] Sunfire (2021): *Multiply Project proceeds into execution phase, Pressemitteilung der Firma Sunfire*, www.sunfire.de, 23. November 2021
- [18] Haldor Topsøe (2018): *Electrical Upgrading of Biogas, Projektbericht*
- [19] Posdziech, H. (2021): *Production of renewable hydrogen and syngas via high-temperature electrolysis, Präsentation der Firma Sunfire im EU-Projekt Multiply*, www.multiply-project.eu
- [20] Wang, L. et al. (2019): *Power-to-fuels via solid-oxide electrolyzer: Operating window and technoeconomics*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 110, 174–187
- [21] Trimis, D.; Harth, S.; Gruber, M. (2018): *HELMETH Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion. Final Report Summary*
- [22] SVGW (2016): *G13 d Richtlinie für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen*, Schweizerischer Verband des Gas- und Wasserfaches SVGW
- [23] SVGW (2013): *G18 d Richtlinie für die Gasbeschaffenheit*, Schweizerischer Verband des Gas- und Wasserfaches SVGW

Ihr Partner für Innovation, Präzision und qualitative Messtechnik in der Schweiz

Entdecken Sie unsere neuen Lösungen für ein Wassermanagement auf dem neuesten Stand der Technologie!



TOPAS® SONIC

Intelligenter Ultraschall-Wasserzähler für den Wohnbereich mit Free Flow-Technologie



RUBIN® SONIC

Intelligenter Ultraschall-Grosswasserzähler mit Free Flow Technologie



aquastream®

Kommunikationsmodul für aquabasic® Wasserzähler PMK



Die Alternative

Supraflow – Die Anbohrarmatur

Für Abgänge in grossen Dimensionen unter Druck stehender Gas- und Wasserleitungen aus Polyethylen.

