

# Power-to-X am IET Institut für Energietechnik

Aktivitäten der Jahre 2016 bis 2020



Bild: Besuch der Power-to-Methane Anlage HEPP von Bundesrätin Simonetta Sommaruga am 24.06.2019. Bildquelle: kurzschluss photography gmbh / Damian Imhof

Von: Markus Friedl, Luiz de Sousa, Matthias Frommelt, Jachin Gorre, Robin Leonhard, Justin Lydement, Boris Meier, Sandra Moebus, Fabian Ruoss, Luca Schmidlin, Silvan Schmid, Zoe Stadler, Christoph Steiner

## **Vorwort**

von Prof. Dr. Markus Friedl

*Professor für Thermo- und Fluidodynamik  
Leiter IET Institut für Energietechnik*



Liebe Leserin, lieber Leser

Ich freue mich sehr, dass Sie diesen Bericht in den Händen halten und lesen. Wir haben diesen Bericht für Sie verfasst: Wir möchten Ihnen einen Überblick über den Stand der Power-to-X Technologien in der Schweiz geben und über die Projekte, welche wir am IET seit 2014 im Fachbereich abgeschlossen haben. Dieser Bericht schliesst an den zusammenfassenden Bericht vom September 2015 und an den Schlussbericht zu unserer ersten Anlage vom April 2017 an.

Unsere Arbeiten im Fachbereich Power-to-X haben im Jahr 2014 mit dem Betrieb der ersten Power-to-Methane Anlage in der Schweiz begonnen. Seitdem hat sich das Team von drei auf zwölf Mitarbeitende vergrössert. Gemeinsam mit vielen Partnerschaften aus der Akademie und der Wirtschaft haben wir ungefähr 100 Projekte durchgeführt. Unsere wichtigsten und grössten Projekte zeigen wir Ihnen in diesem vorliegenden Bericht auf.

Ich bin stolz, was unsere Mitarbeiter:innen in den vielen nationalen und internationalen Projekten geleistet haben. Sowohl in theoretischen Studien als auch in praktischen Projekten, in denen wir Anlagen gebaut, getestet und ausgewertet haben. Das gilt für gut sichtbare Projektleitungsaufgaben, für weniger sichtbare Detailarbeiten bis zum Austausch mit dem Fachpublikum und der Bevölkerung in unserer eigenen Power-to-Gas-Anlage im Rahmen von Führungen. Unsere Mitarbeiter:innen haben sich zu führenden Expert:innen im Fachbereich Power-to-X entwickelt. Einige von ihnen haben den Weg in die Industrie oder in die Selbständigkeit verwirklicht. Wir haben sowohl junge Student:innen im Bachelor- und Masterstudium als auch Berufsleute in Nachdiplomstudiengängen im Bereich Power-to-X ausgebildet und mit diesem Fachgebiet vertraut gemacht. In unserer Öffentlichkeitsarbeit zeigen wir interessierten Personen den Nutzen unserer Forschung. Zudem bringen wir an unseren Anlässen die führenden Institutionen und Firmen aus Wissenschaft und Wirtschaft zusammen.

Auch in der Zukunft werden wir uns für eine erneuerbare Energieversorgung einsetzen, in unserer eigenen Anlage neue Technologien weiterentwickeln und den für die Energiewende notwendigen Technologien zum Durchbruch und zur Akzeptanz in der Gesellschaft verhelfen. Wir sind dabei, unsere Forschungsanlage in eine "Welt der Energieumwandlung" ("World of Energy Conversion") auszubauen.

Wir freuen uns, weiterhin mit Ihnen gemeinsam die Zukunft zu gestalten!

*Ihr Markus Friedl*

## Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Power-to-X in der Schweiz .....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>Power-to-X in der Öffentlichkeit .....</b>	<b>4</b>
2.1	Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-Gas .....	4
2.2	Führungen an der Power-to-Gas-Anlage in Rapperswil .....	5
2.3	Unsere Vorträge .....	8
<b>3.</b>	<b>Nationale Projekte .....</b>	<b>10</b>
3.1	SCCER Heat and Electricity Storage .....	10
3.2	Joint Activity SCCER: Weissbuch Power-to-X .....	13
3.3	Joint Activity SCCER: Coherent Energy Demonstrator Assessment .....	16
3.4	NFP 70 Erneuerbares Methan für Transport und Mobilität .....	18
3.5	Die Kohlenstoffströme der Schweiz – eine Zukunftsperspektive .....	26
3.6	Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) im Schweizerischen Schwerlasttransport .....	34
3.7	BioBoost – Flexibler Biogas-Booster .....	42
<b>4.</b>	<b>Europäische Projekte .....</b>	<b>45</b>
4.1	STORE&GO .....	45
4.2	EU-Projekt "Pentagon" .....	61
4.3	HIGGS Projekt – Erdgastransport mit Wasserstoff entkohlen .....	66
<b>5.</b>	<b>Dienstleistungsprojekte .....</b>	<b>69</b>
5.1	HEPP – Die Power-to-Methane-Pilotanlage an der OST .....	69
5.2	Power-to-Gas im Kehrrietheizkraftwerk St. Gallen .....	78
5.3	Wasserstoff im Schweizer Erdgasnetz .....	81
5.4	Low Cost Hydrogen Refuelling Station .....	86
<b>6.</b>	<b>Aus- und Weiterbildung .....</b>	<b>90</b>
6.1	Studiengang: Erneuerbare Energien und Umwelttechnik .....	90
6.2	Viertageskurs: Energiespeicher .....	92
<b>7.</b>	<b>Power-to-X in der Schnittstelle .....</b>	<b>93</b>
7.1	PowerCheck – die Schweizer Stromversorgung simulieren .....	93
7.2	Dem Klimawandel mit angewandter Forschung begegnen .....	95
7.3	Numerische Strömungssimulation .....	98
7.4	Interessengemeinschaft Power-to-X .....	100

# 1. Power-to-X in der Schweiz

Von Markus Friedl

Die Resultate der Energieforschung auf nationaler Ebene (SCCER<sup>1</sup>, NRP70 und NRP71<sup>2</sup>) und auf internationaler Ebene zeigen, dass ein nachhaltiges Energiesystem keine rein elektrische Lösung sein kann. Es wird erforderlich sein, dass alle Teile des Energiesystems, die heute noch unabhängig voneinander arbeiten, zusammenspielen. Der Begriff Sektorkopplung sagt aus, dass die drei folgenden Sektoren des Endverbrauchs von Energie gemeinsam geplant und betrieben werden müssen, also gekoppelt sein werden: 1: Elektrizität, 2: Wärme und Kälte, 3: Mobilität und Transport.

Power-to-Gas wandelt Elektrizität in besser speicherbare chemische Energieträger um und übernimmt in einem gekoppelten Energiesystem wichtige Aufgaben:

- Power-to-Gas stabilisiert das Elektrizitätsnetz, indem dann Strom verwendet wird, wenn ein grosses Angebot und eine geringe Nachfrage herrschen, der Preis von erneuerbarem Strom also günstig ist. Man spricht auch von "Überschussstrom", was ein nicht eindeutig definierter Begriff ist. Spätestens dann, wenn "überschüssiger" Strom von einer Power-to-Gas Anlage verwendet wird, ist er eben nicht mehr "überschüssig". Power-to-Gas Anlagen werden in Zukunft vor allem im Sommer betrieben, wenn das Angebot an erneuerbarem Strom gross ist wegen der solaren Produktion. Zusätzlich zu den saisonalen Schwankungen, können Power-to-Gas Anlagen dem Stromnetz auch kurzfristiger unter die Arme greifen, indem sie sekundäre und tertiäre Regelleistung zur Verfügung stellen. Sie können also innerhalb von Minuten die Leistung erhöhen oder reduzieren.
- Power-to-Gas stellt dem Energiesystem erneuerbaren Wasserstoff zur Verfügung und als Ergänzung zu Biogas erneuerbares Methan. Beide Gase sind gut speicherbar. Die Infrastruktur für Wasserstoff wird in der Schweiz durch H2-Energy<sup>3</sup>, die Mitglieder des Fördervereins H2 Mobilität Schweiz<sup>4</sup> und Hydros spider<sup>5</sup> erstellt. Eine Infrastruktur für Methan existiert bereits in der Schweiz mit ca. 18'000 km Gasnetz und ca. 150 CNG-Tankstellen, wo Methan in komprimierter Form transportiert und gespeichert wird. Methan kann auch abgekühlt auf – 160 °C in flüssiger Form verwendet werden, was als "LNG" bezeichnet wird. Lidl Schweiz AG, Kruppen Kerzers, Thurtrans und KMT bauen eine LNG Infrastruktur, indem sie LNG Lastwagen und LNG Tankstellen betreiben.

Die erneuerbaren Gase können in Anwendungen eingesetzt werden, die schwierig rein elektrisch betrieben werden können. Das sind Transport und Mobilität, wo grosse Reichweiten und kurzen Betankungszeiten gefordert sind: Neben Personautos mit diesen Anforderungen, gibt es den Betrieb von Busverbindungen und den Gütertransport über grosse Distanzen, die schlecht batterie-elektrisch betrieben werden können, auch wenn Batterien weiterhin verbessert werden. Zudem kann erneuerbares Methan in Wärmekraftkopplungsanlagen in Verbrennungsmotoren oder in Brennstoffzellen zum Heizen verwendet werden bei gleichzeitiger Erzeugung von Strom. Das hilft, die Winterstromlücke zu schliessen.

Die Bedeutung von erneuerbaren chemischen Energieträgern für die zukünftige Energieversorgung wird national und international zunehmend anerkannt. Insbesondere Wasserstoff steht im Fokus der Öffentlichkeit. Der Verein der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) hat seine Zeitschrift in der Ausgabe 1/2019 dem Thema Wasserstoff gewidmet<sup>6</sup>. Auch die Erdölvereinigung, die sich seit kurzem Avenenergy nennt, hat in seiner letzten Ausgabe der Zeitschrift "Avenue" vom Frühjahr 2020 das Thema Wasserstoff und alternative Brenn- und Treibstoffe ins Zentrum gesetzt<sup>7</sup>. Deutschland hat Anfang 2020 eine Wasserstoffinitiative lanciert. Bei der

<sup>1</sup> SCCER = Swiss Competence Center for Energy Research, <https://www.innosuisse.ch/inno/de/home/thematische-programme/foerderprogramm-energie.html>

<sup>2</sup> NRP = National Research Programmes 70 und 71, <https://nfp-energie.ch/en/>

<sup>3</sup> [www.h2energy.ch](http://www.h2energy.ch)

<sup>4</sup> [www.h2mobilitaet.ch](http://www.h2mobilitaet.ch)

<sup>5</sup> [www.hydr spider.ch](http://www.hydr spider.ch)

<sup>6</sup> <https://gazenergie.ch/de/infothek/periodika/>

<sup>7</sup> <https://www.avenergy.ch/de/publikationen/magazin>

aktuell laufenden Ausschreibung des BFE unter dem Titel "Swiss Energy research for the Energy Transition" (SWEET<sup>8</sup>) sind diese Energieträger und das Thema Sektorkopplung explizit ausgeschrieben.

Die Frage, ob Wasserstoff oder Methan das bessere Gas ist, stellt sich nicht. Anwendungen mit Methan sind zum aktuellen Zeitpunkt wegen der bestehenden Infrastruktur und dem reichlich vorhandenen Know-how meist sofort umsetzbar. Wasserstoff wird in einigen Jahren auch soweit sein. Die Gaswirtschaft ist in der Schweiz<sup>9</sup> und in Europa<sup>10</sup> damit beschäftigt, ihre Netzen darauf vorzubereiten, einen grösseren Anteil an Wasserstoff transportieren zu können. In der Schweiz ist der Wasserstoffanteil im Gasnetz aktuell auf 2 % beschränkt<sup>11</sup>. Es werden Wasserstoffanteile bis 100 % untersucht, also reine Wasserstoffnetze. Die beiden Energieträger und die damit verbundenen Technologien sollen untereinander und mit rein elektrischen Lösungen im fairen Wettbewerb stehen können.

Im Bereich Wasserstoff sind kommerzielle Produkte wie Elektrolyseure, Tankstellen und Fahrzeuge marktreif, und es geht um den Aufbau einer Infrastruktur und die praktische Umsetzung. Auch in der Schweiz wird aktuell eine Wasserstoff-Infrastruktur aufgebaut. Sie besteht aus Power-to-Wasserstoff Anlagen im Megawatt-Bereich<sup>12</sup>, die an Laufwasserkraftwerken aus erneuerbarem Strom Wasserstoff erzeugen. Weiter wird eine Wasserstoff-Logistik aufgebaut<sup>13</sup>, die auf Containern mit 350 bar basiert. Zusätzlich zur ersten öffentlichen Wasserstoff-Tankstelle der Schweiz in Hunzenschwil wurde am 7. Juli 2020 eine neue in der Stadt St.Gallen<sup>14</sup> eröffnet. Weitere sollen folgen<sup>15</sup>. Zudem werden im Jahr 2020 in der Schweiz 50 Wasserstoff-Lastwagen von Hyundai ihren Betrieb aufnehmen<sup>16</sup>. Es entsteht also eine Nachfrage nach grünem Wasserstoff in der Schweiz.

Die erste kommerzielle Power-to-Methan Anlage mit einer elektrischen Leistung von 2.5 MW befindet sich in Dietikon bei der Firma Limeco im Bau<sup>17</sup>. Am 30. Juni 2020 wurde durch die Umwelt Arena von Walter Schmid eine CO<sub>2</sub>-neutrale Überbauung in Männedorf der Öffentlichkeit vorgestellt<sup>18</sup>. Das Konzept beruht darauf, dass der im Sommer auf dem Dach und an der Fassade zu viel produzierte Strom zentral in einer Power-to-Gas Anlage in Methan umgewandelt wird. Dieses wird im Winter bezogen und in einer Wärmepumpe, der Hybridbox<sup>19</sup>, genutzt. Die während des Projektes "Store&Go" in der Aarmatt in Solothurn gebaute Methanisierung wurde wieder demontiert. Sie war ausschliesslich als Forschungsanlage konzipiert.

Die drei in der Schweiz im Bau befindlichen Power-to-Gas Anlagen<sup>20</sup> werden alle direkt bei Kraftwerken gebaut, von denen sie den Strom beziehen. Der Grund dafür liegt im Netznutzungsentgelt (NNE): Anders als Pumpspeicherkraftwerke und netzgebundene Batterien, werden Power-to-Gas Anlagen vom Gesetz als Stromverbraucher behandelt und bezahlen auf jeder kWh ein Netznutzungsentgelt. Regio Energie Solothurn hat versucht, unter der aktuellen Gesetzeslage ein reduziertes NNE für ihre Power-to-Gas Anlage in Solothurn anzuwenden. Die Begründung bestand darin, dass die Power-to-Gas Anlage so betrieben wird, dass sie das Netz entlastet. Die Elcom hat das Gesuch abgelehnt. Die aktuelle Gesetzeslage behindert einen fairen Wettbewerb der Technologien und die Ausschöpfung des Potentials von Power-to-Gas.

Es wird immer mehr diskutiert, dass Power-to-Gas Anlagen auch im Ausland stehen können und erneuerbare Gase importiert werden. So wird in den Energieperspektiven 2050+ des Bundes<sup>21</sup> im Szenario "ZERO Basis"

<sup>8</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/foerderprogramm-sweet.html>

<sup>9</sup> Projekt "Vorstudie H2 im Verteilnetz" mit den Partnern IET, Centre de Recherches Energétiques et Municipales (CREM) in Martigny, SWR+ in Dietikon, der Gemeinde Dietikon und dem Schweizerischen Verband des Gas und Wasserfachs (SVGW) finanziert durch den Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizer Gaswirtschaft (FOGA).

<sup>10</sup> EU-Projekt "Hydrigen in Gas Grids" (HIGGS) unter Beteiligung des IET, Swissgas und Erdgas Ostschweiz.

<sup>11</sup> Festgelegt in der Richtlinie G18 des Schweizerischen Verbands des Gas- und Wasserfachs (SVGW).

<sup>12</sup> Gösgen mit 2 MW elektrischer Leistung <https://hydrospider.ch/standorte/>. Die Firma H2 Produktion Ostschweiz ([www.wasserstoffostschweiz.ch](http://www.wasserstoffostschweiz.ch)) plant in St.Gallen eine Produktion ähnlicher Grösse.

<sup>13</sup> <https://hydrospider.ch/das-gruene-wasserstoff-oekosystem-ist-lanciert-hydrospider-liefert-ersten-wechselcontainer-nach-st-gallen/>

<sup>14</sup> [https://www.osterwalder.ch/sg/news/single.html?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=97&cHash=66cfe3c4ecec03a758cfb7708a9ec7944](https://www.osterwalder.ch/sg/news/single.html?tx_ttnews%5Btt_news%5D=97&cHash=66cfe3c4ecec03a758cfb7708a9ec7944)

<sup>15</sup> <https://hydrospider.ch/tankstellen/>

<sup>16</sup> <https://www.news.hyundai.ch/einzigartiges-wasserstoff-okosystem-mit-grunem-wasserstoff-und-hyundai-h2-elektro-nutzfahrzeuge-startet-ab-2020-in-der-schweiz>

<sup>17</sup> [https://www.limeco.ch/de/aktuell/pressemitteilungen/leuchtturmprojekt\\_power-to-gas-anlage](https://www.limeco.ch/de/aktuell/pressemitteilungen/leuchtturmprojekt_power-to-gas-anlage)

<sup>18</sup> <https://www.umweltarena.ch/ueber-uns/architektur-und-bauprojekte/#maennedorf>

<sup>19</sup> <https://www.hybridbox.com/>

<sup>20</sup> Power-to Wasserstoff in Gösgen und St.Gallen sowie Power-to-Methan in Dietikon

<sup>21</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

berechnet, dass im Jahr 2050 rund 16 PJ strombasierter Wasserstoff in der Schweiz verbraucht werden, 9 PJ davon aus Import.

Die Anwendung der Power-to-Gas Technologie im Schweizer Energiesystem im grossen Massstab hat begonnen. Wir sind stolz, dass wir diese Entwicklung mitprägen konnten und werden die Energie des IET Instituts für Energietechnik weiterhin für eine nachhaltige Energieversorgung einsetzen.

## 2. Power-to-X in der Öffentlichkeit

### 2.1 Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-Gas

Im Jahr 2014 veranstaltete das IET Institut für Energietechnik das erste Mal die Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-Gas. Im Herbst 2020 konnte bereits die 10. Durchführung der Tagung stattfinden. Es ist inzwischen *die* Branchenveranstaltung für den Fachbereich Power-to-Gas in der Schweiz und ein Treffpunkt für Vernetzung und Austausch. Zunehmend werden auch weitere Themen aus dem Bereich Power-to-X abgedeckt.

An den Expertinnen- und Expertengesprächen nehmen jeweils rund 100 Personen teil. Die Teilnehmenden haben einen beruflichen Bezug zum Fachgebiet und arbeiten in der Forschung, in grossen und kleinen Unternehmen, bei Infrastrukturanlagen, in der Energieversorgung und in der Gaswirtschaft.

Die Fachreferate beleuchten das Thema Power-to-X aus den unterschiedlichen Fachrichtungen Technologie, Recht, Ökonomie, Ökologie und Gesellschaft. Zudem werden realisierte oder laufende Projekte vorgestellt. Auf der Website [www.iet.hsr.ch/power-to-gas](http://www.iet.hsr.ch/power-to-gas) sind alle Informationen zu aktuellen und vergangenen Expertinnen- und Expertengesprächen publiziert.

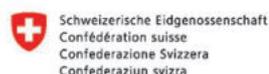


Abbildung 1: Einblick in die Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-Gas.

Die Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-Gas werden unterstützt von:



In Zusammenarbeit mit der KTI



Kommission für Technologie und Innovation KTI

## 2.2 Führungen an der Power-to-Gas-Anlage in Rapperswil

Von Sandra Moebus

### Ausgangslage und Ziel

Die Schweizer Energieversorgung der Zukunft ist auf die Speicherung von intermittierenden erneuerbaren Energien angewiesen. Das IET leitet nationale und internationale Forschungsprojekte, in denen die Mitarbeiter:innen die Power-to-X-Technologien für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe optimieren und neue Anwendungen für die nachhaltige Mobilität der Zukunft erforschen. Die Forschungstätigkeit beinhaltet auch die Planung und den Aufbau von Demonstrationsanlagen, in welchen Technologien in einem industrienahen Umfeld getestet werden. Die grösseren Anlagen sind nicht in den Laboren auf dem Campus, sondern auf dem IET Forschungsareal in der Gaswerkstrasse 1 in Rapperswil-Jona aufgebaut, wenige Gehminuten von der OST entfernt.

Für die Akzeptanz und Bekanntmachung der Power-to-X Technologien in der Bevölkerung bietet das IET Führungen zu dieser Thematik an. Auf dem Areal in der Gaswerkstrasse besteht die Möglichkeit, interessierte Personen aus der Bevölkerung, Fachpersonen und politische Vertreter:innen über die aktuelle und zukünftige Forschung zu informieren. Die Führungen sind oft auch Kristallisationskeime für neue Kooperationen und gemeinsame Projekte.

### Ablauf der Führungen

Wir bieten Führungen mit einer Länge von ungefähr zwei Stunden an, während der Woche und an Samstagen. Diese Führungen beinhalten einen Vortrag über die Power-to-X-Technologien und anschliessend eine Besichtigung der Anlagen auf dem Forschungsareal an der Gaswerkstrasse 1. Wir richten unsere Führungen an drei verschiedene Personengruppen:

- Erwachsene "Expert:innen" mit einer technischen Ausbildung aus Politik, Industrie und Forschung.
- Erwachsene Personen ohne technische Ausbildung aus Politik, Industrie und Forschung.
- Schüler:innen und Student:innen aus Umwelt-, Technik- oder Sozialwissenschaften.

Mit Beginn der Coronakrise im Frühling 2020 mussten die Führungen leider eingestellt werden. Über den Sommer 2020, in dem die Infektionen mit dem Virus geringer waren, konnten einzelne Veranstaltungen mit Besichtigungen der Power-to-Gas Anlage stattfinden, wobei eine strikte Maskentragpflicht eingehalten wurde.

### Impressionen

In den Jahren 2015-2020 haben die Mitarbeiter:innen am IET rund 100 Führungen mit 2'000 Teilnehmer:innen durchgeführt und interessante Gespräche rund um das Thema nachhaltige Energieversorgung geführt. Ein Highlight war der Besuch der Bundesrätin Simonetta Sommaruga und der Regierungsrätin Heidi Hanselmann am 24. Juni 2019. In Abbildung 2 und Abbildung 3 sind einige Eindrücke von den Führungen gezeigt. Tabelle 1 listet die Führungen auf, die seit der Einweihung der Anlage stattgefunden haben.

### Anmeldungen

Anmeldungen für die Besichtigung unserer Power-to-Gas Anlage, der "Welt der Energieumwandlung" ("World of Energy Conversion") an der Gaswerkstrasse 1 in Rapperswil-Jona unter: [besuch-ptx@ost.ch](mailto:besuch-ptx@ost.ch).



*Abbildung 2: Besuch von Bundesrätin Simonetta Sommaruga und Regierungsrätin Heidi Hanselmann am 24. Juni 2019*



*Abbildung 3: Einweihung Power-to-Gas Anlage im Oktober 2018*

Tabelle 1: Führungen auf der Power-to-Gas Forschungsanlage seit ihrer offiziellen Einweihung.

<b>Jahr 2018</b>	
07.09.	Aufrichtefest, am Bau beteiligte Parteien
08.09.	NGW Naturwissenschaftliche Gesellschaft Winterthur
10.09.	ETH Zürich
11.09.	Economiesuisse
13.09.	SPF Institut für Solartechnik
21.09.	Verein Hydropole
27.09.	Partner Projekt PENTAGON
04.10.	Offizielle Einweihung
23.10.	New York Time Magazine
26.10.	Swiss Engineering
03.11.	WWF
06.11.	Forschende SCCER HaE
14.11.	Strommarkt Treffen Schweiz
15.11.	Zürcher Hochschule der angewandten Wissenschaften: Andre Heel, Studierenden
24.11.	Junge GLP
27.11.	Biomasse Schweiz
04.12.	Japanese Broadcasting Corporation
13.12.	Stadt Zürich : Fachstelle Energie und Gebäudetechnik
<b>Jahr 2019</b>	
11.01.	Mitarbeitende des Bereichs SBB Energie
30.01.	Ingenieurbüro SWR Infra
31.01.	Firma Swiss Sustainable Yacht
15.02.	Forschende der SCCER Joint Activity CEDA
08.03.	Schwyzerische Naturforschende Gesellschaft
13.03.	Erdgas Regio
22.03.	Verein Hydropole
29.03.	Gewerbeverein Rapperswil-Jona, Nachhaltigkeitswoche
10.04.	Elektrizitätswerk Buchs
11.04.	Filmcrew der Fernsehstation CBS
16.04.	Firma Seitz
29.04.	Vertreter von Swis cleantech
16.05.	Studierende Studiengang Erneuerbare Energien und Umwelttechnik
17.05.	Studiengang Wirtschaftsingenieur
21.05.	Kantonsschule Wattwil
06.06.	Mitarbeitende des Bundesamts für Energie
07.06.	Generalversammlung des 100er Clubs der Rapperswil-Jona Lakers
12.06.	Schulfabrik GmbH
19.06.	Umwelt Arena
24.06.	Swis cleantech
28.06.	Projektpartner:innen im Projekt "High Efficiency Power-to-Methane Pilo"
03.07.	Sekundarschule Eins Höfe Schule Weid
04.07.	Forschende des EU-Projektes STORE&GO
25.07.	Journalisten der Zeitschrift Geo Frankreich
08.08.	Studierende der Zürcher Hochschule der Künste
27.08.	Filmteam der Fernsehstation ZDF
06.09.	Mitarbeitende der Firma ARBOR Fluidtec AG
20.09.	Gewerbeverein Rapperswil-Jona
27.09.	Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG
10.10.	Filmteam SRG Tessiner Fernsehen der Sendung Falò
11.10.	Mitglieder des Clubs Old Ring
28.10.	Professoren des Studiengangs Erneuerbare Energien und Umwelttechnik

30.10.	Rektorin der HSR: Prof. Dr. Maggy Moennecke
30.10.	Mitarbeitende von Energie 360°
06.11.	ETH Zürich Alumni
13.11.	Zürcher Hochschule der angewandten Wissenschaften: Andre Heel mit Studierenden
16.11.	Solardorf Amden
06.12.	Studierende des Nachdiplomstudiengangs Erneuerbare Energie der Ost
<b>Jahr 2020</b>	
28.01.	Forschende des EU-Projekts Pentagon
30.01.	Delegation der Umwelt Arena
21.02.	Fernsehteam des Fernsehsenders Deutsche Welle TV
10.03.	Studiengang Wirtschaftsingenieur
30.06.	Presseveranstaltung der Umwelt Arena
26.08.	Mitglieder der Swissmem

## 2.3 Unsere Vorträge

Von Boris Meier

Vorträge an unterschiedlichen Veranstaltungen sind eines unserer Mittel, um unsere Forschungsergebnisse an die Öffentlichkeit zu tragen. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über unsere Vorträge während den Jahren 2017 bis 2020.

Tabelle 2: Ausgewählte Vorträge des IET im Bereich Power-to-X

Datum	Titel	Anlass / Ort	Vortragende Person
16.09.2020	Energiesystem Schweiz und technische Lösungen	Erste Klimakonferenz OST, Rapperswil	Markus Friedl
11.09.2020	Carbon Capture and Utilisation	Energiemodell Zürich, Seminar „Energieoptimierung konkret“, Rüslikon	Markus Friedl
27.08.2020	Die Rolle der Schweizer Industrie in der Dekarbonisierung	18. Swissmem Symposium, Zürich	Markus Friedl
27.08.2020	Power-to-Gas Demonstrator in Rapperswil	Areal St.Gallen West Gossau Ost (ASGO), Gossau	Markus Friedl
20.08.2020	Erneuerbare Energie für die Schweiz und die Rolle der Forschung	Verein Unternehmen Dürnten und Verein Energie und Umwelt Dürnten, Dürnten	Markus Friedl
20.02.2020	Dynamischer Energierechner für die Schweiz Online	Expertengespräche Power-to-Gas, OST	Boris Meier
11.12.2019	Resultate Ergänzungsstudie PtG im KHK St.Gallen	Amt für Umwelt, St.Gallen	Matthias Frommelt
03.09.2019	White Paper Power-to-X: Chances and Risks for the Swiss Energy System	Annual Conference SCCER BIOSWEET	Sandra Moebus
24.06.2019	Carbon Flows in the Swiss Energy Transition	ICCDU 2019	Zoe Stadler
14.06.2019	Power to Gas - Solution of the multi vector urban distribution system in the Smart Grid framework?	EEEIC SS09	Jachin Gorre
09.05.2019	Kohlenstoffströme in einer nachhaltigen Energieversorgung	Bioenergietagung 2019	Zoe Stadler
12.04.2019	White Paper Power-to-X	Versammlung Verband Schweizerischer	Sandra Moebus

		Elektrizitätsunternehmen VSE	
<b>26.03.2019</b>	Power-to-Gas: von Bedeutung für die Schweiz?	17. Nationale Photovoltaik-Tagung	Markus Friedl
<b>13.03.2019</b>	Demonstrating Opportunities for Power-to-Gas on European Level	13th IRES Conference	Jachin Gorre
<b>12.03.2019</b>	Überschussstrom im Kraftwerk Schweiz	Expertengespräche Power-to-Gas, OST	Boris Meier
<b>12.03.2019</b>	Kohlenstoffströme in einer nachhaltigen Energieversorgung	Expertengespräche Power-to-Gas, OST	Zoe Stadler
<b>20.12.2018</b>	Power-to-Gas Integration im KHK St.Gallen, Resultate Machbarkeitsstudie	Amt für Umwelt, St.Gallen	Matthias Frommelt
<b>23.10.2018</b>	Auf dem Weg zur fossilfreien Energieversorgung: H <sub>2</sub> versus CH <sub>4</sub>	SGVC-Seminar zum Thema Wasserstoff	Luiz C.R. de Sousa
<b>17.10.2018</b>	Power-to-Methane using SOEC	Power2Gas Conference, Copenhagen	Luiz C.R. de Sousa
<b>16.05.2018</b>	Power to Methane Pilot with Solid Oxide Electrolysis	CO2 Reuse Summit, Zurich	Luiz C.R. de Sousa
<b>13.06.2018</b>	Synthetisches Methan für Transport und Mobilität	Expertengespräche Power-to-Gas, OST	Boris Meier
<b>12.09.2017</b>	Potential für erneuerbares Methan für Transport und Mobilität	Expertengespräche Power-to-Gas, OST	Boris Meier
<b>14.06.2017</b>	Thermal design and Simulation of chemical reactions in a Methanation reactor	ANSYS Simulation Conference, Winterthur	Boris Meier
<b>12.01.2017</b>	High efficiency power to gas Projekte	Expertengespräche Power-to-Gas, OST	Luiz C.R. de Sousa

## 3. Nationale Projekte

### 3.1 SCCER Heat and Electricity Storage

Von Sandra Moebus

Das IET ist Mitglied des Schweizerischen Kompetenzzentrums für Energieforschung für Wärme- und Stromspeicherung (Swiss Competence Center for Energy Research Heat and Electricity Storage, SCCER HaE), welches sich seit 2014 der Erforschung von Speichern im Energiesystem widmet. Das Programm der SCCER endet 2020 und wird in das Förderprogramm SWEET «SWiss Energy research for the Energy Transition) des Bundesamtes für Energie (BFE) überführt.

#### Ausgangslage und Ziele SCCER HaE

Die Energiewende, die fossile und nukleare Energiequellen durch erneuerbare ersetzen möchte, wird ermöglicht mit Energiespeicherlösungen, die parallel mit dem Zubau der erneuerbaren Energieerzeugung realisiert werden.

Das Ziel des SCCER HaE ist es, parallel zur Durchführung von wissenschaftlichen und technischen Projekten ein Netzwerk von akademischen und industriellen Partner:innen zu bilden. Insbesondere innerhalb der Energieforschung mit ihrer enormen Komplexität an der Schnittstelle von technischen, wirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Fragen kann nur ein kooperativer und vernetzter Forschungs- und Entwicklungsansatz zu Antworten auf die grossen Herausforderungen der Energiewende führen. Dieses Ziel wurde erreicht indem ein Netzwerk in der Schweizer Forschung und Entwicklung zwischen den Universitäten, Hochschulen und der Industrie aufgebaut wurde. Das IET konnte hier vor allem wichtige Kontakte in die Wirtschaft und zu Energieversorgern beisteuern. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Aktivitäten des SCCER HaE ist die Ausbildung junger Forscher:innen durch neu entwickelte Vorlesungen und an themenspezifischen Summer- und Winterschools.

#### Arbeitspaket "Assessment of Energy Storage"

Das Ziel des Arbeitspakets "Bewertung der Energiespeicherung" (Assessment of Demonstrators), in welchem das IET neben anderen Institutionen arbeitet, ist die Betrachtung und Bewertung von Energiespeichersystemen aus technologischer, systemischer und sozioökonomischer Perspektive (siehe *Abbildung 4*). Diese multidisziplinäre Fragestellung wird von einem geeigneten Konsortium beantwortet, welches in unterschiedlichen Teilarbeitspaketen zusammenarbeitet (siehe *Tabelle 3* und *Abbildung 5*).



Abbildung 4: Die verschiedenen Perspektiven im Arbeitspaket "Assessment of Energy Demonstrators"

Tabelle 3: Arbeitspakete und Teilnehmende

Teilarbeitspakete	Konsortium - Teilnehmende
<b>5.1: Assessment @ Technology Level</b>	PSI: Christian Bauer; Uni Geneva: Martin Patel, David Parra; HSLU: Jörg Worlitschek; ETHZ: Tobias Schmidt
<b>5.2 Assessment @ Energy System Level</b>	Uni Geneva: Martin Patel, David Parra; PSI: Christian Bauer; HSLU: Jörg Worlitschek
<b>5.3 Assessment @ Socioeconomic Level</b>	ETHZ: Tobias Schmidt; Uni Geneva: Martin Patel
<b>5.4 Assessment of Demonstrators</b>	OST-IET: Markus Friedl; PSI: Peter Jansohn, Tilman Schildhauer; EPFL: Paul Girault, Andreas Züttel



Lucerne University of  
Applied Sciences and Arts

**HOCHSCHULE  
LUZERN**



**UNIVERSITÉ  
DE GENÈVE**

Abbildung 5: Institutionen der beteiligten Forscher:innen

### Forschungsergebnisse des IET im Arbeitspaket "Assessment of Demonstrators"

Das IET ist im Teilarbeitspaket "Assessment of Demonstrators" beteiligt, mit dem Fokus auf die Steigerung der Effizienz der Power-to-Methane-Technologie, die Verbesserung der Anwendbarkeit dieser Technologie in der Praxis und die ganzheitliche Bewertung der Energie - Demonstratoren. Das IET-Team hat im Rahmen des SCCER zahlreiche Aspekte zur Herstellung synthetischen Methans mit erneuerbarem Strom untersucht und verbessert, unter anderem die Erhöhung der Effizienz, die mehrstufige Einspeisung von Rohgasen in den Reaktor, die vollständige Automatisierung der Demonstrationsanlage und die Entwicklung kleinerer und kostengünstiger Gassensoren.

Daneben wurden gemeinsam mit der ZHAW neue Verbrauchsmaterialien entwickelt, welche eine längere Lebensdauer ermöglichen und Prozessverbesserungen ermöglichen. Zudem nahm die in Kapitel 2 beschriebene Öffentlichkeitsarbeit einen wichtigen Stellenwert bei der Arbeit ein, um die Akzeptanz der Technologie zu erhöhen.

## Zukünftige Forschung

Die Arbeiten im Rahmen des SCCER HaE Assessment of Demonstrators haben gezeigt, dass die Power-to-Methane Technologie das Potenzial hat, in den kommenden Jahrzehnten fossiles Erdgas abzulösen und damit einen erheblichen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Grundsätzlich sind alle notwendigen Technologien bekannt, sie müssen optimiert und zur Serienreife gebracht werden. Dies belegen die Demonstratoren an der OST in Rapperswil, dem PSI, und der EPFL in Sion.

Um Marktreife (Technologiereifegrad 8, Technology Readiness Level, TRL) zu erreichen, empfehlen die Forscher:innen für jede Methanisierungstechnologie den Bau von drei Anlagen in der Grössenordnung von 1 Megawatt. Dabei werden letzte Hürden bis zur Serienfertigung bewältigt und die vollständige Kommerzialisierung erreicht (TRL 9). Auch danach werden sich aus den Anwendungen laufend neue Forschungsfragen ergeben. Zum einen gilt es, die Erkenntnisse aus den Demonstrationsanlagen wissenschaftlich abzusichern. Ein weiteres Forschungsthema ist die Kopplung der Methanisierung mit der Hochtemperatur-Elektrolyse, bei der die Abwärme aus der Methanisierung im Elektrolyseur genutzt wird. Überhaupt ist die Elektrolyse die Schlüsseltechnologie für eine höhere Effizienz und geringere Kosten. Hier sind weitere Anstrengungen notwendig, die auch schon im Rahmen des SCCER unternommen und künftig weitergeführt werden. Und schliesslich müssen Unternehmen die Skalierung, Automatisierung und Industrialisierung der SCCER-Technologien übernehmen.

## Projektdokumentation

Unter dem Forschungsprojekt werden regelmässig Berichte auf der eigenen Webseite veröffentlicht:  
<http://www.sccer-hae.ch/>

<b>SCCER Heat and Electricity Storage</b>	
<b>Beteiligte</b>	IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule ETH Zürich EPFL Lausanne Hochschule Luzern Paul Scherrer Institut Université de Genève
<b>Unterstützt von</b>	Das SCCER HaE wird von der Innosuisse – Swiss Innovation Agency finanziert und beaufsichtigt.  <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p><b>Storage</b>            Swiss Competence Center            for Energy Research</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Supported by:</p>  <p>Schweizerische Eidgenossenschaft            Confédération suisse            Confederazione Svizzera            Confederaziun svizra</p> <p>Innosuisse – Schweizerische Agentur            für Innovationsförderung</p> </div> </div>
<b>Zeitraum</b>	2013 bis 2020
<b>Kontakt</b>	Sandra Moebus, <a href="mailto:sandra.moebus@ost.ch">sandra.moebus@ost.ch</a>

## 3.2 Joint Activity SCCER: Weissbuch Power-to-X

Von Sandra Moebus

Das IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule hat von 2017 bis 2019 an einem Weissbuch zu den Power-to-X Technologien mitgearbeitet. Das Weissbuch wurde 2019 veröffentlicht und steht zum [Download](#) zur Verfügung.

### Ausgangslage

Eine grosse Herausforderung bei der Umstellung zu einem erneuerbaren Energiesystem ist es, die intermittierenden erneuerbaren Energien für das benötigte Verbraucherprofil bereitzustellen. Für die Schweiz sind die Ressourcen der zukünftigen Stromerzeugung hauptsächlich Wasserkraft, Sonne und Wind (mit begrenzter Kapazität aufgrund von Topografie- und Akzeptanzproblemen). Das saisonale Produktionsprofil von Sonne und Wind, welches künftig die vorhandene Bandenergie aus Kernquellen ersetzen muss, ist um 180° phasenverschoben, was zu einer schlechten Abdeckung im Herbst und Frühjahr führt. In Abhängigkeit von der installierten Windkapazität und der Importakzeptanz resultieren im Oktober-November und Februar-März ein Energiemangel von einigen Wochen. Falls es nicht gelingt, massiv mehr Windanlagen zu errichten, ergibt sich auch ein Energiemangel im Winter.

Um diesen Mangel zu verringern, sind langfristige Energiespeicher in erheblichen Mengen unabdingbar. Aus heutiger Sicht kann chemisch gespeicherte Energie diese Anforderung erfüllen. Kombinierte Energie- und Speichertechnologien wie Power-to-X sind vielversprechende Lösungen für diese mehrdimensionalen Herausforderungen. Power-to-X-Technologien erhöhen einerseits die Flexibilität des Energiesystems und können andererseits den Elektrizitätssektor mit anderen Wirtschaftssektoren wie dem Verkehr und der Industrie verbinden. Die untersuchten Power-to-X Technologien in diesem Weissbuch sind Energieumwandlungstechnologien, die mithilfe eines elektrochemischen Umwandlungsprozesses synthetische Gase, synthetische flüssige Kraftstoffe oder Rohstoffe für Produkte erzeugen.

### Ziel

Das Ziel des Weissbuchs umfasst die Überprüfung der in den letzten Jahren veröffentlichten Arbeiten zu verschiedenen Perspektiven der Power-to-X-Technologien (siehe *Abbildung 6*). und die Zusammenstellung und Synthese der wichtigsten Ergebnisse dieser Literaturübersicht in einem Weissbuch. Es werden die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Dimensionen dieser Technologie genauso erfasst wie Aspekte der Markt- und Systemintegration einschliesslich rechtlicher und regulatorischer Fragen. Die Erkenntnisse werden auf die Schweizer Energieversorgung angewendet.

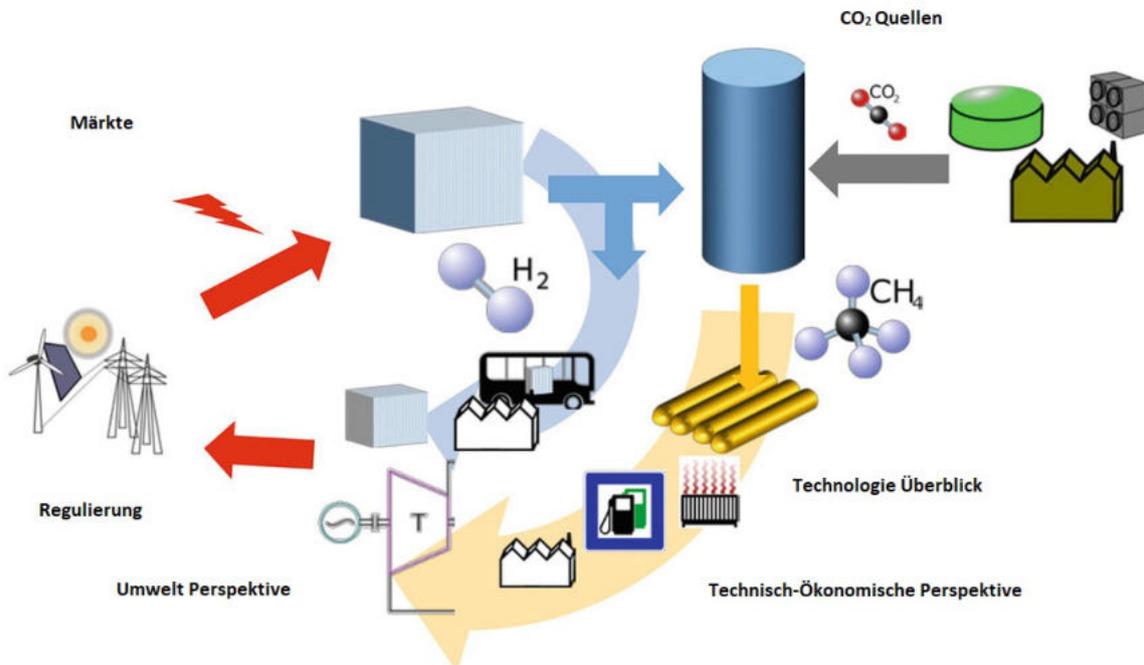


Abbildung 6: Im Weissbuch untersuchte Perspektiven von Power-to-X Technologien

## Autorenschaft und Auftraggebende

Das Weissbuch geht auf eine Anregung der Eidgenössischen Energieforschungskommission zurück und wurde von Mitarbeitenden der Schweizer Bildungsinstitutionen verfasst, welche fünf Schweizerische Kompetenzzentren für Energieforschung (Swiss Competence Center for Energy Research SCCER) vertreten. Mit dieser Joint Activity (JA) wurde erreicht, dass die Ergebnisse in diesem Weissbuch zu den Power-to-X Technologien multidisziplinär erarbeitet wurden. Das Projekt wurde durch die Innosuisse – Swiss Innovation Agency und das BFE finanziert. Die Mitarbeitenden des IET waren unter anderem als Expert:innen für den Schweizer Gasmarkt und für die Anwendung von Power-to-Methane Anlagen in der Schweiz an diesem Weissbuch beteiligt.

## Synthese

Im Folgenden sind einige Kernaussagen aus dem Weissbuch aufgelistet:

- Die Vorteile von Power-to-X entfalten sich marktübergreifend. Diese Vorteile sind unter anderen die Flexibilität für die Stromwirtschaft, die Wiederverwendung von Kohlendioxid, die Herstellung von nachhaltigen Kraftstoffen für Endverbraucher und die Wertschöpfung aus Nebenprodukten wie zum Beispiel Abwärme, Systemdienstleistungen in der Elektrizitätsbranche und den Verkauf von Sauerstoff.
- Die Kosten für die Power-to-X Technologien sind stark von den Stromkosten abhängig.
- Die rechtlichen Rahmenbedingungen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Power-to-X Technologien. Power-to-X Anlagen gelten gemäss aktueller Gesetzeslage als Endverbraucher von Elektrizität und bezahlen für die Stromversorgung der Anlagen Netznutzungsentgelte. Somit entscheidet der Standort über die Höhe der Stromkosten (es fallen entweder Netznutzungsentgelte an oder nicht), wodurch das Potenzial für Power-to-X Anwendungen begrenzt wird.
- Klimaziele können in ausgewählten Marktsegmenten mit neuen Geschäftsmodellen kosteneffizient erreicht werden.

## Zukünftige Forschung

Für die Weiterentwicklung der Power-to-X Technologien sieht die Autorenschaft verschiedene Ansätze:

- Die Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie mit Wirkungsgraden von weit über 80% und eine Halbierung der Investitionskosten.
- Das Technologie-Upscaling auf Grössenordnungen von kommerziellen Produktströmen sollte von der Forschung begleitet und ausgewertet werden.
- Eine potenzielle Standortanalyse für Power-to-X Technologien sollte im Hinblick auf erneuerbare Elektrizität, Kohlenstoffquellen und Produkt-Endverbraucher durchgeführt werden.
- Angesichts der vielfältigen Umwandlungswege und systemischen Vorteile von Power-to-X sollte die Forschung multidisziplinär durchgeführt werden.

## Download Weissbuch

Das Weissbuch umfasst circa 30 Seiten und ist in den drei Sprachen Deutsch, Englisch und Französisch erhältlich.

- Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland. A White Paper. (Englisch)
- Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz. Ein Weissbuch. (Deutsch)
- Perspectives des technologies "Power-to-X" en Suisse. Livre blanc. (Französisch)

Ein ergänzender ausführlicher Bericht umfasst ca. 100 Seiten und ist auf Englisch verfasst.

- Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland. Supplementary Report to the White Paper. (Englisch)

Die Dokumente stehen zum kostenlosen Download unter dem folgenden Link zur Verfügung:  
<http://www.sccer-hae.ch/wpp2x.php>

<b>SCCER Joint Activity Power-to-X: Perspektiven in der Schweiz</b>	
<b>Beteiligte</b>	Paul Scherrer Institut (PSI) Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa) Eidgenössische Technische Hochschule (ETH) Zürich Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) Hochschule für Technik Rapperswil, IET Institut für Energietechnik Universität Genf Universität Luzern
<b>Unterstützt von</b>	BFE - Bundesamt für Energie Innosuisse - Swiss Innovation Agency  <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">   <b>Storage</b>  <small>Swiss Competence Center for Energy Research</small> </div> <div style="text-align: center;"> <small>Supported by:</small>    <small>Schweizerische Eidgenossenschaft Confédération suisse Confederazione Svizzera Confederaziun svizra</small>   <small>Innosuisse - Schweizerische Agentur für Innovationsförderung</small> </div> </div>
<b>Zeitraum</b>	2019
<b>Kontakt</b>	Markus Friedl, markus.friedl@ost.ch

### **3.3 Joint Activity SCCER: Coherent Energy Demonstrator Assessment**

Von Sandra Moebus

Das Projekt "Coherent Energy Demonstrator Assessment (CEDA)" dauerte von Anfang 2017 und endet Ende 2020. Die Projektergebnisse werden Ende 2020 der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt. In acht Energieforschungszentren in der Schweiz werden unterschiedliche Energie-Demonstranten aufgebaut und betrieben. Im Projekt CEDA wird eine gemeinsame Grundlage für die energiesystemische Bewertung der verschiedenen in den Demonstratoren untersuchten Speicher- und Umwandlungstechniken erstellt.

#### **Projektmitarbeitende und Auftraggebende**

Das Projekt CEDA wird von Mitarbeitenden der Schweizer Bildungsinstitutionen durchgeführt, welche für verschiedene Schweizerische Kompetenzzentren für Energieforschung (Swiss Competence Center for Energy Research SCCER) im Bereich "Heat and Electricity Storage" arbeiten. Die Zusammenarbeit fördert den multidisziplinären Ansatz des Projektes. Das Projekt wird durch die Innosuisse – Swiss Innovation Agency und das BFE finanziert. Die Mitarbeitenden des IET sind als Expert:innen für die Technologien in unserem Demonstrator HEPP High Efficiency Power-to-Methane Pilot an dem Projekt beteiligt. Zudem haben alle am Projekt beteiligten Mitarbeitenden gemeinsam die diesem Projekt zugrundeliegende Methodik erarbeitet.

#### **Ausgangslage**

Innerhalb der unterschiedlichen Kompetenzzentren für Energieforschung (SCCER) untersuchen Forscher:innen verschiedene Technologien und Innovationen zur Speicherung, Umwandlung und Übertragung von Energie. Diese Arbeiten werden an Demonstrationsanlagen der jeweiligen Forschungsinstitutionen durchgeführt. Die Forscher:innen haben das Ziel, neue Technologien in zukünftige Energiesysteme zu integrieren. Mit diesem Vorhaben soll Strom aus intermittierenden erneuerbaren Energiequellen optimal für die ganzjährige Energieversorgung der Schweiz genutzt werden. Mit dem momentanen Stand der Forschung ist es schwierig, die untersuchten Technologien untereinander zu vergleichen, da die meisten Institutionen in der Regel unterschiedliche Ansätze, Detaillierungsgrade und Parameter verwenden.

#### **Ziel**

An den verschiedenen Forschungsanlagen der Schweizer Forschungsinstitutionen werden unterschiedliche Energie-Demonstranten aufgebaut und betrieben (siehe *Abbildung 7*). Im Projekt CEDA wird eine gemeinsame Grundlage für die energiesystemische Bewertung der in den Demonstratoren untersuchten Speicher- und Umwandlungstechnologien erstellt. Anhand dieser Bewertungsmatrix soll eine Aussage über die Übertragung der Technologien vom kleinen Massstab auf einen industriellen Grossmassstab getroffen und dadurch den Einfluss der Technologie auf die Energiestrategie 2050 bewertet werden.

#### **CEDA für zukünftige Forschung**

Im Projekt CEDA wird eine Datenbank aufgebaut, mit deren Hilfe die Anwendung neuer Energiegeräte in Energiesystemen bewertet und validiert werden können. Darüber hinaus wird die Datenbank ein Instrument sein, um die Parameter für einen industriellen Massstab einer Technologie zu bestimmen. Schlussendlich werden die Aktivitäten die Schweizer Energiestrategie 2050 unterstützen und die optimale Gestaltung dezentraler Energiesysteme fördern, die auf die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und damit auf ein nachhaltigeres Energiesystem ausgerichtet sind.

#### **Projekt Webseite**

Weitere Informationen befinden sich unter: [https://www.sccer-mobility.ch/Joint\\_Activities/CEDA-Coherent-Energy-Demonstrator-Assessment/](https://www.sccer-mobility.ch/Joint_Activities/CEDA-Coherent-Energy-Demonstrator-Assessment/)

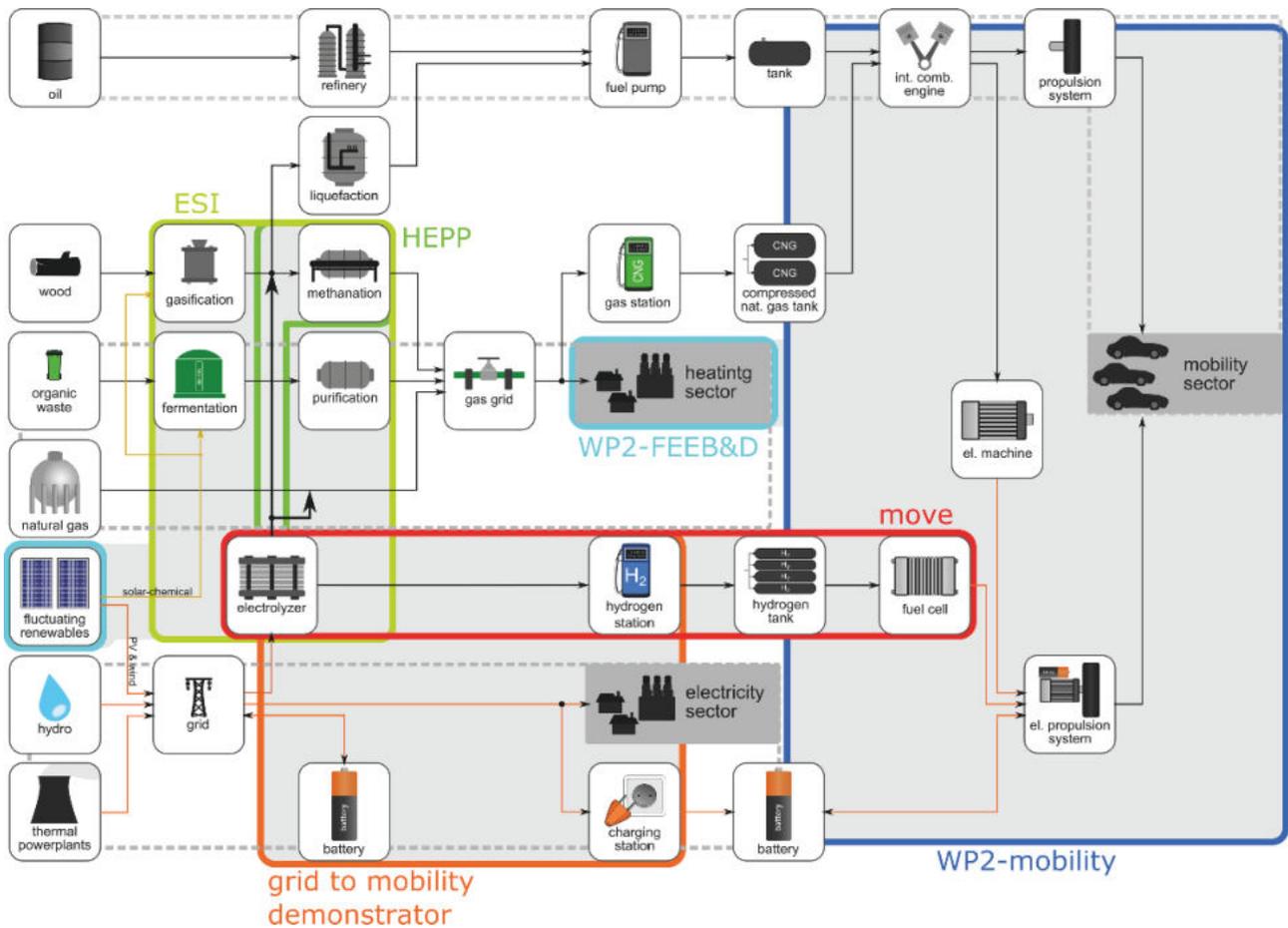


Abbildung 7: Die Technologien der Demonstratoren der Schweizer Energieforschung in CEDA

SCCER Joint Activity Coherent Energy Demonstrator Assessment	
<b>Beteiligte</b>	OST Ostschweizer Fachhochschule, IET Institut für Energietechnik Paul Scherrer Institut PSI Empa EPFL
<b>Unterstützt von</b>	BFE Bundesamt für Energie Innosuisse – Swiss Innovation Agency   <b>Storage</b> Swiss Competence Center for Energy Research   Supported by: Schweizerische Eidgenossenschaft Confédération suisse Confederazione Svizzera Confederaziun svizra  <b>Innosuisse – Schweizerische Agentur für Innovationsförderung</b>
<b>Zeitraum</b>	2017 bis 2020
<b>Kontakt</b>	Sandra Moebus, sandra.moebus@ost.ch

## 3.4 NFP 70 Erneuerbares Methan für Transport und Mobilität

Von Zoe Stadler

Bereits heute könnten 43% des Strassenverkehrs mit synthetischem Erdgas betrieben werden – und dies alleine mit der Umwandlung des CO<sub>2</sub>-Ausstosses der Zementwerke und der Kehrlichtverbrennungsanlagen. Zu diesem Ergebnis kommt ein im Rahmen des Nationalen Forschungsprogrammes «Energiewende» (NFP 70) durchgeführtes Projekt am IET Institut für Energietechnik. Der nachfolgende Text stammt grösstenteils aus den beiden Artikeln "CO<sub>2</sub> als Rohstoff für Treibstoffe"<sup>22</sup> und "Treibstoff aus Abgasen"<sup>23</sup>, welche in der Zeitschrift Aqua & Gas erschienen.

### 3.4.1 Einleitung

Im April 2017 formulierte das Bundesamt für Umwelt konkrete Emissionsreduktionsziele für 2020. Während im Gebäudebereich die Abnahme der Treibhausgasemissionen nach Plan verläuft (geplant ist eine Reduktion um 40% bis 2020, eine Abnahme von 26% wurde bereits bis 2015 erreicht), gehen die Emissionen aus dem Verkehr in die andere Richtung. Gegenüber 1990 sollen dort die Treibhausgase bis 2020 um 10% abnehmen, allerdings wurde im Zeitraum bis 2015 eine Zunahme von 4% verzeichnet. Hier besteht Handlungsbedarf. Im Rahmen des Nationalen Forschungsprogramms «Energiewende» (NFP 70) des Schweizerischen Nationalfonds (SNF) hat ein Forscherteam des IET Institut für Energietechnik an der OST Ostschweizer Fachhochschule die Möglichkeiten eines Beitrags durch den Einsatz von synthetischem Erdgas untersucht. Ebenfalls am Projekt beteiligt waren die EPFL, die St. Galler Stadtwerke, die Universität St. Gallen und die ZHAW.

### 3.4.2 Das Projekt "RMTM"

Das 2014 gestartete Projekt "Renewable Methane for Transport and Mobility", kurz RMTM, wurde im Frühling des Jahres 2018 abgeschlossen. Im Rahmen des Projekts wurden die Kohlenstoffflüsse in der Schweiz untersucht und damit mögliche Kohlenstoffquellen für Power-to-Gas-Anlagen eruiert. Ziel war, das Potenzial von erneuerbarem Methan als Ersatz für fossilen Treibstoff im Strassenverkehr zu untersuchen. Zusammen mit der Reduktion des motorisierten Individualverkehrs und der teilweisen Umstellung auf E-Mobilität kann dieses einen wertvollen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten.

Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Elektrizitätsquellen nehmen Fluktuationen im Stromnetz stetig zu. Die Power-to-Gas-Technologie vermag diese auszugleichen und ist zusätzlich CO<sub>2</sub>-arm. Durch seine Flexibilität ist der Prozess insbesondere dafür geeignet, den Überschussstrom von den erneuerbaren Energiequellen im Sommer in speicherbares Methan umzuwandeln.

### Begrifflichkeiten

Power-to-Gas ist eine Technologie, mit der aus Strom Gas (Wasserstoff oder Methan) erzeugt wird. Beide Gase können als Treibstoff in der Mobilität, als Brennstoff für Heizung oder zur Erzeugung von Elektrizität verwendet werden. Bei der Erzeugung von Wasserstoff spricht man von Power-to-Hydrogen. In diesem Prozess wird Wasser mithilfe von Elektrizität in Sauer- und Wasserstoff aufgespalten. Der Wasserstoff kann nun direkt als Treibstoff verwendet oder durch Beimischung von Kohlendioxid in Methan umgewandelt (Power-to-Methane) werden (*Abbildung 8*).

<sup>22</sup> Meier, Boris; Ruoss, Fabian; Friedl, Markus: CO<sub>2</sub> als Rohstoff für Treibstoffe: Das Treibhausgas Nr. 1 recyceln und als Rohstoff für erneuerbare Kohlenwasserstoffe nutzen. In: Aqua & Gas (2016), Nr. 9, S. 58–60 – Überprüfungsdatum 2020-06-02

<sup>23</sup> Stadler, Zoe; Meier, Boris; Ruoss, Fabian; Friedl, Markus: Treibstoff aus Abgasen: Strassenverkehr erneuerbar betrieben. In: Aqua & Gas (2018), Nr. 9, S. 20–24 – Überprüfungsdatum 2020-06-02

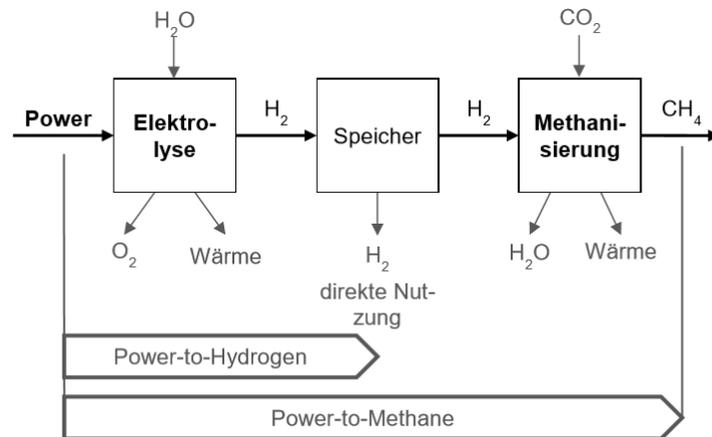


Abbildung 8: Damit das Methan als erneuerbar bezeichnet werden kann, muss der für die Umwandlung benötigte Strom aus erneuerbaren Quellen stammen.<sup>24</sup>

### 3.4.3 Kohlenstoffflüsse in der Schweiz

Unbestritten ist, dass die Verwendung von CO<sub>2</sub> aus Luft als nachhaltig bewertet werden darf, weil damit der Kohlenstoffkreislauf geschlossen ist. Allerdings braucht die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Luft einen gewissen Energieaufwand (1,8 bis 2,5 kWh/(kg CO<sub>2</sub>) gemäss Angaben von Climeworks).

Effizienter ist es, CO<sub>2</sub> dort abzutrennen, wo es in hohen Konzentrationen emittiert wird (0,9 bis 1,1 kWh/(kg CO<sub>2</sub>).<sup>25</sup> Um solche Quellen zu identifizieren und die Herkunft des Kohlenstoffs zu veranschaulichen, hat das IET die Kohlenstoffströme in der Schweiz untersucht und in einem Diagramm zusammengefasst (Abbildung 9).

Unterteilt ist das Diagramm in vier Ebenen:

**Ressourcen:** Die Lage der Felder zeigt, ob die Ressource inländisch ist oder der Kohlenstoff importiert wird. Die Herkunft des Kohlenstoffs ist unterteilt in:

- fossil: Der Kohlenstoff stammt aus Kohle-, Öl- und Gasvorkommen.
- geogen: Der Kohlenstoff wird aus Gestein (z. B. Kalkstein) freigesetzt.
- biogen: Der Kohlenstoff hat biologischen Ursprung und befindet sich im natürlichen Kohlenstoffkreislauf.

**Speicher:** Energiespeicher wie Erdöllager oder Gasspeicher sowie Güter und Bauten. Die Bilanz der Eingangs- und Ausgangsströme in einen Speicher muss nicht null sein, sie unterscheiden sich typischerweise um einige Prozent voneinander.

**Prozesse:** Die Eingangsstoffe werden chemisch umgewandelt, in der Regel durch Verbrennung, wobei der gebundene Kohlenstoff zu CO<sub>2</sub> wird. Die Bilanz in jedem Feld ist Null, weil die Prozesse keine Speicherkapazität aufweisen.

**Atmosphäre:** Die hier ankommenden Ströme werden in Form von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre emittiert.

<sup>24</sup> Friedl, Markus; Meier, Boris; Ruoss, Fabian; Schmidlin, Luca: Thermodynamik von Power-to-Gas: Version 4. Rapperswil, HSR Hochschule für Technik Rapperswil, IET Institut für Energietechnik. Bericht IET. 2018-05-21 – Überprüfungsdatum 2020-06-02

<sup>25</sup> Desideri, Umberto; Paolucci, Alberto: Performance modelling of a carbon dioxide removal system for power plants. In: Energy Conversion and Management 40 (1999), Nr. 18, S. 1899–1915. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890499000746>

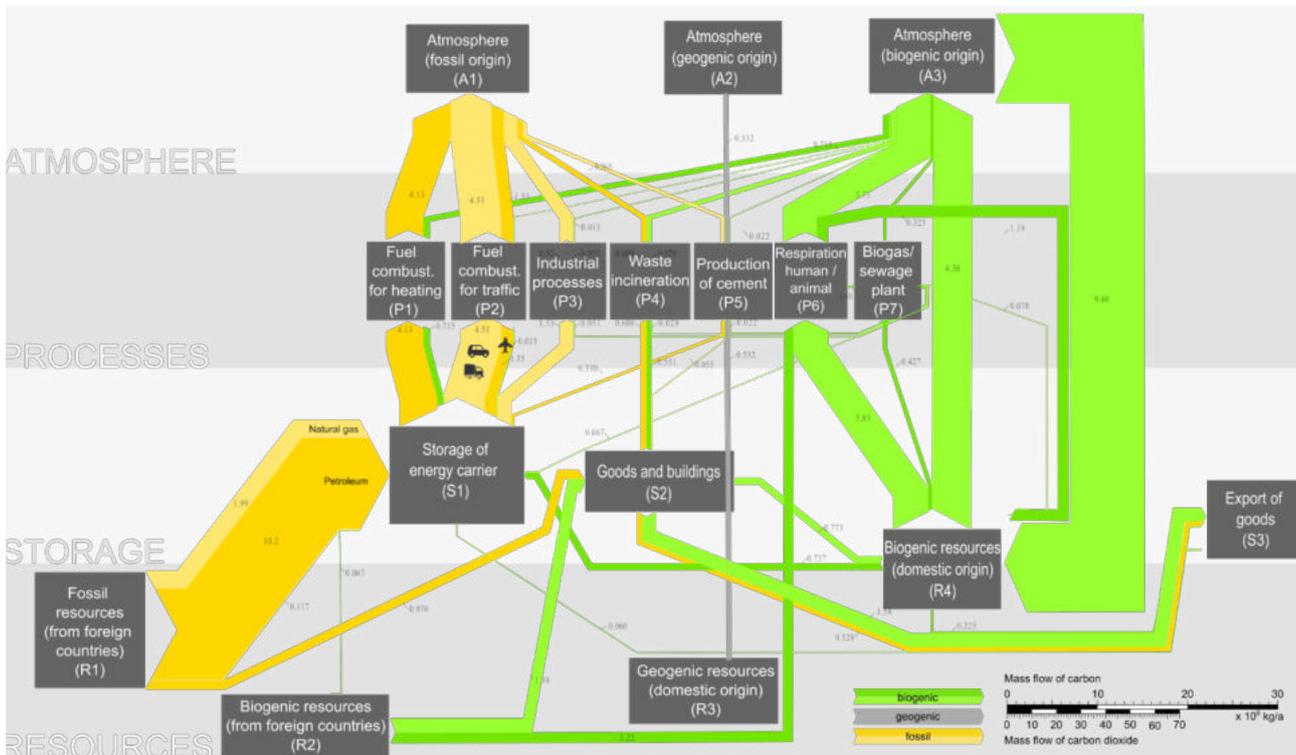


Abbildung 9: Kohlenstoffströme in der Schweiz im Jahr 2013.

Die Kohlenstoffströme durchlaufen in der Regel die Ebenen von unten nach oben. Praktisch der gesamte den Ressourcen entnommene Kohlenstoff wird über kurz oder lang in die Atmosphäre emittiert. Es stellt sich die Frage, ob die Herkunft des Kohlenstoffs für die Beurteilung der Nachhaltigkeit von synthetischen Kohlenwasserstoffen entscheidend ist. Bei Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre kann die Herkunft nicht garantiert werden. Dies würde dafürsprechen, dass die Herkunft von CO<sub>2</sub> auch bei konzentrierten Quellen keine Rolle spielen darf. Weitere Kriterien für die Eignung einer CO<sub>2</sub>-Quelle als Kohlenstoffspender für die Synthese von erneuerbaren Kohlenwasserstoffen sind der Massenstrom und die CO<sub>2</sub>-Konzentration. Kleine Massenströme anzuzapfen lohnt sich wirtschaftlich nicht, und geringe CO<sub>2</sub>-Konzentrationen bedeuten hohen energetischen Aufwand für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung. Somit bieten sich in erster Linie Biogas- und Klärgasanlagen mit einem CO<sub>2</sub>-Volumenanteil von bis zu 50% als hervorragende CO<sub>2</sub>-Spenderinnen an. Weitere Quellen mit hohen Massenströmen und mittelhohen Volumenanteilen CO<sub>2</sub> sind Kehrlichtverbrennungsanlagen und Zementwerke.

### 3.4.4 Erneuerbares Methan

Drei Dinge braucht es, um aus Abgasen einen für den Strassenverkehr nutzbaren Treibstoff herzustellen: CO<sub>2</sub>, Wasser und Elektrizität. Dabei gilt die Regel, dass je höher die Konzentration von CO<sub>2</sub> in der (Ab-) Luft ist, desto höher ist der Wirkungsgrad der Anlage, die CO<sub>2</sub> extrahiert. Die Umgebungsluft bietet eine nahezu unbeschränkte Quelle für CO<sub>2</sub>, jedoch weist sie mit einem Volumenanteil von 400 ppm eine schwache Konzentration auf und stellt somit nicht die sinnvollste Quelle dar. Interessant wird es, wenn die Abgase von Kehrlichtverbrennungs-, Abwasserreinigungs- und Biogasanlagen sowie Zementwerken betrachtet werden. Es konnte aufgezeigt werden, dass 15% des gesamten CO<sub>2</sub>-Ausstosses der Schweiz von nur 35 Anlagen stammen. Es handelt sich dabei um sechs Zementwerke und 29 Kehrlichtverbrennungsanlagen (Tabelle 4). Mit einem Volumenanteil von über 10% in den Abgasen ist es effizient, das Kohlendioxid von diesen Quellen zu beziehen. Eine weitere wichtige Zutat für den erneuerbaren Treibstoff ist Wasser. Wenn der gesamte Strassenverkehr mit synthetischem Methan versorgt werden sollte, braucht es eine Wassermenge, die 2% der Menge des schweizweiten Trinkwasserbedarfs entspricht. Wasser stellt somit keine einschränkende Quelle zur Produktion von erneuerbarem Methan dar.

Tabelle 4: Konzentrierte CO<sub>2</sub>-Quellen in der Schweiz<sup>26</sup>

Anlagenart	Anzahl Anlagen	Ausstoss Kohlendioxid in Millionen Tonnen pro Jahr	Volumenanteil von CO <sub>2</sub> in %
Zementwerke	6	3.29	14 - 35
Kehrichtverbrennung	29	4.25	~10
Biogas	~145	0.07	25 - 55
Abwasseraufbereitung	~900	0.07	~33

Ein Ergebnis der durchgeführten Studie ist, dass bei Nutzung von 75% der CO<sub>2</sub>-Emissionen der 29 Kehrichtverbrennungsanlagen und der sechs Zementwerke der Schweiz für die Produktion von erneuerbarem Methan (5,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>/Jahr), damit synthetisches Methan für 43% des Strassenverkehrs bereitgestellt werden könnte.

Der limitierende Faktor ist die elektrische Energie. Versorgt man den gesamten Strassenverkehr mit synthetischem Methan, steigt der Stromverbrauch zusätzlich um das Dreifache des heutigen Verbrauchs der Schweiz an. Dies nur mit CO<sub>2</sub>-armen Elektrizitätsquellen zu erreichen, ist unrealistisch. Ersichtlich wird dies an einem konkreten Beispiel: Für eine durchschnittliche Reisedistanz von 12 000 km pro Jahr benötigt ein Personenwagen rund 12 000 kWh elektrische Energie jährlich für die Methanherstellung. Dies entspricht einer Photovoltaikfläche von 90 m<sup>2</sup>. Es ist wichtig, dass die elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen stammt, ansonsten fällt der CO<sub>2</sub>-Ausstoss einfach bei der Stromproduktion an. Um den Verkehr von fossilen Energien loszukoppeln, wird eine Kompromisslösung zwischen der E-Mobilität und dem Antrieb mit erneuerbarem Methan vorgeschlagen.

### Wie wird aus CO<sub>2</sub> nutzbares Methan?

Nach der Gewinnung des Kohlendioxids kann dieses in Methan umgewandelt werden. Dazu wird als Erstes Wasser mittels Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten (Power-to-Hydrogen). Dieser Prozess ist elementar, da die Effizienz einer Power-to-Gas-Anlage hauptsächlich von derjenigen des Elektrolyseurs abhängt. Dazu kommt, dass dieser für 50% der Investitionskosten verantwortlich ist und somit einen grossen Einfluss auf den Preis des produzierten Wasserstoffs hat. Wenn die Power-to-Gas-Technologie erfolgreich sein soll, ist ein hocheffizienter und kostengünstiger Elektrolyseur unabdingbar. Im Rahmen dieses Projektes wurde eine Liste der momentan verfügbaren Elektrolyse-Technologien zusammengestellt. Trotz einer grossen Entwicklung in den letzten Jahrzehnten ist der Alkali-Elektrolyseur immer noch der effizienteste. Bei der genaueren Betrachtung seiner Effizienz<sup>27</sup> und des Einflusses der Temperatur konnte festgestellt werden, dass bei Temperaturen zwischen 65 und 220 °C die Effizienz bis zu 3,5 Prozentpunkten variiert (80% bei 65 °C und 83,5% bei 220 °C).

Sobald der Wasserstoff vom Sauerstoff abgespalten ist, wird dieser mit dem Kohlendioxid zu Methan umgewandelt. Dabei können verschiedene Methanisierungsformen angewandt werden. Die katalytische Methanisierung ist schon länger auf dem Markt etabliert. In letzter Zeit wird jedoch intensiv auch im Bereich der biologischen Methanisierung geforscht. Bei diesem Verfahren wird Methan mithilfe von Mikroorganismen gebildet. Es wird dabei zwischen dem In-situ- und Ex-situ-Verfahren unterschieden – je nachdem, wo der Prozess stattfindet. Wie der Name schon darauf hinweist, erfolgt beim Ex-situ-Verfahren die Methanisierung in einer separaten Anlage, beim In-situ-Verfahren dagegen wird der Wasserstoff direkt in das Gärmaterial eines Fermentationsprozesses gegeben. Die Methanisierung erfolgt dabei direkt im durchgasten Fermentermaterial, das Gas muss jedoch je nach Reinheit vor der Einspeisung ins Gasnetz noch aufgereinigt werden. J. Krautwald und U. Baier haben das Verfahren in Aqua&Gas 7-8/16 detailliert beschrieben<sup>28</sup>. Der gesamte Prozess von Elektrolyse und Methanisierung wird als «Power-to-Methane» bezeichnet. Eine solche

<sup>26</sup> Meier, Boris; Ruoss, Fabian; Friedl, Markus: Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers. In: Energy Technology 40 (2017), S. 1899

<sup>27</sup> Effizienz = Brennwert des Gases / Bedarf an elektrischer Energie

<sup>28</sup> Krautwald, Judith ; Baier, Urs: Biologische Methanisierung : Methanogenese als mikrobiologische Alternative zur katalytischen Methanisierung. In: Aqua & Gas (2016), N°7/8, S. 18–23 – Überprüfungsdatum 2020-06-10

Anlage liegt idealerweise zwischen dem Elektrizitätsnetz und dem Gasnetz (Abbildung 10). Beim Power-to Gas wird dabei die Energie vom Stromnetz in das Gasnetz transferiert.

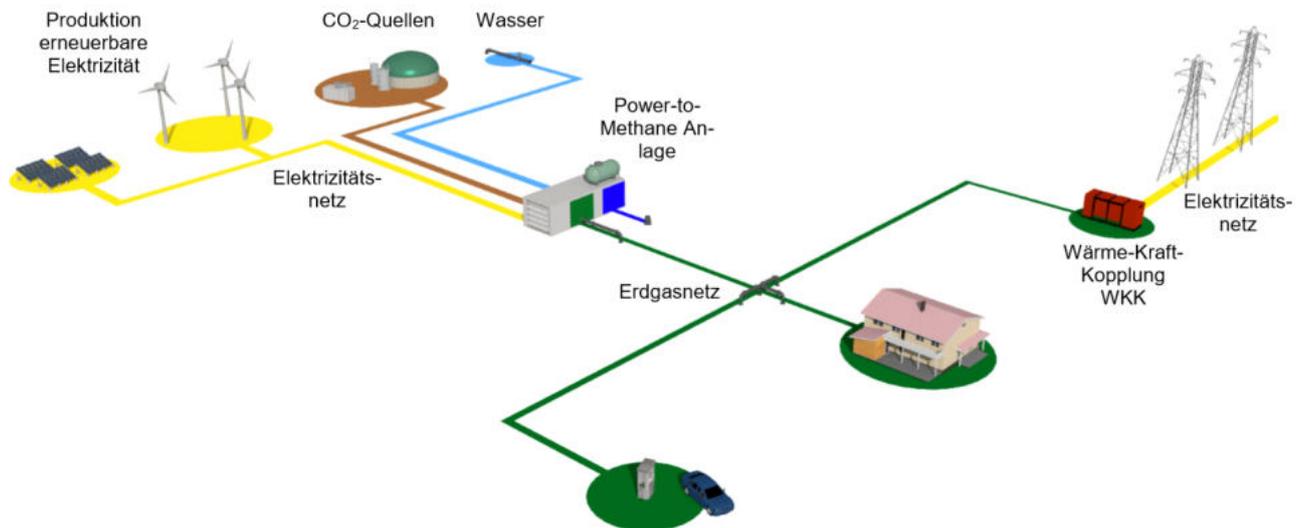


Abbildung 10: Die Power-to-Methane-Anlage stellt einen Verbindungspunkt zwischen dem Elektrizitätsnetz und dem Gasnetz dar. Bild aus unserem Video: <https://youtu.be/qnEqic-Lqjs>

## Gespeicherte Energie

Da eine Power-to-Gas-Anlage sehr dynamisch betrieben werden kann, eignet sie sich insbesondere, um überschüssige Energie von Photovoltaik- und Windkraftwerken zu nutzen. Die Möglichkeit der Umkehrung des Energieflusses (bei welcher aus dem Gas wieder Strom entsteht) führt dazu, dass das Gas in der Zwischenzeit eine Speicherfunktion erfüllt. Der grosse Vorteil von der Power-to-Gas-Technologie ist, dass sie das Elektrizitätsnetz entlastet. Es wandelt die fluktuierende elektrische Energie in eine gut speicherbare Energieform um. Um eine grössere Menge an Gas speichern zu können, braucht es jedoch eine Erweiterung der entsprechenden Infrastruktur. Das jetzige Gasnetz in der Schweiz ist zwar schon gut ausgebaut mit einer Gesamtlänge von 19 000 km. Es ist an jedem der 35 vorgängig genannten Anlagen vorhanden und somit wäre die Einspeisung von erneuerbarem Methan von diesen Anlagen kein Problem. Im Rahmen des Projektes wurde eine Karte der Schweiz mit den verschiedenen Anlagen und dem Gasnetz erstellt<sup>29</sup>. Um die Kapazität weiter zu vergrössern, können sowohl weitere Gebiete an das Gasnetzwerk angeschlossen als auch die Gasspeicher erweitert werden (momentan ist die Speicherkapazität in der Schweiz auf 80 GWh beschränkt, doch hat die Schweiz einen Anteil im Untergrundspeicher in Etrez im französischen Jura mit einer Kapazität von 1,51 TWh).

## Einsatz in der Mobilität

Im Gegensatz zu Ländern wie Brasilien ist der Anteil an gasbetriebenen Fahrzeugen in der Schweiz sehr klein. Obwohl das Gasnetz und die Gasheizungen zum Standard gehören, hat ein grosser Teil der Bevölkerung starke Bedenken bezüglich Gastankstellen und gasbetriebener Mobilität. Dies ging aus einer Umfrage bei der Testanlage des Instituts hervor. Gute Informationspolitik ist hier notwendig. Der Umstieg auf erneuerbare Treibstoffe bietet grosse Chancen für einerseits eine energetische Unabhängigkeit der Schweiz und andererseits für die Verminderung von klimaschädlichen Emissionen. Allerdings darf durch die Förderung von erneuerbaren Treibstoffen keinesfalls darauf verzichtet werden, ein umweltfreundliches Mobilitätsverhalten zu fördern. Denn auch falls der gesamte Verkehr praktisch ohne fossile Treibstoffe auskommt, bleibt der ökologische Fussabdruck des Individualverkehrs ungleich höher als derjenige des öffentlichen Verkehrs. Deshalb wird im Rahmen der Studie keine Subvention für das Biogas vorgeschlagen, sondern Lenkungsabgaben auf fossilen Treibstoffen. Dies entspricht auch dem Prinzip des Verursacherprinzips, bei welchem die Umweltfolgekosten (also die «Entsorgung») bereits im Produktpreis integriert werden.

Die Haupteinflussfaktoren für die Produktionskosten von synthetischem Methan sind die Kosten der elektrischen Energie sowie des Elektrolyseurs. Unter optimalen Bedingungen sind Produktionskosten von 12 Rp./kWh möglich, im Worst-Case-Szenario liegt der Preis jedoch im Bereich von 30 Rp./kWh. Optimale Bedingungen sind dabei die Befreiung von der Benutzungsgebühr des Elektrizitätsnetzes, ein Strompreis unter 3.5 Rp./kWh sowie ein Elektrolyseur mit einer Leistung von mindestens 5 MW. Die Preisdifferenz zwischen erneuerbarem Methan und fossilen Treibstoffen kann hauptsächlich durch regulatorische Massnahmen verändert werden, zum Beispiel durch die Erlassung der Benutzungsgebühren des Elektrizitätsnetzes oder durch eine Lenkungsabgabe auf fossile Energieträger. Damit ist die zukünftige Entwicklung des Einsatzes von synthetischem Methan direkt abhängig von politischen Vorgaben und weniger von technischen Möglichkeiten. Dass es möglich ist, in kurzer Zeit in der Schweiz eine neue Technologie bei Personalfahrzeugen zu etablieren, zeigt die Entwicklung der Dieselfahrzeuge. Während deren Anteil im Jahr 2000 noch bei rund 4% lag, sind sie heute mit einem Anteil von 28,5% bereits weitverbreitet<sup>30</sup>.

### 3.4.5 Mögliches Szenario

Der grosse Vorteil von synthetischem Methan ist die Fähigkeit, grosse Mengen an Energie speichern zu können. Power-to-Gas-Anlagen erlauben es, kurzfristig auf Schwankungen in der Stromproduktion zu reagieren und damit überflüssige Energie von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu nutzen. Da diese Energie sonst ungenutzt bleiben würde, ergibt es Sinn, diese zu einem speicherbaren Energieträger umzuwandeln. In dem vorliegenden Projekt wurde mithilfe eines Simulationstools die zukünftige schweizerische

<sup>29</sup> IET Institut für Energietechnik: Power-to-Gas-Übersicht Schweiz. URL <https://www.iet.hsr.ch/index.php?id=13427&L=3> – Überprüfungsdatum 2020-06-10

<sup>30</sup> Bundesamt für Statistik BFS: Mobilität und Verkehr: Taschenstatistik 2017. Neuchâtel. 2017

Stromproduktion modelliert, um die Fluktuationen und die Menge an Überschussstrom feststellen zu können. Dieser wird für die Herstellung von synthetischem Methan verwendet. Verschiedene Szenarien konnten damit untersucht werden. Speziell untersucht wurde das Szenario ohne Atomkraftwerke, bei dem stattdessen Photovoltaikanlagen 20 TWh/a und Windturbinen 4 TWh/a produzieren. Es wird von einer nationalen Selbstversorgung ausgegangen, Energie wird weder im- noch exportiert. Dies ergibt eine Überschussenergie von 146 TWh/a für Power-to-Gas-Prozesse und damit Treibstoff für 10% des Strassenverkehrs. Bei Nutzung des Kohlendioxids aus den Abgasen von Zementwerken und Kehrlichtverbrennungsanlagen könnte jedoch Treibstoff für 43% des Strassenverkehrs hergestellt werden<sup>31</sup>. Allein von diesen 35 Hauptemittern steht also viermal mehr Kohlendioxid zur Verfügung (in konzentrierter Form) als aufgrund von mangelndem Stromüberfluss umgewandelt werden kann.

Die Menge an erneuerbarem Methan für den zukünftigen Einsatz ist praktisch ausschliesslich von der Verfügbarkeit von (Überschuss-)Strom abhängig. Sollte der gesamte Strassenverkehr durch erneuerbare Treibstoffe abgedeckt werden, wäre der Bedarf an elektrischer Energie dreimal so hoch wie der heutige Strombedarf der Schweiz. Deshalb wird eine Kompromisslösung zwischen elektrisch und mit erneuerbarem Methan betriebenen Fahrzeugen empfohlen. Wenn 80% des Strassenverkehrs elektrisch und 20% mit erneuerbarem Methan betrieben werden, braucht es gesamthaft rund 40 TWh elektrische Energie pro Jahr. Dies erhöht den jährlichen Schweizer Stromverbrauch um 67%. Dafür werden durch die Power-to-Gas-Anlagen die Fluktuationen im Stromnetz abgefangen. Mit dieser Lösung können die jährlichen Kohlendioxid-Emissionen des Strassenverkehrs von momentan 16,2 auf 3,9 Mio. Tonnen gesenkt werden (gerechnet mit dem CO<sub>2</sub>-Ausstoss des Schweizer Strommixes von 100 g CO<sub>2</sub>/kWh).

Aus der Perspektive dieses Projektes kann gesagt werden, dass es keine Grenze nach oben gibt vom Einsatz erneuerbarer Stromquellen, da jeder Überschuss (und damit die Fluktuationen) durch Power-to-Gas-Anlagen abgefangen werden kann (Abbildung 11)

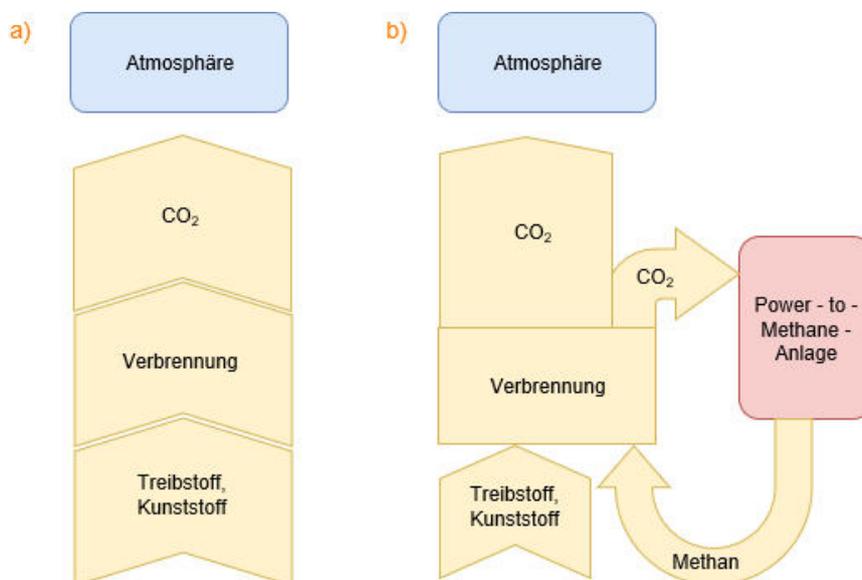


Abbildung 11: Reduktion der Kohlendioxid-Emissionen in die Atmosphäre durch den Einbau einer CO<sub>2</sub>-Rückgewinnungs- und Power-to-Methane-Anlage. a) Typischer Kohlenstoff-Pfad heute. b) Reduktion des in die Atmosphäre emittierten Kohlenstoffs durch die Power-to-Methane-Technologie

<sup>31</sup> Meier, Boris; Ruoss, Fabian; Friedl, Markus: Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers. In: Energy Technology 40 (2017), S. 1899

In Zukunft ist es durchaus realistisch – und aus klimapolitischer Sicht sinnvoll –, dass ein Teil des ausgestossenen Kohlendioxids zur Wiederverwendung rückgewonnen wird. Durch den Einsatz von synthetischem Methan kann der Bedarf an anderen Energieträgern reduziert werden. Die Gesamtmenge an CO<sub>2</sub>, welche durch Verbrennung entsteht, wird durch diese Massnahme nicht reduziert, dafür aber die Menge, welche in die Atmosphäre gelangt.

<b>Renewable Methane in Transport and Mobility</b>	
<b>Beteiligte</b>	OST Ostschweizer Fachhochschule, IET Institut für Energietechnik Universität St. Gallen École polytechnique fédérale de Lausanne EPFL Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt EMPA
<b>Unterstützt von</b>	Das Projekt wurde unterstützt vom Schweizerischen Nationalfonds.  
<b>Zeitraum</b>	2016 bis 2018
<b>Kontakt</b>	Boris Meier, <a href="mailto:boris.meier@ost.ch">boris.meier@ost.ch</a>

### 3.5 Die Kohlenstoffströme der Schweiz – eine Zukunftsperspektive

Von Zoe Stadler

Wie sieht eine Schweiz ohne fossile Brenn- und Treibstoffe aus? Kann sie ihren Energiebedarf mit einheimischen Quellen decken? Welche Rollen spielen in Zukunft die Nutzung von Biomasse und die Power-to-X-Technologien? Diese und ähnliche Fragen stehen im Fokus eines vom IET Institut für Energietechnik durchgeführten Forschungsprojekts zu Kohlenstoffströmen in der Schweiz. Der nachfolgende Text stammt grösstenteils aus dem Artikel "Die Kohlenstoffströme der Schweiz: Eine Zukunftsperspektive", welcher in der Zeitschrift *Aqua & Gas* erschien.<sup>32</sup>

#### 3.5.1 Klimawandel, Energiewende

Nach Jahren des Verdrängens haben in den vergangenen Monaten ein paar Jugendliche das geschafft, was Wissenschaftler und Umweltaktivisten seit Jahrzehnten versuchen: Sie brachten Bewegung in die Klimadiskussion. Städte wie London, Basel und Vancouver riefen den Klimanotstand aus, selbst Länder wie z. B. Grossbritannien zogen nach. In der Stadt Zürich wurde eine Motion vom Gemeinderat angenommen, die Netto-Null-Kohlendioxid-Emissionen bis 2030 fordert. Doch was heisst das konkret? Wie kann eine Zukunft aussehen, die keine fossilen Treibstoffe und Brennstoffe mehr nutzt?

Die Wissenschaft ist sich einig: Die Emissionen aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern müssen komplett heruntergefahren werden – bis 2050, wie im Pariser Abkommen verabschiedet und in der Gletscherinitiative ausformuliert, oder bis 2030, wie von den streikenden Jugendlichen gefordert. Doch wie werden diese fossilen Treibstoffe und Brennstoffe ersetzt? Müssen neue AKW gebaut werden? Lebt eine Gesellschaft, die nur Energie aus erneuerbaren Quellen bezieht, teurer? Und wenn ja, wie viel? Wie hoch sollte eine CO<sub>2</sub>-Steuer sein, sofern sie erhoben wird? Sollte fossiler Kunststoff verboten werden, oder wäre das nur ein Tropfen auf den heissen Stein? Und nicht zuletzt: Müssen wir unseren Energiekonsum reduzieren?

Der Klimawandel und die Energiestrategie 2050 werfen viele Fragen auf. Für eine gute Diskussionsgrundlage braucht es einen Gesamtblick auf das Energiesystem und die dazugehörigen Kohlenstoffströme.

Heute deckt die Schweiz rund 75% ihres Energiebedarfs durch Importe<sup>33</sup>. Die anstehende Energiewende führt zu einer Unsicherheit über die zukünftige Energieversorgung und damit zum Wunsch, die einheimischen Energiequellen vermehrt zu nutzen, um unabhängiger vom Ausland zu werden – zumindest energietechnisch. Allerdings stehen viele einheimische erneuerbare Ressourcen wie Biomasse nur begrenzt zur Verfügung. Vor diesem Hintergrund wurde das Projekt "Carbon Flows in the Energy Transition" an der OST Ostschweizer Fachhochschule ins Leben gerufen. Zusammen mit der EPFL in Sion untersuchte ein Team des IET Instituts für Energietechnik die verschiedenen Kohlenstoffquellen in der Schweiz sowie die Art und Weise, wie diese am effizientesten genutzt werden können, um den Bedarf zu decken. Der Fokus auf Kohlenstoff wurde gewählt, da er Hauptbestandteil aller fossilen Produkte ist und somit eine Schlüsselrolle in der Energiefrage einnimmt. Zudem können gewisse Stoffe nicht dekarbonisiert werden (z. B. Kunststoff oder Flugtreibstoff). Deshalb wird Kohlenstoff auch in den erneuerbar hergestellten Produkten eine wichtige Rolle spielen.

#### 3.5.2 Ressourcen der Schweiz

Viele Fachleute aus Industrie und Forschung betrachten ihre Technologie als einzig wahre Lösung zur Umsetzung der Energiestrategie und beanspruchen die Nutzung einer Energiequelle einzig für ihre Zwecke. Die limitierte Ressource Biomasse ist dafür ein gutes Beispiel. Einerseits ist Pflanzengut vielseitig verwertbar: Sei es zur Nutzung für Biotreibstoffe, Möbel, Kunststoffe oder direkt für Heizzwecke – gerade Holz ist extrem flexibel einsetzbar. Andererseits ist Biomasse nur begrenzt verfügbar – die Zuteilung muss also gut durchdacht

<sup>32</sup> Stadler, Zoe; Meier, Boris; Friedl, Markus; Damartzis, Theodoros; Moret, Stefano; Li, Xiang; Borasio, Marcello; Maréchal, François: Die Kohlenstoffströme der Schweiz : Eine Zukunftsperspektive. In: *Aqua & Gas* N°7/8 2019, S. 20–25

<sup>33</sup> BFS Bundesamt für Statistik: *Energie: Panorama: 2019*. URL

<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/energie.assetdetail.7846600.html> – Überprüfungsdatum 2020-06-10

sein. Auch erneuerbare Stromquellen wie Wind und Sonne sind durch geografische und meteorologische Rahmenbedingungen eingeschränkt und somit mitnichten unbegrenzt einsetzbar.

### Einheimische Kohlenstoffquellen

Aus diesem Grund besteht ein wichtiger Teil des Projektes in der Analyse der zur Verfügung stehenden Ressourcen und der Grenzen von erneuerbaren (Strom-)Quellen. Dabei wird das theoretisch verfügbare Potenzial eruiert (z. B. die Menge an nachwachsendem Holz), die bereits genutzte Menge (für z. B. Möbel), technisch-ökonomische Einschränkungen (zu teure/komplizierte Quellen) und das daraus folgende tatsächlich verfügbare Potenzial. Als mögliche Kategorien von Kohlenstoffquellen werden holzige und nicht-holzige Biomasse, Kohlenstoffdioxid und Importe untersucht.

### Holz

Beim Holz werden vier verschiedene Kategorien betrachtet:

- Waldholz
- Holz aus der Bewirtschaftung der Landschaft
- Holzrückstände
- Abfallholz
- Das Gesamtpotenzial liegt bei ungefähr 10,2 Megatonnen (Trockenmasse) pro Jahr. Nach Abzug des bereits gebrauchten Potenzials (5,6 Mt) und der ökonomisch-technischen Einschränkungen (1,4 Mt), stehen noch 3,2 Mt Holz pro Jahr zur Verfügung, was einer Energiemenge von 14 TWh entspricht<sup>34</sup>.

### Nicht-Holz

- Als nicht-holzige Kohlenstoffquellen werden bezeichnet:
- Abfälle und Reste aus Ackerbau und Viehhaltung
- organische Abfälle aus Haushalten, Landschaftspflege, Industrie und Abwasserreinigungsanlagen
- Theoretisch stehen in Form von nicht-holziger Biomasse der Schweiz jährlich total 17,6 Megatonnen Trockensubstanz zur Verfügung. Nach Abzug des bereits genutzten Potenzials (12,1 Mt) und der technisch-ökonomischen Einschränkungen (2,4 Mt), bleibt ein Gesamtpotenzial von jährlich 3,1 Mt zur Nutzung, was 13,17 TWh entspricht<sup>35</sup>.

### Kohlenstoffdioxid

- Eine weitere Quelle für Kohlenstoff ist Kohlenstoffdioxid. Die Atmosphäre kann als fast unendliche Kohlenstoffdioxidquelle betrachtet werden, allerdings mit einer geringen CO<sub>2</sub>-Konzentration (aktuell 410 ppm). Weitere Quellen<sup>36</sup>:
- Zementwerke (3,29 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr)
- Kehrlichtverbrennungsanlagen (4,25 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr)
- Abwasserreinigungs- und Biogasanlagen (1,1 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr)

### Importe als Kohlenstoffquelle

Heute wird, abgesehen von unseren landwirtschaftlichen Produkten und Holz, der gesamte Kohlenstoffbedarf in Form fossiler Treib- und Brennstoffe importiert. Damit stellen auch Importe eine wichtige Kohlenstoffquelle für die Schweiz dar. Da der Bedarf der Schweiz quantitativ gesehen im Vergleich mit dem weltweiten

<sup>34</sup> Bundesamt für Umwelt BAFU (Hrsg.); Bundesamt für Energie BFE (Hrsg.); Staatssekretariat für Wirtschaft SECO (Hrsg.): *Ressourcenpolitik Holz: Strategie, Ziele und Aktionsplan Holz*. 2017

<sup>35</sup> Thees, Oliver; Burg, Vanessa; Erni, Matthias; Bowman, Gillianne; Lemm, Renato: *Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung: Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET*. 2017 (WSL Berichte 57)

<sup>36</sup> Meier, Boris; Ruoss, Fabian; Friedl, Markus: *Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers*. In: *Energy Technology* 40 (2017), S. 1899

Vorkommen von Energieträgern sehr klein ist, wird das Potenzial von Importen mengenmässig als fast unlimitiert betrachtet.

### Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen

Die Schweiz ist ein kleines Land mit komplexen geografischen und meteorologischen Eigenheiten. Bei der Planung von Energiekonzepten lohnt sich deshalb ein Blick auf die natürlichen Limiten des Landes. So definiert das Dokument «Ressourcenpolitik Holz», herausgegeben von BAFU, BFE und SECO, eine mögliche Nutzung von Schweizer Holz von jährlich leicht über 14 TWh<sup>37</sup>. Die vom BFE entwickelte Energiestrategie 2050 rechnet in ihren Szenarien mit einem Potenzial der Wasserkraft von jährlich 38,6 TWh und in der Windkraft mit maximal 4,3 TWh<sup>38</sup>.

Grosses (Wachstums-)Potenzial liegt bei der Solarenergie, wie ein kürzlich erschienener Bericht des Bundesamts für Energie BFE zeigt. Darin wurden alle verfügbare und nutzbare Dachflächen sowie Häuserfassaden erfasst und deren gesamtes Stromproduktionspotenzial mit Photovoltaik (PV) untersucht. Der Bericht hält fest, dass die Schweiz jährlich 67 TWh Strom nur mithilfe von PV produzieren kann<sup>39</sup>, sofern die gesamte Dachfläche dafür genutzt wird. Auch Swissolar untersucht in ihrem Bericht «Solarpotenzial Schweiz»<sup>40</sup> die Möglichkeiten der Nutzung von Solarenergie in Form von Wärme und Strom. Der Verband hält darin ein wirtschaftliches und gesellschaftliches Potenzial für Solarstrom auf den Dachflächen von jährlich 50 TWh fest, wenn alle gut geeigneten und nicht geschützten Dächer belegt werden. Das technische Potenzial ist dabei fast doppelt so gross. Das Potenzial für Solarwärme wird auf ungefähr 10 TWh begrenzt.

### 3.5.3 Der heutige Bedarf

Um Massnahmen untersuchen zu können, die den Bedarf senken und die fossilen Treibstoffe durch erneuerbare ersetzen, wird erst ein Blick auf die heutige Situation geworfen. Im Auftrag vom BFE untersuchte Prognos AG den heutigen Energiebedarf (Tabelle 5)<sup>41</sup>.

Tabelle 5: Energiebedarf der Schweiz<sup>42</sup> im Jahr 2017, in GWh.

	Haushalte in GWh	Dienstleistungen in GWh	Industrie in GWh	Transport in GWh	Summe in GWh
<b>Raumwärme</b>	44'140	18'000	4'310	0	66'440
<b>Warmwasser</b>	8'920	3'080	720	0	12'720
<b>Prozesswärme</b>	1'530	580	24'360	0	26'470
<b>Mobilität</b>	0	0	0	65'500	65'500
<b>Elektrizität</b>	10'780	15'620	14'520	0	40'920
<b>Gesamtenergie- bedarf</b>	<b>65'390 (30.8%)</b>	<b>37'280 (17.6 %)</b>	<b>43'890 (20.7%)</b>	<b>65'500 (30.9%)</b>	<b>212'060 (100%)</b>

<sup>37</sup> Bundesamt für Umwelt BAFU (Hrsg.); Bundesamt für Energie BFE (Hrsg.); Staatssekretariat für Wirtschaft SECO (Hrsg.): Ressourcenpolitik Holz: Strategie, Ziele und Aktionsplan Holz. 2017

<sup>38</sup> Kirchner, A.; Bredow, D.; Ess, F.; Grebel, Th.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Ley, A.; Piegsa, A.; Schütz, N.; Strassburg, S.; Struwe, J.; Keller, Mario: Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Studie von Prognos im Auftrag des Bundesamts für Energie. 2012

<sup>39</sup> Bundesamt für Energie BFE: Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren. URL <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>, Überprüfungsdatum 31.10.19

<sup>40</sup> Genossenschaft Meteotest: Solarpotenzial Schweiz: Solarwärme und PV auf Dächern und Fassaden. 2017

<sup>41</sup> BFE; Prognos: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2017 nach Verwendungszwecken. Bern, 2018

<sup>42</sup> BFE; Prognos: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2017 nach Verwendungszwecken. Bern, 2018

Der Bedarf an Elektrizität wird momentan durch folgende Quellen gedeckt: Speicher-Wasserkraftwerke (20,72 TWh/a), Flusswasserkraftwerke (15,95 TWh/a), Atomkraft (19,50 TWh/a), Kombikraftwerke/KVA (2,80 TWh/a), PV (2,28 TWh/a) und Wind (0,22 TWh/a)<sup>43</sup> (Abbildung 12).

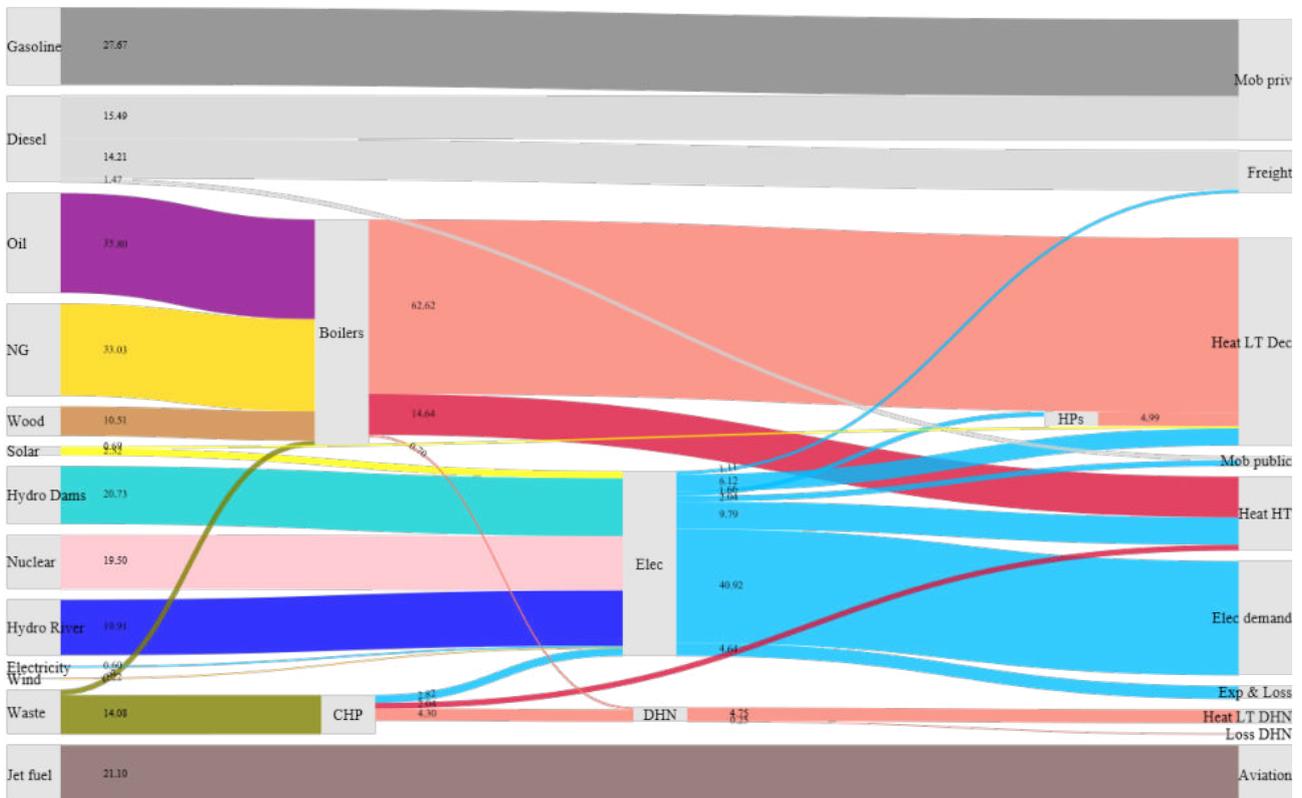


Abbildung 12: Energieflüsse der Schweiz (TWh pro Jahr). Energieträger links (v. o.): Benzin, Diesel, Heizöl, Erdgas, Holz, Solarenergie (PV, thermisch), Speicherwasser-, Atom-, Flusskraftwerke, Elektrizitätsimporte, Windkraft, Abfall, Flugtreibstoff. Endprodukte rechts (v. o.): private Mobilität, Gütertransport, Wärmebedarf tiefer Temperatur (Raumwärme und Warmwasser), öffentliche Mobilität, Wärmebedarf hoher Temperatur (Prozesswärme), Strombedarf, Stromexporte und -verluste, Fernwärme, Wärmeverluste, Mobilität per Flugzeug.

Wärme und Mobilität dagegen basieren auf kohlenstoffhaltigen Energieträgern. Die grössten jährlichen Anteile dabei tragen Heizöl (35,54 TWh), Erdgas (33,03 TWh), Diesel (31,82 TWh), Benzin (27,67 TWh) und Flugtreibstoffe (21,10 TWh). Mit 13,73 TWh stellt auch Holz eine grosse Energiemenge zur Verfügung. Wärmepumpen produzieren momentan 4,64 TWh, und 0,69 TWh Wärme werden durch thermische Solaranlagen erzeugt<sup>44</sup>.

Der Energiebedarf der Schweiz wird heute zu über 65% von fossilen Energieträgern und zu 8% durch Atomkraft gedeckt. Will die Schweiz ihre Atomkraftwerke abschalten und von den fossilen Energieträgern wegkommen, muss sie also über 73% ihres heutigen Energiebedarfs neu auf erneuerbare Art decken – vorausgesetzt, der Bedarf bleibt konstant. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoss der fossilen Brennstoffe und der fossilen Treibstoffe beträgt momentan je etwas über 15 000 Kilotonnen pro Jahr, exklusive des Flugtreibstoffs, der 5300 Kilotonnen ausmacht (betrachtet wird hierbei die Menge, die in der Schweiz getankt wird) (Abbildung 13)

<sup>43</sup> BFE: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017. 22. Juni 2018

<sup>44</sup> BFE: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017. 16. Juli 2018

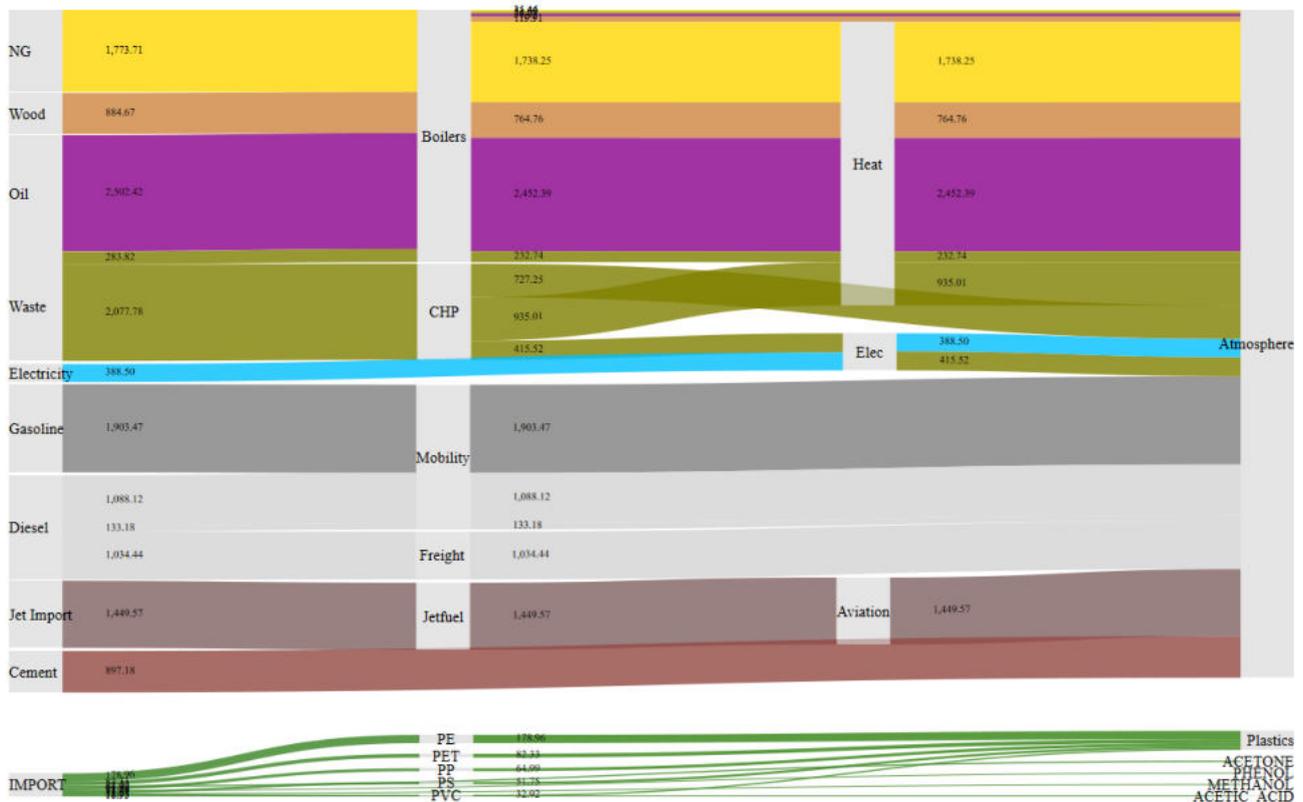


Abbildung 13: Kohlenstoffflüsse der Schweiz (kt C pro Jahr) (ohne Zementindustrie) (v. o.): Heizöl, Erdgas, Holz, Abfall, Elektrizitätsimporte, Benzin, Diesel, Flugtreibstoff, Kunststoffe und Chemikalien.

Das heutige Energiesystem mit seinen Anlagen kostet pro Jahr 19 Mia. Franken, wobei alleine 9 Mia. pro Jahr für Treib- und Brennstoffe ins Ausland fließen. Die restlichen 10 Mia. Franken fließen in die Investitions- und Betriebskosten aller energietechnischen Anlagen der Schweiz (inklusive Heizungen und Stromproduktion) sowie die Bezugskosten für inländische Energiequellen wie Holz.

## Modell

Im Rahmen des Projektes *Carbon Flows in the Energy Transition* wurde ein Modell zur Berechnung und Optimierung der Kohlenstoffflüsse entwickelt. Dieses basiert auf dem Energieflussmodell *EnergyScope*, das am Institut *Industrial Process and Energy Systems Engineering* an der EPFL in Sion entwickelt wurde. In der Anwendung des *EnergyScope*-Modells definiert der Benutzer oder die Benutzerin den Bedarf in den einzelnen Sektoren (Hoch- und Tieftemperatur-Wärme, Personenmobilität und Frachttransport sowie Elektrizität). Mit den hinterlegten verfügbaren Energiequellen und den vorhandenen Technologien, die die Quellen in das benötigte Endprodukt umwandeln, definiert das Programm den ökonomisch oder ökologisch optimalen Pfad, um den vorgegebenen Bedarf zu decken. Mit der Variation der verfügbaren Energiequellen können verschiedene Szenarien berechnet werden (z. B. der Ausstieg aus der Atomkraft). Auf der Website <http://www.energyscope.ch> kann jede Person ihr eigenes Energieszenario entwickeln.

Im Projekt *Carbon Flows in the Energy Transition* wurde dieses Modell um die Kohlenstoffflüsse erweitert und damit um weitere Quellen wie Holz, nasse Biomasse und CO<sub>2</sub> sowie um neue Umwandlungsmethoden wie Biomasse- und Power-to-X-Technologien ergänzt. Das Modell gibt unter anderem die berechneten Ströme in Form eines Energie- und eines Kohlenstoff-Sankey-Diagramms aus und erlaubt damit einerseits den Pfad der einzelnen Kohlenstoff- und Energiequellen durch das System zu verfolgen und andererseits optisch sehr einfach die Grössenverhältnisse zwischen den einzelnen Strömen zueinander zu vergleichen.

### 3.5.4 Zukunftsszenarien

Das Schöne an Modellen ist, dass sie sich unvoreingenommen und ohne jeden Skrupel ein Energiesystem erschaffen, das sie für das beste erachten. Für das in diesem Projekt entwickelte Modell ist «das Beste» das Günstigste – es optimiert nach den Gesamtkosten des Systems. Und da das Modell die Gesamtkosten unabhängig davon berechnet, ob dieses bereits steht oder nicht, stellt es sich sein Idealsystem losgelöst von der bestehenden Infrastruktur zusammen.

Lässt man das Modell den heutigen Bedarf nach eigenem Gusto decken, so zeigt es eine starke Vorliebe für Erdgas. So kann man ein Drittel der Gesamtkosten einsparen, wenn nur Erdgas als Wärmequelle und für den Strassentransport von Gütern verwendet wird – anstelle von Heizöl, Benzin und Diesel. Die private Mobilität wird dabei rein elektrisch geführt, und es kommen Gaskraftwerke und Wärmepumpen zum Einsatz. Der Einsatz der Windkraft liegt dabei an der oberen Grenze von 4,3 TWh, wie sie in der Energiestrategie 2050 vorgesehen ist. Windkraft ist unter den erneuerbaren einheimischen Elektrizitätsquellen die günstigste und wird deshalb vom Berechnungsmodell bevorzugt eingesetzt.

#### **CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brenn- und Treibstoffe**

Um die Wirkung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe zu berechnen, werden Schritt für Schritt die Kosten für fossile Brenn- und Treibstoffe erhöht. So beginnt erst ab einer Preiserhöhung von mindestens +50% des Erdgaspreises (Importpreis liegt heute bei 3.1 Rp./kWh)<sup>45</sup>, die Vormachtstellung des fossilen Treibstoffs zu bröckeln. Der Wärmebedarf wird nun durch Wärmepumpen gedeckt, und die Lücke beim Strombedarf wird, nach Ausschöpfung der Wind-, Atom- und Flusswasserkraft, importiert. Wird jedoch die Stromimportmenge auf dem heutigen Niveau gehalten (und eine Steigerung nicht zugelassen), so wird die Stromlücke wieder durch Erdgas mittels Gaskombikraftwerken gedeckt – trotz des erhöhten Preises. Parallel wächst der PV-Anteil.

Erhöht man den Preis von Erdgas und Erdöl weiter, bis sie weder in der Mobilität noch in der Produktion von Strom oder Wärme zum Einsatz kommen, kann der Kipppunkt eruiert werden, ab welchem aus Verbrauchersicht die erneuerbaren Energieträger günstiger sind als die fossilen. Der Erdgaspreis müsste dafür auf 0.15 Fr./kWh und der Erdölpreis auf 0.14 Fr./kWh angehoben werden. Diese Preiserhöhung entspricht einer CO<sub>2</sub>-Abgabe von 600 Fr./t CO<sub>2</sub> für Erdgas und 360 Fr./t CO<sub>2</sub> für Erdöl. Der Wärmebedarf wird nun komplett durch Wärmepumpen (niedrige Temperatur) und Kombikraftwerke mit Abfall und Holz als Brennstoff (für hohe Temperaturen) gedeckt. Die erneuerbaren Stromquellen laufen alle an ihren Limiten, mit Ausnahme der Solarenergie, deren Limite mit 67 TWh pro Jahr viel Raum nach oben lässt. Doch auch die Photovoltaik produziert bereits 20 TWh pro Jahr, zudem sind die Atomkraftwerke noch in Betrieb.

Die einzigen übrig gebliebenen fossilen Treibstoffe sind der Diesel für den Gütertransport und der Flugtreibstoff. Dieses System produziert nur noch 9300 Kilotonnen CO<sub>2</sub> aus fossilen Quellen pro Jahr (–78% gegenüber heute). Verteilt auf die Bevölkerung gibt dies 1,1 Tonnen pro Person, was beinahe das 2000-Watt-Gesellschaftsziel von einer Tonne pro Person erfüllt.

Ab einem Preis von 0.20 Fr./kWh für Diesel (+130% gegenüber heute) und 0.18 Fr./kWh für Erdgas (das fast 6-Fache des heutigen Preises) sowie 0.15 Fr./kWh für Erdöl (+230%), beginnen sich die Carbon-Capture-and-Utilisation-(CCU-)Technologien (und damit die Power-to-X-Technologien) zu etablieren. Auch Holz wird nun zur Herstellung von Methan eingesetzt, um die Güterfahrzeuge damit zu betreiben. Fehlt noch der Ersatz von Flugtreibstoff und Atomkraft.

Ab einem Preis von 0.20 Fr./kWh (+240%) für Flugtreibstoff und 0.19 Fr./kWh (+100%) für Benzin wird der Treibstoff komplett aus einer Kombination aus Biomasse und CCU-Technologien produziert. Nun sind die einheimischen Stromquellen an ihren Grenzen angelangt. Abfall wird weiterhin als Wärme- und Stromquelle eingesetzt und Holz dient zur Produktion von synthetischem Erdgas. Flugtreibstoff wird aus Wasserstoff mit CCU-Technologien und aus Biomasse hergestellt.

<sup>45</sup> Eidgenössische Zollverwaltung EZV: *Swiss-Impex*. URL <https://www.gate.ezv.admin.ch/swissimpex/public/bereiche/waren/query.xhtml>, Überprüfungsdatum: 9.9.19

Werden jetzt die AKW abgeschaltet, so muss die fehlende Differenz der Stromproduktion (19,5 TWh) ersetzt werden, z. B. durch erweiterte Windparks im In- oder Ausland. Auch hilft eine Entlastung des Stromverbrauches durch den vermehrten Einsatz von Geothermie und thermischer Solarenergie. Um die gesamte potenzielle solare Energie auch nutzen zu können, muss auf Freiland ausgewichen werden – die Dächer und Fassaden reichen für PV und Solarthermie nicht aus, rund 14 TWh müssen eine andere Fläche für ihre Installation finden. Das ganze System kostet nun die Gesellschaft 22 Milliarden Franken pro Jahr – eine Erhöhung von 3 Milliarden gegenüber dem heutigen Stand (der Umbau der Infrastruktur ist dabei jedoch nicht miteinberechnet). Dieses System stösst nun pro Jahr nur noch 3,6 Mt fossiles Kohlenstoffdioxid aus. Diese Emissionen entstehen durch die Errichtung der Anlagen – sofern dafür heutige (fossile) Energiequellen eingesetzt werden (Abbildung 14).

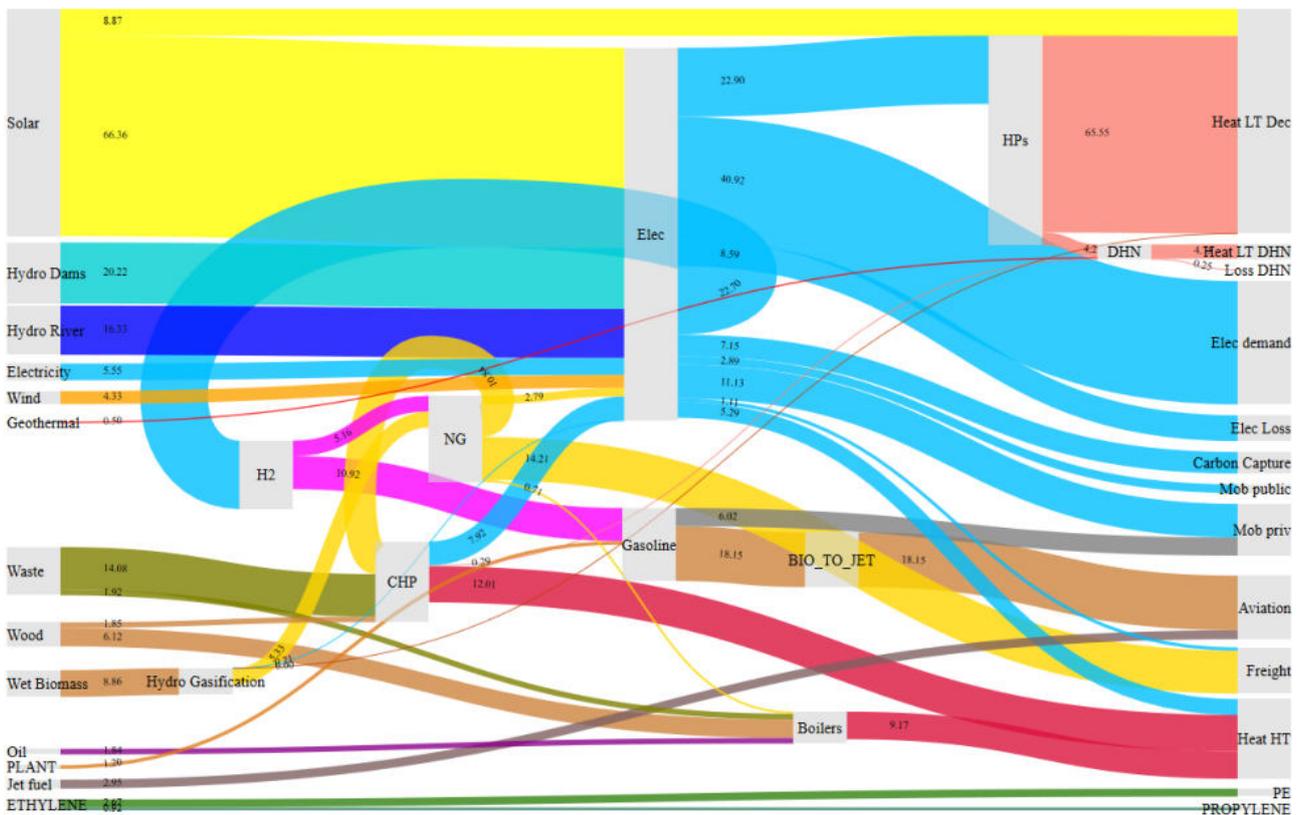


Abbildung 14: So könnte ein zukünftiges Energiesystem der Schweiz aussehen

## Elektromobilität

Ganz grundsätzlich gesehen stellt die Elektrifizierung des Verkehrs kein Problem dar – die Technologie ist ausgereift, es ist ökonomisch erschwinglich und, dank der hohen Effizienz von Elektrofahrzeugen, braucht die Elektromobilität verhältnismässig wenig Energie (ungefähr die Gesamtproduktion von Flusskraftwerken).

Allerdings ist unser Energiesystem nicht ganz so einfach. Die Schweiz hat heute einen Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser von jährlich 75 TWh, der grösstenteils durch die Verbrennung von Gas und Öl gedeckt wird. Nebst den ständig neu entstehenden Gebäuden, die den Energiebedarf weiter erhöhen, wird auch der Altgebäudepark nach und nach saniert. Die neu eingebauten Heizungssysteme brauchen jedoch wesentlich mehr Strom als die bisherigen – allen voran die Wärmepumpen. Allein 26 TWh Strom jährlich werden zur Deckung des Wärmebedarfs benötigt. Hinzu kommen die Wasserstoff- und damit stromintensiven CCU-Technologien, die für diejenigen Produkte benötigt werden, die nicht dekarbonisiert werden können, wie Flugtreibstoffe und Kunststoffe, und als Saisonspeicher eine wichtige Rolle für die Netzstabilität spielen können. Das Energiesystem Schweiz kommt an seine Grenze.

Eine Effizienzsteigerung des Gesamtsystems mit Priorisierung wird notwendig sein. Schafft man es beispielsweise, den Privatverkehr zu reduzieren, bleibt mehr Energie, um den Wärmebedarf zu decken. Möchte man das heutige Verkehrssystem eins zu eins mit Elektroautos ersetzen, so muss das Potenzial von Photovoltaik komplett ausgenutzt werden. Eine Entlastung ist auch hier die Reduktion des Wärmebedarfs durch Sanierungen von Altbauten.

### Speicherung

Was passiert mit all dem Photovoltaik-Strom im Sommer und wie kann der Bedarf im Winter gedeckt werden? Das Rechenmodell weiss auch hier eine Antwort. Der im Sommer produzierte Photovoltaikstrom wird durch Power-to-Gas-Technologien abgefangen für die Produktion von Wasserstoff und erneuerbarem Treibstoff (z. B. Flugtreibstoff). Power-to-X wird demnach eine wichtige Speicherrolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen. Weiterhin wird eine zeitliche Umverteilung der Nutzung von verschiedenen Ressourcen wie Abfall und Holz in Betracht gezogen – aus energietechnischer Sicht ist es sinnvoll, diese komplett in den Wintermonaten für die Produktion von erneuerbaren Treibstoffen sowie für die Wärmeproduktion hoher Temperaturen zur Verfügung zu stellen und über den Sommer zu lagern. Im Sommer kann Hochtemperaturwärme durch die zur Verfügung stehende Elektrizität gedeckt werden.

### 3.5.5 Fazit

Die Energiewende stellt uns vor grosse Herausforderungen. Um Carbon-Capture-(CC-) Technologien etablieren zu können, benötigt es momentan eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brenn- und Treibstoffe in der Höhe von 370 Fr./t CO<sub>2</sub> für Benzin bis 750 Fr./t CO<sub>2</sub> für Erdgas (bei Heizöl und Flugtreibstoff ist eine Abgabe ab 560 Fr./t CO<sub>2</sub> wirkungsvoll, bei Diesel 440 Fr./t CO<sub>2</sub>). Sobald sich die CC-Technologien weiterentwickelt haben und in grösseren Stückzahlen installiert werden, sinken ihre Kosten und damit könnte auch die CO<sub>2</sub>-Abgabe gesenkt werden. Für einen effektiven Wechsel braucht es jedoch zu Beginn die erwähnten Abgaben auf fossile Brennstoffe.

Zusätzlich ist ein Aus- und Umbau der einheimischen Energieinfrastruktur erforderlich. Nur mit rigorosem und schnellem Ausbau von Photovoltaik-, Wind- und Power-to-Gas-Anlagen kann die Energiewende geordnet ablaufen und die Abhängigkeit vom Ausland vermindert werden. Parallel dazu braucht es eine Reduktion im Energiebedarf – allem voran im Verkehr und im Gebäudepark.

<b>Carbon Flows in the Energy Transition</b>	
<b>Beteiligte</b>	IET Institut für Energietechnik, Hochschule Rapperswil IPESE Industrial Process and Energy Systems Engineering, EPFL Sion
<b>Unterstützt von</b>	Das Projekt Carbon Flows in the Energy Transition ist Teil des Nationalen Forschungsprogramms NFP70 des Schweizerischen Nationalfonds und wird vom Bundesamt für Energie und vom Bundesamt für Umwelt unterstützt. 
<b>Zeitraum</b>	April 2018 bis Mai 2019
<b>Kontakt</b>	Zoe Stadler, zoe.stadler@ost.ch

## 3.6 Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) im Schweizerischen Schwerlasttransport

Von Zoe Stadler

### 3.6.1 Kurzinformation zum Projekt

Das Projekt «Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) für den Schweizer Schwerlasttransport» (Akronym „HelloLBG“) ist ein Pilot- und Demonstrationsprojekt, das vom Bundesamt für Energie (BFE), dem Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizer Gaswirtschaft (FOGA) und der Lidl Schweiz AG finanziert wird. Es wird von den Projektpartner:innen Lidl Schweiz DL AG, Kruppen Kerzers AG, Frank Energy GmbH und dem IET Institut für Energietechnik der Hochschule für Technik Rapperswil umgesetzt.

Im Rahmen des Projekts wird evaluiert, unter welchen Bedingungen die Verwendung von Flüssigbiogas für den Schwerlasttransport in der Schweiz ökologisch, ökonomisch und technisch sinnvoll ist und inwiefern ein Beitrag zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen in der Logistik geleistet werden kann. Das Projekt erweitert somit die Kenntnisse zur Produktion und Verwendung erneuerbarer Treibstoffe in der Schweiz.

Zur Evaluierung der Treibhausgasemissionen, die mit der Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) für den Schweizer Schwerlasttransport verbunden sind, wird im Projekt methodisch auf einer Well-to-Wheel-Analyse aufgebaut. Dafür werden die gesamten Emissionen sowie der Energiebedarf entlang der Wertschöpfungskette von LBG untersucht. Da derzeit noch keine LBG-Produktion in der Schweiz existiert, werden im „HelloLBG“ Lieferpfade von ausländischen LBG-Produktionen bis zur Verwendung in den Lkw in der Schweiz betrachtet. Zur Well-to-Wheel (WTW)-Analyse gehören folgende Teilschritte:

1. Herkunft Biomasse und Transport zur Biogasanlage (WTW 1)
2. Biogasproduktion (WTW 2)
3. Aufbereitung Biogas (WTW 3)
4. Verflüssigung (WTW 4)
5. Abfüllung und Transport (WTW 5)
6. Umfüllung und Lagerung in Tankstelle (WTW 6)
7. Umfüllung in den Fahrzeugtank (WTW 7)
8. Fahrzeugbetrieb (WTW 8).

Um den ökologischen und ökonomischen Nutzen des Einsatzes von LBG im Schwerlasttransport zu untersuchen, wird dieser mit der Nutzung von Diesel verglichen. Zusätzlich wird die Möglichkeit einer Produktion von Flüssigbiogas in der Schweiz geprüft. Dazu werden folgende Szenarien betrachtet:

- Verflüssigungsanlagen bei bestehenden Biogasanlagen
- Pooling von Biogasanlagen für eine gemeinsame Verflüssigung
- Grosse Biogasanlage (Neubau) mit Verflüssigungsanlage.

In diesem Projekt sind die Frank Energy GmbH und das IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule verantwortlich für die technisch-wissenschaftliche Erfassung und Analyse der Emissionsdaten und des Energiebedarfs der gesamten Wertschöpfungskette über die Herstellung des Biogases, dessen Verflüssigung und Transport bis hin zur Nutzung in LNG-Lkws in der Schweiz.

### 3.6.2 Hintergrund und das Projekt "HelloLBG"

Ein wesentlicher Teil der Energiestrategie 2050 ist die Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strassenverkehr, der mit 41 % im Jahr 2017 den grössten Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Schweiz ausmacht<sup>46</sup>. Während beispielsweise im Gebäudebereich umgesetzte Massnahmen zunehmend einen erkennbaren Effekt haben, ist der verkehrsbezogene Absenkpfad deutlich hinter den Erwartungen geblieben. Die Transportleistungen Landverkehr (Strasse und Schiene) haben seit 2000 um 19% zugenommen auf 27.9 Mrd. Tonnen-km<sup>47</sup>. Speziell für den Schwerlastverkehr, der in der Schweiz einen Anteil von 95%<sup>48</sup> an Transportleistungen im Strassengüterverkehr hat, müssen Lösungen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion gefunden werden, da der schwere Güterverkehr nach wie vor nahezu vollständig mit Dieselantrieb umgesetzt wird.



Abbildung 15: LNG-Lkw im Auftrag von Lidl Schweiz.  
Quelle: Lidl Schweiz

Bei Lidl Schweiz trägt der Bereich Logistik über 30% zu den betrieblichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei und hat damit einen wesentlichen Einfluss auf den CO<sub>2</sub>-Fussabdruck. Die Krummen Kerzers AG ist eines von wenigen Transportunternehmen im Dienst von Lidl Schweiz und hat einen hohen Anteil am gesamten Auftragsvolumen. Lidl Schweiz und Krummen Kerzers teilen ambitionierte CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele im Bereich der Logistik. Binnen fünf Jahren sollen in beiden Unternehmen in der Logistik jeweils 20% der CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden, und die Firmenstrategie von Lidl Schweiz strebt eine fossilfreie Filialbelieferung bis 2030 an.

Lidl Schweiz und Krummen Kerzers sind bereits seit einigen Jahren engagiert in der Evaluation und Erprobung weiterer Antriebstechnologien sowie der kontinuierlichen Optimierung der Logistik-Prozesse und der bestehenden Fahrzeugflotten. Mit dem Projekt "Goodbye Diesel - HelloLNG" wurde zunächst der Technology Switch von dieselbetriebenen zu LNG-betriebenen Schwerlast-LKWs geprüft und initiiert (LNG = Liquefied Natural Gas = verflüssigtes Erdgas). Das Ziel dabei ist, mit heute verfügbaren und erprobten Technologien umgehend bereits Reduktionen der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen bei vertretbaren oder sogar konkurrenzfähigen Kosten verglichen mit Diesel. Mit einer zukünftigen Umstellung auf Flüssigbiogas, wie sie im «HelloLBG» untersucht wird, würde im Rahmen eines Fuel Switch auf einen Treibstoff umgestellt, der nicht aus fossilen Energieträgern hergestellt wird. Mit der aktuellen Studie wird überprüft, wie gross diese Reduktionen mit dem Wechsel von Diesel zu LBG (Liquefied Biogas) unter verschiedenen Bedingungen sind bzw. sein können.

<sup>46</sup> BFE Bundesamt für Energie: *Energiestrategie 2050. Monitoring-Bericht 2019. Kurzfassung.* (2019). URL [www.energiemonitoring.ch](http://www.energiemonitoring.ch) – Überprüfungsdatum 2020-03-03

<sup>47</sup> Gemäss Bundesamt für Energie, <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/gueterverkehr.html>

<sup>48</sup> <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/gueterverkehr/strasse.html>

Das übergeordnete Projektziel ist die Untersuchung, unter welchen Bedingungen die Verwendung von LBG energetisch, technisch und ökonomisch sinnvoll möglich ist. Dafür untersucht das IET Institut für Energietechnik gemeinsam mit der Frank Energy GmbH alle relevanten Einflussgrößen in der gesamten Wertschöpfungskette einer konkreten LBG-Bezugsquelle (von Produktion bis Verwendung im realen Betrieb, d.h. einschliesslich Transport, Lagerung, Umfüllung, Betankung) und fasst diese in einer Well-to-Wheel-Analyse zusammen. Die folgenden Teilschritte werden dabei unterschieden:

- WTW 1: Herkunft Biomasse und Transport zur Biogasanlage
- WTW 2: Biogasproduktion
- WTW 3: Aufbereitung Biogas
- WTW 4: Verflüssigung
- WTW 5: Abfüllung und Transport
- WTW 6: Umfüllung und Lagerung in Tankstelle
- WTW 7: Umfüllung in den Fahrzeugtank
- WTW 8: Fahrzeugbetrieb

Grundsätzlich werden Well-to-Wheel (WtW) Analysen durchgeführt, um den Einsatz verschiedener Treibstoffe systematisch vergleichen zu können. Dabei werden Energie- und Massenflüsse von der Produktion bis zur Verwendung ermittelt. In Abgrenzung zu LCA-Analysen werden im vorliegenden Projekt energetische und stoffliche Aufwendungen für Wartung und Unterhalt sowie die Bilanzierung des Herstellungs- und Entsorgungsaufwands von Fahrzeugen und Produktionsanlagen nicht eingeschlossen.

Anhand der Untersuchungen einer konkreten LBG-Wertschöpfungskette werden die Sensitivitäten bezüglich verschiedener energetischer Einflussparameter (z.B. Transportwege, Strombedarf Verflüssigung etc.) untersucht und eine mögliche Skalierung auf die Verflüssigung und Verwendung von Schweizer Biogas dargestellt. Dazu werden eigene Messungen durchgeführt und Daten von realen Anlagen eingebunden, welche auf die konkrete Fahrzeugflotte von Lidl Schweiz und ihre Einsatzbedingungen in der Schweiz anwendbar sind.

### 3.6.3 Literatur

Zur Bewertung der Treibhausgasemissionen von Diesel, LNG bzw. LBG gibt es Untersuchungen mit unterschiedlichen Systemgrenzen (LCA bzw. Cradle-to-Grave, Well-to-Tank, Well-to-Wheel etc.). Die Vorteile von LNG gegenüber Diesel bezüglich Treibhausgasemissionen werden in der Literatur unterschiedlich beurteilt. Die folgenden Ausführungen basieren auf den Resultaten aus verschiedenen Untersuchungen<sup>49</sup>. Übereinstimmend können folgende Aussagen zusammengefasst werden:

- Mit Methan betriebene Lastwagen stossen weniger Schadstoffe wie NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> und Partikel aus als Dieselmotoren<sup>50</sup>.

---

<sup>49</sup> Quellen: BFE Bundesamt für Energie: Energiestrategie 2050. Monitoring-Bericht 2019. Kurzfassung. (2019). URL [www.energiemonitoring.ch](http://www.energiemonitoring.ch) – Überprüfungsdatum 2020-03-03. Verbeek, R.; Verbeek, M.: LNG for trucks and ships: fact analysis: Review of pollutant and GHG emissions. 14 February 2015. Lischke, A.; Windmüller, D.; Wurster, R.; Weindorf, W.; Heidt, Ch.; Naumann, K.: Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung. Oktober 2015. Kollamthodi, Sujith; Norris, John; Dun, Craig: The role of natural gas and biomethane in the transport sector: Final Report. February 2016. Vos Logistics: Sustainable transport with LNG trucks: White Paper. June 2016. Schuller, Oliver; Reuter, Benjamin; Hengstler, Jasmin; Whitehouse, Simon; Zeitzen, Lena: Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas: Final Report. 5 May 2017. Bach, Christian; Soltic, Patrik; Rojewski, Jakub; Cabalzar, Urs; Teske, Sinan; Bütler, Thomas: CNG mobility State-of-the-art technology. 2017. Sihvonen, Jori: CNG and LNG for vehicles and ships - the facts. October 2018

<sup>50</sup> Vos Logistics: *Sustainable transport with LNG trucks: White Paper*. June 2016

- Die Darstellung der Treibhausgas-Emissionen von LNG Lastwagen und von dieselbetriebenen Lastwagen variieren je nach Systemgrenze und zugrundeliegenden Annahmen bzw. Einsatzbedingungen und eingesetzten Technologien. Mehrheitlich sind sie für die Verwendung von LNG und Diesel etwa gleich<sup>51</sup>.
- Einer der zu beachtenden technologischen Unterschiede ist das Motorenkonzept der LKWs:
  - Bei reinen gasbetriebenen Ottomotoren werden wegen der geringeren Effizienz der Motoren teilweise etwas höhere Treibhausgas-Emissionen berichtet.
  - Bei selbstzündenden Motoren gemäss dem Diesel-Kreisprozess werden effizienzbedingt ca. 10 % geringere Treibhausgas-Emissionen berichtet (inkl. der Verwendung kleiner Mengen Diesel) verglichen mit dem reinen Dieselbetrieb.
- Die Verwendung von verflüssigtem Biogas (LBG) reduziert die Emissionen an Treibhausgasen zwischen 25 % und über 100 % gegenüber Diesel. Die relativ kleine Reduktion um nur 25 % gemäss Verbeek<sup>52</sup> treten dann auf, wenn in der Biogasanlage ein grosser Methanschlupf auftritt. Zahlen von mehr als 100 % ergeben sich, wenn durch die Produktion von Biogas Methanemissionen der Biomasse vermieden werden, die beispielsweise bei der Lagerung von Gülle oder der natürlichen Verrottung entstehen.<sup>53</sup>

Grundsätzlich entsteht bei fossilen Treibstoffen der weitaus grösste Emissionsanteil beim Verbrennen (>80% beim Diesel, >70% bei LNG). Bei LNG sind die Vorkettenemissionen höher als beim Diesel, dafür können jedoch geringere Treibhausgasemissionen beim Verbrennen erreicht werden, sofern CH<sub>4</sub>-Emissionen vernachlässigbar bleiben.

## Methodik

Als methodische Grundlage für die Well-to-Wheel-Analyse dient die europäische Renewable Energy Directive in der aktualisierten Form (RED II). Darin werden europaweit erstmals verbindliche Nachhaltigkeitskriterien für die Produktion von Strom, Wärme und Brennstoffen aus fester und gasförmiger Biomasse festgelegt.

Anhand von Visitationen bei Produktionsbetrieben wird für WTW 1 bis 5 (Produktion bis Transport LBG) angestrebt, alle für GHG-Emissionen relevanten Daten von Produktion des LBG über den Transport bis zur Tankstelle zu ermitteln. Dies ist vor allem wichtig vor dem Hintergrund, dass gemäss MinÖStG bzw. MinÖStV die Spezifikation von Biogas in der Schweiz enger gefasst wird als in vielen anderen europäischen Ländern, so dass insbesondere die Biomasse-Herkunft validiert werden muss. Die Wertschöpfungskette einer konkreten norwegischen LBG-Produktion stellt ein mögliches Beispiel dar, um empirische Daten zu erheben. Dies ermöglicht eine WTW-Analyse und eine Einordnung der Ergebnisse für diesen konkreten Fall. Zusätzlich ist Ziel dieser Studie, die empirischen Werte auf die Schweiz zu übertragen, und einen WTW-Vergleich für den Fall zu machen, dass das LBG aus einer Schweizer Biogasproduktion kommt.

Um den Bezug zur RED II und den Aufdatierungen mit Aktualisierungen seitens JRC/JEC zu haben, wurde für dieses Projekt das Tool "BioGrace" (Version 4d) zugrunde gelegt und projektspezifisch erweitert, beispielsweise durch Verflüssigung, Umfüllungen und die LNG-Tankstelle ergänzt. Zudem wurden, da bislang nur CNG-Pfade (bzw. CBG) abgebildet wurde, Spezifika wie und das Berücksichtigen allfälliger Blow-Offs und Ventings implementiert. Zusätzlich wurde ein Excel-basiertes Tool entwickelt, das den Scope des angepassten Biograce-Tools (bis und mit Tankstelle) erweitert und die Verwendung/Nutzung des LBG in den Lkws von Krummen Kerzers für die Lidl Schweiz-Filialbelieferung abbildet.

<sup>51</sup> Quellen: Edwards, Robert; Hass, Heiz; Larivé, Jean-Francois; Lonza, Laura; Maas, Heiko; Rickeard, David: Well-To-Wheels Report, JEC Well-to-Wheels Analysis : Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Technical Report Version 4.a. March 2014. Peters-Von Rosenstiel, Dirk; Siegemund, Stefan; Bünger, Ulrich; Schmidt, Patrick; Weindorf, Werner; Wurster, Reinhold; Zerhusen, Jan; Usmani, O.A.; De Wilde, H.P.J.: LNG in Deutschland: Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr: Potenzialanalyse und Politikempfehlungen für einen erfolgreichen Markteintritt. Februar 2015

<sup>52</sup> Verbeek, R.; Verbeek, M.: *LNG for trucks and ships: fact analysis: Review of pollutant and GHG emissions*. 14 February 2015

<sup>53</sup> «Gülle und Bioabfälle verursachen nach wie vor durch die notwendige Lagerung, Behandlung und Verwertung relevante Treibhausgasemissionen. Sie werden heute teilweise bereits in Biogasanlagen zur Bereitstellung von erneuerbarer Energie eingesetzt. Es bestehen für diesen Nutzungsweg noch Ausbaupotenziale, weshalb verschiedene Instrumente – allen voran das Erneuerbare-Energien-Gesetz – klare Anreize für den Einsatz in Biogasanlagen setzen.» aus: Deutsches Umweltbundesamt (2018), «Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle», [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15\\_texte\\_41-2019\\_biogasproduktion.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_texte_41-2019_biogasproduktion.pdf)

Um den Einsatz von LBG im Schwerlasttransport bewerten zu können, wird dieser mit dem Einsatz von Diesel verglichen.

### 3.6.4 Wissenschaftliche Begleitung und Messungen

#### Tankstellenbetrieb

Gegenstand der Untersuchung in diesem Projekt ist die LNG-Tankstelle bei der Lidl Warenverteilzentrale in Sévaz.



Abbildung 16: Tankstelle in Sévaz mit Lkw beim Betankungsvorgang. Im Hintergrund der LNG-Trailer, welcher die Tankstelle mit LNG beliefert.

Um die betriebsbedingten Treibhausgasemissionen der LNG-Tankstelle zu erfassen, werden deren elektrischer Energiebedarf sowie allfällige Methanemissionen gemessen. Zu diesem Zweck wurden Sensoren und ein Erfassungssystem installiert, von dem Daten zur Auswertung übertragen werden. Die Häufigkeit und Dauer von Methanemissionen können mithilfe von je einem Temperatursensor an der Blow-Off und an der Vent-Leitung erfasst werden. Der vor Ort installierte Messschrank ist mit Datenlogger und GSM-Modul ausgerüstet. Dadurch können die Daten in Echtzeit abgerufen und ausgewertet werden.

Zusätzlich wurden Messungen mit einer Gas-Cam durchgeführt, um weitere (noch unbekannte) Methanemissionen (Leckagen) zu finden. Zur exakten Bestimmung der Menge an Methan bei Blow-Offs und Ventings sind Messungen mit einem Ultraschall-Durchflussmessgerät vorgesehen.



Abbildung 17: Installation des Messschrankes zur Strommessung bei der Tankstelle in Sévaz im Januar 2020.



Abbildung 18: Überprüfung der Befüllung der Tankstelle auf Leckage mit einer Gascam durch die Itema GmbH.

Neben den eigenen Messungen werden die folgenden Datenquellen auch analysiert:

Daten der Tankstelle (Scada): mithilfe des Drucks wird die Temperatur berechnet und analysiert

- Daten Bezahlsystem (Betankungsmenge pro Fahrzeug): Angaben zu Hersteller des Fahrzeugs, Anzahl Tankstops, Durchschnittliche Füllmenge usw.
- Lieferdaten LNG (Füllmenge)

Dies dient alles zum besseren Verständnis um den Betrieb zu optimieren.

### **Lkw-Betrieb**

Um eine eigene Einschätzung der Treibhausgas-Emissionen konkreter LKWs beim Betrieb in der Schweiz zu erhalten, werden der Treibstoffbedarf und die Emissionen pro transportiertem Tonnenkilometer bestimmt und mit den Emissionen eines Diesel-Lkw im Realbetrieb und unter ähnlichen Bedingungen verglichen. Um die Verbrauchsdaten sowie die Emissionen festzustellen, werden in diesem Projekt zwei LNG-Lkw (je einer von Volvo und Iveco) und ein Diesel-Lkw von Volvo gemessen. Alle Lkw wurden von der Berner Fachhochschule in ihrer Abgasprüfstelle auf ihren Treibstoffbedarf sowie auf die Zusammenstellung des Abgases im Auspuff untersucht. So können bei den LNG-Lkw Restbestände von Methan im Abgas festgestellt werden. Die Lkw wurden unter Realbedingungen im Strasseneinsatz geprüft, bei derselben transportierten Last. Zusätzlich dazu wurden die Lkw mit einem CAN-Bus-Datenlogger ausgerüstet, welcher die Signale der Lkw ausliest und mit welchen die Daten der Lkw auf längere Zeit aufgenommen werden können. Die Ergebnisse von diesen beiden Messungen sind noch ausstehend. Zusätzlich werden Daten aus den Telematiksystemen der Fahrzeughersteller für ein ganzes Jahr erfasst und analysiert.



Abbildung 19: Aufbau Messequipment der Abgasprüfstelle der Berner Fachhochschule in Nidau.



Abbildung 20: Montierte Gewichte im Auflieger der Lkw für die genaue Kenntnis der transportierten Last.

### Lessons Learnt

Dieses Projekt bietet die Möglichkeit, Erfahrungen beim Aufbau und Betrieb der benötigten LNG-Infrastruktur zu sammeln. Bei der Planung einer LNG-Tankstelle, wie sie in den bisherigen Projekten eingesetzt wurden, sollen die folgenden Punkte beachtet werden:

- Bei der Inbetriebnahme muss sichergestellt sein, dass zeitgleich kompatible LNG-Fahrzeuge und die Tankstelle verfügbar sind.
- Es ist vorteilhaft, Planer herbeizuziehen, welche neben den technischen Aspekten auch logistische und regulatorische Kenntnisse einbinden können.
- Es bestehen kantonale Unterschiede bei baulichen Vorgaben, Auslegung der Störfallverordnung und Klassifizierung gemäss Brandschutznormen. Es ist daher unabdingbar frühzeitig mit den einzelnen kantonalen Ämtern (Amt für Umwelt, Amt für Arbeit und Wirtschaft, Feuerschutzamt, etc.) Kontakt aufzunehmen und die Anforderungen abzuklären.
- Es empfiehlt sich ebenfalls die zuständige Feuerwehr frühzeitig über das Vorhaben zu informieren, damit diese sich rechtzeitig mit den Sicherheitsanforderungen vertraut machen können.
- Die Zulassung der Anlagen erfolgen durch die SUVA und das TISG. Das Kesselinspektorat prüft den Druckbehälter in regelmässigen Abständen und bei Inverkehrbringungen die notwendigen Sicherheitszertifikate. Auch hier bietet es sich an, frühzeitig mit den Stellen in Kontakt zu treten.

Für die Bestellung von LNG gibt es verschiedene Anbieter, deren Produkt weitgehend identisch ist, jedoch sind die Dienstleistungen unterschiedlich und müssen im Detail abgesprochen werden.

Schwierigkeiten im Betrieb einer Tankstelle können sein:

- Liefertage des LNG/LBG: oftmals kann nicht an allen Wochentagen geliefert werden (hängt vom Transportunternehmen ab). Dies erfordert eine genaue Abstimmung der Bestellmenge und Lieferterminen.
- Die Füllstandsanzeigen der Tankstellen sind sehr ungenau. Dies erschwert die Planung von Lieferungen sowie den Befüllvorgang.

Der Betrieb der Lkw-Flotte ist von verschiedenen Rahmenbedingungen abhängig:

- Es muss jederzeit möglich sein, das Fahrzeug zu betanken (Treibstoff darf nicht ausgehen).
- Tankvorgänge sollten jedoch nicht zu häufig sein (Druck im Tank).

- Es besteht eine Abhängigkeit von der Lieferfirma (z.B. bei Streiks in Frankreich). Eine Mehr-Lieferfirmen-Strategie ist aus verschiedenen Gründen empfehlenswert.

Diese Abhängigkeiten können durch ein dichteres Tankstellennetz vermindert und damit mehr Flexibilität erreicht werden.

### 3.6.5 Szenarien für eine Schweizer LBG-Produktion

Um die Möglichkeiten einer LBG-Produktion in der Schweiz abzuschätzen, wurden verschiedene Szenarien definiert. Dazu wird u.a. das nachhaltig nutzbare Potenzial von Biogas für die Produktion von LBG in der Schweiz betrachtet. Alle Szenarien können spezifische Vor- und Nachteile haben, die qualitativ und - so weit als möglich - quantitativ (d.h. techno-ökonomisch) verglichen werden. Folgende drei Szenarien werden im weiteren Projektverlauf genauer untersucht:

- Einzelne Anlagen (Landwirtschaftliche Biogasanlage; Kompogas-Anlage): Für die Einzelanlagen werden typische Produktionskapazitäten bestimmt. Annahme: Für die Ergänzung einer Verflüssigungsanlage kommen insbesondere solche Standorte infrage, die über keinen Gasnetz-Anschluss verfügen und deren Stromproduktion via BHKW perspektivisch nicht mehr rentabel ist.
- Pooling existierender Anlagen: Für das Pooling existierender Anlagen gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten: Die Verbindung mehrerer Biogas-Anlagen mittels eines Rohbiogas-Netzes oder die Entnahme einer bestimmten Menge Biogas aus dem existierenden Gasnetz.
- Neuer Standort LBG-Produktion (inkl. Biogas-Anlage): Für dieses Szenario würde ein geeigneter Standort gesucht, an dem eine neue (und grosse) Biogas-Produktion speziell für die Aufbereitung und Verflüssigung geplant und installiert würde, um ökonomische Skaleneffekte zu nutzen.

### 3.6.6 Ausblick

Aktuell laufen weiterhin die oben genannten Messungen, bzw. deren Auswertung. Zusätzlich werden Optimierungsmassnahmen erprobt, um verschiedene Schwierigkeiten im Betrieb von Tankstelle und Lkw zu reduzieren und zu beheben.

Das Projekt "HelloLBG" wird voraussichtlich im Mai 2021 abgeschlossen. Bis dann liegen die Resultate in Form eines Projektberichts inklusive der erarbeiteten Well-to-Wheel-Analyse, lessons learnt und einer Szenarienstudie vor.

<b>Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) im Schweizerischen Schwerlasttransport</b>	
<b>Beteiligte</b>	Lidl Schweiz AG Krummen Kerzers AG Frank Energy GmbH IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule
<b>Unterstützt von</b>	Unterstützt von: BFE Bundesamt für Energie, Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizerischen Gasindustrie (FOGA).
<b>Zeitraum</b>	Mai 2019 bis Mai 2021
<b>Kontakt</b>	Fabian Ruoss, fabian.ruoss@ost.ch Zoe Stadler, zoe.stadler@ost.ch

## **3.7 BioBoost – Flexibler Biogas-Booster**

*Von Zoe Stadler*

### **3.7.1 Hintergrund**

Eine nachhaltige Energieversorgung erfordert den Zubau von Anlagen zur Produktion von erneuerbarem Strom. Dieser Strom aus Sonne und Wind wird jedoch oft nicht dann produziert, wenn er konsumiert wird. Als kurzzeitige Speicher dienen Batterien, welche jedoch für die langfristige Speicherung nicht geeignet sind. Power-to-Gas Technologien weisen höhere Energiedichten auf und erlauben dadurch grössere Speicherkapazitäten. Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas Anlagen sowie Biogas können sich gegenseitig ergänzen und als CNG und LNG Anwendung finden. Es ist wichtig, dass die Komponenten eines erneuerbaren Energiesystems Flexibilität für das Gesamtsystem zur Verfügung stellen können. Die Energieträger Methan, Wasserstoff und Elektrizität können sich so gegenseitig kompensieren.

In einigen Jahren fällt für viele der heutigen Biogasanlagen in der Schweiz die KEV-Förderung weg, womit die Einspeisung des erneuerbaren Gases in das Erdgasnetz interessant wird. Für die Einspeisung ist eine Gasreinigung notwendig, welche dem Rohbiogas die ca. 40% CO<sub>2</sub> entnimmt, welches heute in reiner Form in die Atmosphäre abgegeben wird. Zukünftig ist es sinnvoll, dieses CO<sub>2</sub> anderweitig zu nutzen, zu speichern oder im Sinne der Kreislaufwirtschaft zusammen mit Wasserstoff wiederum zu methanisieren. Es soll untersucht werden, ob dieses CO<sub>2</sub> mittels biologischer Methanisierung in CH<sub>4</sub> umgewandelt werden kann.

Als nachhaltig positionierte Energieversorgerin ist Eniwa bestrebt, eine langfristige Sicherung der notwendigen erneuerbaren Gase zu erreichen. Der bisherige Aufbau von Biogasanlagen in der Schweiz ist zu langsam um die angestrebten Klimaziele zu erreichen. Eniwa sucht deshalb zusätzliche Möglichkeiten, um die Beschaffung von erneuerbarem Gas sicherzustellen. Dadurch ist das Projekt "BioBoost – Flexibler Biogas-Booster entstanden".

### **3.7.2 Das Projekt "BioBoost"**

Es ist das Ziel dieses Projektes, ein Konzept und ein detailliertes Design eines flexiblen Knotenpunkts des Energiesystems zu erstellen, der unter Verwendung von Biogas das Elektrizitätsnetz via Wasserstoff mit dem Gasnetz verbindet. Das Konzept deckt sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte ab. Die Untersuchungen werden anhand dem Standort der ARA Reinach durchgeführt mit Überlegungen zu Skalierung auf andere Grössen.

Im Rahmen des Projektes soll aufgezeigt werden, ob und wie die biologische Methanisierung technisch machbar, ökologisch verträglich und ökonomisch sinnvoll in der relevanten Umgebung von kleinen und mittleren Klär- und Biogasanlagen einsetzbar ist. Damit weist das Vorhaben enormes Potential zur Übertragbarkeit für andere Anlagenstandorte auf. Der überwiegende Teil der in der Schweiz installierten erneuerbaren Biomasseanlagen wird über Einspeisevergütungen von elektrischem Strom vergütet. Mit dem allmählichen Ende der Vergütungsphase stehen Investorinnen und Anlagenbetreiber vermehrt vor der Entscheidung, wie mit bestehenden Anlagen verfahren werden soll und welche zusätzlichen Wertschöpfungspfade möglich sind. Ein Weiterbetrieb mit Ergänzung einer Methanisierungsanlage und Einspeisung des biogenen Methans in das Erdgasnetz ist ein vielversprechender Erlöspfad und im Sinne der nationalen Klimastrategie.

Für die Wasserstoffbereitstellung werden unter anderem der Einkauf von grünem Wasserstoff, die Nutzung von Wasserstoff aus industriellen Prozessen sowie die Installation eines Elektrolyseurs vor Ort in Betracht gezogen.

### 3.7.3 ARA Reinach mit Biogasproduktion und Membran-Aufbereitung

Die ARA Reinach klärt das Abwasser von 53'000 Einwohnerinnen und Einwohnern. Eniwa bereitet das Klärgas mit einer Aufbereitungsanlage (Membrantechnologie) zu Biomethan auf und speist es in das Erdgasnetz ein. Aufgrund des im Klärgas vorhandenen Kohlenstoffdioxids, welches bei der Aufbereitung abgetrennt wird, steht dieses am Standort für eine Methanisierung zur Verfügung ( $> 80'000 \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$  pro Jahr).

Die Installation der Membranaufbereitungsanlage im Jahr 2015 war ein BFE-Forschungsprojekt und ist auf die Aufbereitung von  $40 \text{ Nm}^3/\text{h}$  Rohgas ausgelegt. Die Membrantechnik zur Aufbereitung von Biogas war zu diesem Zeitpunkt eine verhältnismässig junge Technologie, weshalb erst wenige Betriebserfahrungen vorlagen. Aufgrund der Anlagengrösse und der Auftragsvergabe an die Schweizer Anlagenlieferantin Apex AG, welche bis zu diesem Zeitpunkt noch keine kommerzielle Anlage gebaut hatte, war das Projekt ein wichtiger Wegbereiter für weitere ähnliche Anlagen.



Abbildung 21: ARA Reinach mit Gasaufbereitungsanlage. Bildquelle: Müller, Christian; Oester, Ueli (2018): Biogasaufbereitungsanlage - Aufbereitung von  $40 \text{ Nm}^3/\text{h}$  Klärgas zu Reingas und Einspeisung ins 5 bar-Erdgasnetz. Hg. v. BFE Bundesamt für Energie, zuletzt geprüft am 20.05.2020

Die existierende Aufbereitungsanlage beinhaltet ein Aufbereitungsmodul mit Odorierung, einen Gasverdichter und weitere Komponenten (u. a. Aktivkohlefilter, Sensorik, Gasmessung). Im kleineren Container (siehe Abbildung 2) ausserhalb der Ex-Zone sind die Anlagensteuerung und die Gasanalytik verbaut.

### 3.7.4 Methodik

Für die Anlage in Reinach wird eine Auslegeordnung entsprechend den aktuellen Volumenströme vorgenommen und verschiedene Varianten geklärt. Es werden verschiedene Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung untersucht sowie deren Anlagenintegration in Kombination mit der Methanisierung betrachtet.

Die Auslegung in diesem Projekt richtet sich nach den aktuellen Volumenströmen im kontinuierlichen Betrieb mit einer durchschnittlichen Klärgasproduktion von  $50 \text{ Nm}^3/\text{h}$  Klärgas sowie einem zweiten Szenario mit einer grösseren Auslegung (ca. Faktor 2.5).

Als Wasserstoffquellen werden die folgenden Möglichkeiten in Erwägung gezogen und auf ihre technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte untersucht:

- Laufwasserkraftwerk in der Region
- Nutzung von verunreinigtem Wasserstoff aus industriellem Prozess
- Wasserstoffmarkt (heute und zukünftig)
- Installation eines Elektrolyseurs vor Ort
- Pyrolyse von Erdgas mit Speicherung des Kohlenstoffs im Boden

Je nach Bezugsquelle wird auch der Transport des Wasserstoffs analysiert.

### 3.7.5 Ausblick

Als Grundlage für die techno-ökonomische Untersuchung wurden in einem ersten Schritt die Volumenströme bestimmt, für welche die Anlage ausgelegt werden soll. Anhand dieser konnten verschiedene Varianten der Wasserstoffbereitstellung und Möglichkeiten des Gesamtanlagenbetriebs diskutiert werden.

Die nächsten Schritte für die techno-ökonomische Analyse beinhalten die genauere Betrachtung einer industriellen Wasserstoffquelle sowie die Gegenüberstellung verschiedener Wasserstoffquellen für einen aussagekräftigen Vergleich. Mittels einem Tool werden die Energieströme der Gesamtanlage nachvollzogen und die Anlage ökonomisch analysiert. Mit diesen Ergebnissen können anschliessend Aussagen zur Skalierung und Verallgemeinerung getroffen werden.

Das IET Institut für Energietechnik unterstützt hierbei in der Gesamtbetrachtung der Anlage, der Berechnung verschiedener Szenarien sowie mit einer wissenschaftlichen Begleitung.

<b>BioBoost – Flexibler Biogas-Booster</b>	
<b>Beteiligte</b>	Eniwa AG IET Institut für Energietechnik microbEnergy GmbH Apex AG
<b>Unterstützt von</b>	BFE Bundesamt für Energie
<b>Zeitraum</b>	Februar 2020 bis Dezember 2020
<b>Kontakt</b>	Zoe Stadler, zoe.stadler@ost.ch Justin Lydement, justin.lydement@ost.ch

## 4. Europäische Projekte

### 4.1 STORE&GO

Von Robin Leonhard

#### 4.1.1 Einleitung

Power-to-Gas beschreibt die Umwandlung von elektrischer Energie in einen gasförmigen Energieträger, hier synthetisches Methan, das langfristig gespeichert und zeit- bzw. ortsunabhängig in einem anderen Prozess zur Erzeugung von Wärme, Strom oder Antriebsenergie genutzt werden kann. Im Rahmen des STORE&GO Projekts wurde an drei Standorten jeweils eine Power-to-Gas Anlage mit neuartigem Methanisierungsverfahren geplant, errichtet und in Betrieb genommen. Am Standort Falkenhagen (DE) wurde eine katalytische Methanisierung mit wabenförmigen Reaktorelementen verwendet, die das Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) entwickelte. Durch die Waben wird eine grosse spezifische Oberfläche erreicht, an der die Sabatier-Reaktion stattfinden kann. In Troia (IT) wird ebenfalls eine katalytische Methanisierung in Form eines Mikroreaktors eingesetzt. Bei diesem Reaktortyp wird durch eine metallische Kanalstruktur eine grosse Oberfläche und eine gute Wärmeableitung erreicht. Der Reaktor wurde gemeinsam von CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives) und der französischen Firma Atmosat entwickelt. In Solothurn (CH) wird ein biologisches Methanisierungsverfahren der deutschen Firma Electrochaea eingesetzt.

#### **STORE&GO in Europa und in der Schweiz**

Im Rahmen von Horizon 2020, Forschungs- und Innovationsprogramm der Europäischen Union für Forschung und Innovation, wurde 2016 das internationale Projekt STORE&GO lanciert: 27 Projektpartner aus sechs europäischen Ländern haben die Power-to-Gas-Technologie weiterentwickelt. Im Zentrum der Forschung steht die Herstellung erneuerbarer Gase über den Schritt der Methanisierung und die Speicherung in einem industriellen Umfang, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Berücksichtigt werden neben technologischen auch ökonomische und rechtliche Fragen. Geforscht wurde anhand von drei unterschiedlichen Power-to-Gas-Konzepten an drei Standorten in Deutschland (Falkenhagen, Brandenburg), Italien (Troia, Apulien) und der Schweiz (Solothurn). Das Projekt STORE&GO hatte eine Laufzeit von vier Jahren (2016-2020) und wurde von der EU gefördert. Das Budget beträgt insgesamt 28 Mio. Euro, wovon 5,7 Mio. Euro auf die Schweiz entfallen. Hier sind fünf Partner aus der Schweiz, ergänzt um einen sechsten, deutschen Partner, im Solothurner Teilprojekt involviert: OST Ostschweizer Fachhochschule, Regio Energie Solothurn, der Schweizer Verband des Gas- und Wasserfachs, die EPFL, die EMPA und das Unternehmen Electrochaea.

Mehr online: [www.storeandgo.info](http://www.storeandgo.info)

Die OST hatte über die ganze Projektlaufzeit den Lead im *Workpackage 5*. In diesem war die zentrale Aufgabe, die drei Verfahrenskonzepte aus techno-ökonomischer Sicht zu analysieren. Die Demonstrations-Anlagen wurden mit diversen Lastprofilen betrieben und anhand von Leistungsindikatoren bewertet. Mit den Ergebnissen konnten Optimierungspotentiale der einzelnen Methanisierungsreaktoren sowie der gesamten Anlagen identifiziert werden. Gleichzeitig war die OST einer der führenden Projektpartner in *Workpackage 3*, welches sich dem Aufbau und dem Betrieb der biologischen Methanisierung in Solothurn widmete.

#### 4.1.2 Solothurn

Dank unseres fundierten Fachwissens in der Anwendung von Methanisierungstechnologien, war die OST in Solothurn neben den techno-ökonomischen Analysen auch intensiv an der Planung und dem Betrieb der Anlage tätig und durfte so den gesamten Prozess von Anfang bis Ende begleiten. In diesem Kapitel wird ausführlich darüber berichtet.



Abbildung 22: Am rechten Bildrand die Methanisierungsanlage auf dem Areal Aarmatt in Zuchwil.

Der Standort der Schweizer Demoanlage auf dem Areal des Hybridwerks Aarmatt der Regio Energie Solothurn wurde aus mehreren Gründen als idealer Standort für eine Power-to-Gas-Anlage ausgewählt. Einerseits befinden sich bereits die Netze der notwendigen Betriebsmittel zur Speisung der End- und Nebenprodukte auf dem Areal des Hybridwerks. Andererseits war bereits ein 350kW<sub>e</sub> Elektrolyseur am Standort vorhanden. Dies war eines der Kriterien für die Auswahl der Förderprojekte.

### Hybridwerk

Das Hybridwerk startete im Dezember 2014 mit dem operativen Betrieb des Elektrolyseurs. Es zeigte die Möglichkeiten der Konvergenz des Stromnetzes mit dem Gasnetz und erweiterte die Möglichkeiten der Sektorenkopplung.

In der Regel müssen bei einem Stromüberangebot Solar-, Wind- und auch Wasserkraftwerke vom Netz genommen werden, damit die Stromnetze nicht überlastet werden. Dank des Hybridwerks Aarmatt wird aus dem überschüssigen Strom Wasserstoff hergestellt, der in Zeiten mit hohem Energiebedarf genutzt werden kann. Die Wasserstoffproduktion findet im Elektrolyseur statt. Dort wird de-ionisiertes Wasser in seine Elemente H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> aufgespalten und der Wasserstoff dann entweder in Speichern zwischengelagert oder ins Erdgasnetz eingespeist. Durch das Power-to-Gas Verfahren kann somit erneuerbare Energie saisonunabhängig und langfristig speicherbar werden und zeit- und ortsunabhängig beliebig je nach Kunden- und Energiebedarf bezogen werden.

Diese Form von Energieanlage ist einmalig in der Schweiz und steht exemplarisch für eine Energiezukunft, in der einer integrierten Energieproduktion und –speicherung eine entscheidende Bedeutung zukommen wird. Die Anlage ist so geplant und gebaut, dass sie je nach Entwicklung der Bedürfnisse und der eingesetzten oder neuen Technologie modular erweitert werden kann.

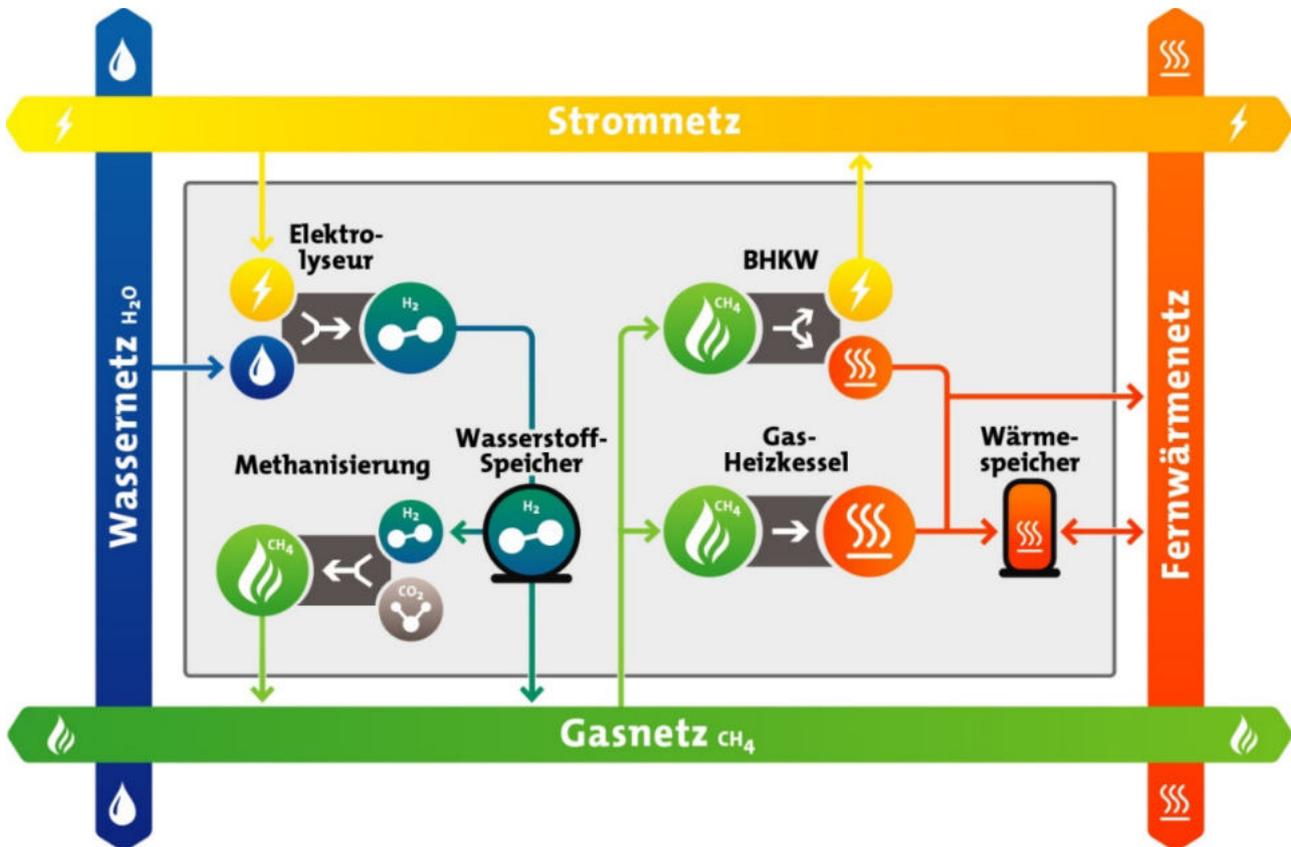


Abbildung 23: Synergien der Energienetze im Hybridwerk Aarmatt © Regio Energie Solothurn

Im Rahmen des STORE&GO Projekts wurde das Hybridwerk wie bereits erwähnt um die Technologie der biologischen Methanisierung erweitert. Diese wandelt den Wasserstoff in einem weiteren Prozessschritt in Methan um und ermöglicht so die Einspeisung von synthetischem Gas auch bei geringem Durchfluss ins Gasnetz, ohne die Maximalbegrenzung von 2 Vol.-% Wasserstoff im Gasgemisch nach der Einspeisung zu überschreiten.

### Power-to-Methane Prozess

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten vorgestellt und die Erfahrungen aus Planung, Bau und Betrieb der Anlage erläutert.

### CO<sub>2</sub> Quelle

Um synthetisches Methan herzustellen, braucht man neben dem Wasserstoff auch Kohlenstoffdioxid, das aus jeder beliebigen CO<sub>2</sub> Quelle stammen kann. Im Fall des STORE&GO Projekts in Solothurn kommt es von der Abwasserreinigungsanlage (ARA) des Zweckverbands der Abwasserregion Solothurn-Emme (ZASE). Das CO<sub>2</sub> wird in einem mehrstufigen Membransystem vom Rohbiogas abgetrennt. Auf der einen Seite bleibt methanreiches Biogas übrig, welches in das Gasnetz eingespeist wird, und auf der anderen Seite kohlenstoffdioxidreiches Gas, das in die benachbarte Müllverbrennungsanlage KEBAG geführt wird, um dort restliche Methanrückstände zu verbrennen. Von dieser Leitung wurde eine Abzweigung zum Standort des Hybridwerks eingerichtet, sodass das Kohlenstoffdioxid für die Methanisierung bereitgestellt werden kann. Die unterirdische Pipeline besteht aus einer PE 90X76.3 S5-Rohrleitung und ist 2,5 km lang. Für den Power-to-Gas Prozess werden ca. 30 m<sup>3</sup>/h (NTP) des CO<sub>2</sub>-reichen Gases mittels Gebläse transportiert. Der Druckverlust über die Leitungslänge beträgt ca. 100 mbar. Im Hybridwerk wird das CO<sub>2</sub> auf 12 bis 14 bar komprimiert, um ohne weiteren Energieaufwand beim Betriebsdruck der Methanisierung von 10 bar für den Prozess bereitzustehen.

## **Elektrizität und Wasserstoff**

Die Methanisierungsanlage ist für eine Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von 700 kW ausgelegt. Die installierte Kapazität der PEM-Elektrolyse beträgt jedoch nur 350 kW, was einer Wasserstoffproduktion von ca. 60 m<sup>3</sup>/h<sub>(NTP)</sub> entspricht. Um den Volllastbetrieb der Demonstrationsanlage mit einer äquivalenten Elektrolyseleistung von 700 kW (120 m<sup>3</sup>/h<sub>(NTP)</sub>) durchführen zu können, wurde die Kapazität des H<sub>2</sub>-Speichers von 146 auf 292 m<sup>3</sup><sub>(NTP)</sub> erhöht. Der Wasserstoffspeicher kann unter maximalem Betriebsdruck der Elektrolyse von 30 bar befüllt werden. Dies gewährleistet einen Betrieb mit voller Kapazität von ca. 4,5 Stunden. Danach müssen die Wasserstoffspeicher wieder befüllt werden.

## **Biologische Methanisierung**

Als Methanisierung wird die Umwandlung von Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid in Methan bezeichnet. Die chemische Reaktion von Kohlenstoffdioxid zu Methan wird auch als Sabatier-Prozess bezeichnet. Sie wurde 1902 von Paul Sabatier und J.B. Sendersens entdeckt. Neben einem chemischen Verfahren ist die Methanisierung auch auf biologische Weise möglich. Diese nutzt Mikroorganismen, die Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid im Stoffwechselprozess zu Methan und Wasser umwandeln, sogenannte methanogene Archaeen. Die Firma Electrochaea setzt für ihr spezielles Verfahren eine Reinkultur von Archaeen mit einer sehr hohen Selektivität in einem kontinuierlichen Rührkesselreaktor (CSTR) ein. CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> werden im Verhältnis 4:1 gemischt und dem Reaktor von unten zugeführt. Um die Blasengrösse zu minimieren und eine gute Löslichkeit des Wasserstoffs im wässrigen Medium zu erreichen, ist ein mit Schaufeln versehenes Rührwerk im Reaktor installiert. Das Rührwerk in Kombination mit speziellen Strömungsbrechern erhöht zudem die Verweildauer des Wasserstoffs und Kohlendioxids im Medium und ist dadurch besonders lange für die Archaeen verfügbar.

Um die Reaktion einzuleiten, muss der Reaktor auf 62°C erwärmt werden, bevor das Mischgas zugegeben wird. Während des Methanisierungsprozesses ist eine Kühlung erforderlich, um eine Überhitzung des Reaktors zu vermeiden. Der Stoffwechselprozess der Archaeen produziert Abwärme, die durch eine Kühlschleife im Inneren des Reaktors abgeführt wird und so ausgelegt ist, dass das Reaktionsmedium auf Temperaturen zwischen 61 °C und 65 °C gehalten wird.

Um die spezifischen Parameter für die Vermehrung und das Überleben der Archaeen einzuhalten, werden dem Reaktor verschiedene Nährstoffe zugeführt. Die Prozessbedingungen sind so einzustellen, dass die Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid durch die Mikroorganismen biologisch katalysiert wird und gemäss folgender Reaktion abläuft:  $4\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ .

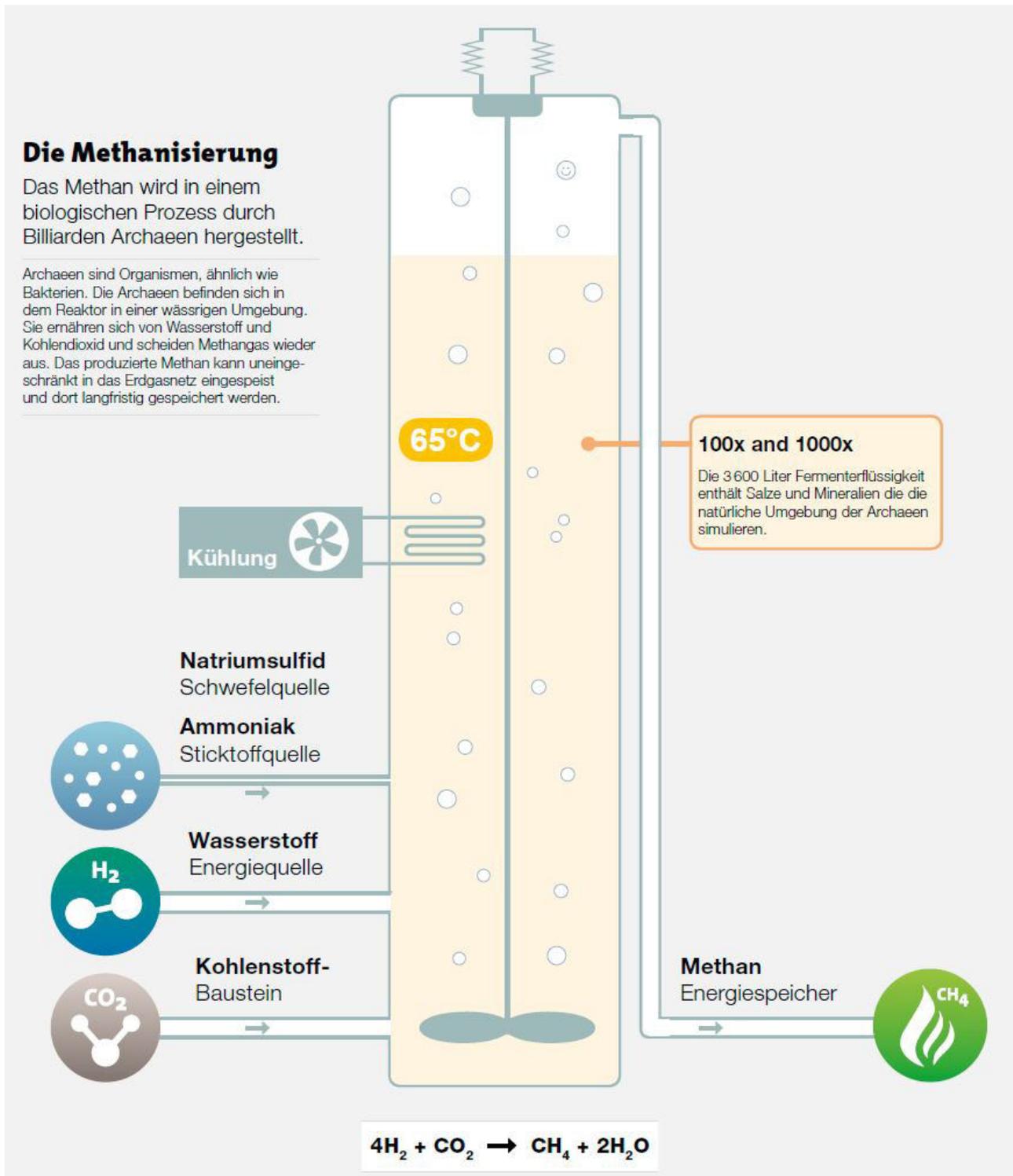


Abbildung 24: Der Prozess der biologischen Methanisierung.

Die methanogenen Archaeen bevorzugen eine sauerstofffreie Umgebung, dies bedeutet, dass ein negatives Redox-Potential in dem Bioreaktor vorliegen muss. Das Kohlenstoffdioxid und der Wasserstoff lösen sich in der wässrigen Lösung und werden von den Archaeen sehr effizient und schnell aufgenommen und in Methan und Wasser verstoffwechselt. Die Reaktorkonfiguration und die Betriebsbedingungen werden so gewählt, dass das Ausmass des Kohlenstoffdioxidverbrauchs maximiert und gleichzeitig die erforderliche Menge an

Wasserstoff minimiert wird. Bei stöchiometrischer Umsetzung der reaktiven Gase ( $H_2$  und  $CO_2$ ) beträgt das  $CH_4$ -Produktgasvolumen 20% des Volumens der Ausgangsstoffe. Der grösste Teil des Nebenprodukts Wasser bleibt in der flüssigen Phase und wird kontinuierlich abgezogen und der Kanalisation zugeführt, um das Flüssigkeitsniveau im Reaktor innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten.

Die Nährstoffzugabe erfolgt ebenfalls kontinuierlich, während die Mittel zur Reduktion der Schaumbildung im Kopf des Turms sowie zum Einstellen des optimalen pH-Werts nur bei Bedarf in den Reaktor gepumpt werden.

Das Produktgas wird anschliessend in der Gasaufbereitung von möglichem Schaum und Schwefelwasserstoff befreit und mittels Kühlung und Trocknungskolonnen wird Restfeuchtigkeit entfernt, um die finale Konditionierung für die Einspeisung zu erreichen. Ein Regelventil sorgt dafür, dass der Systemdruck im Reaktor konstant bleibt, bevor das Gas analysiert und in das Erdgasnetz eingespeist oder bei Bedarf abgefackelt wird.

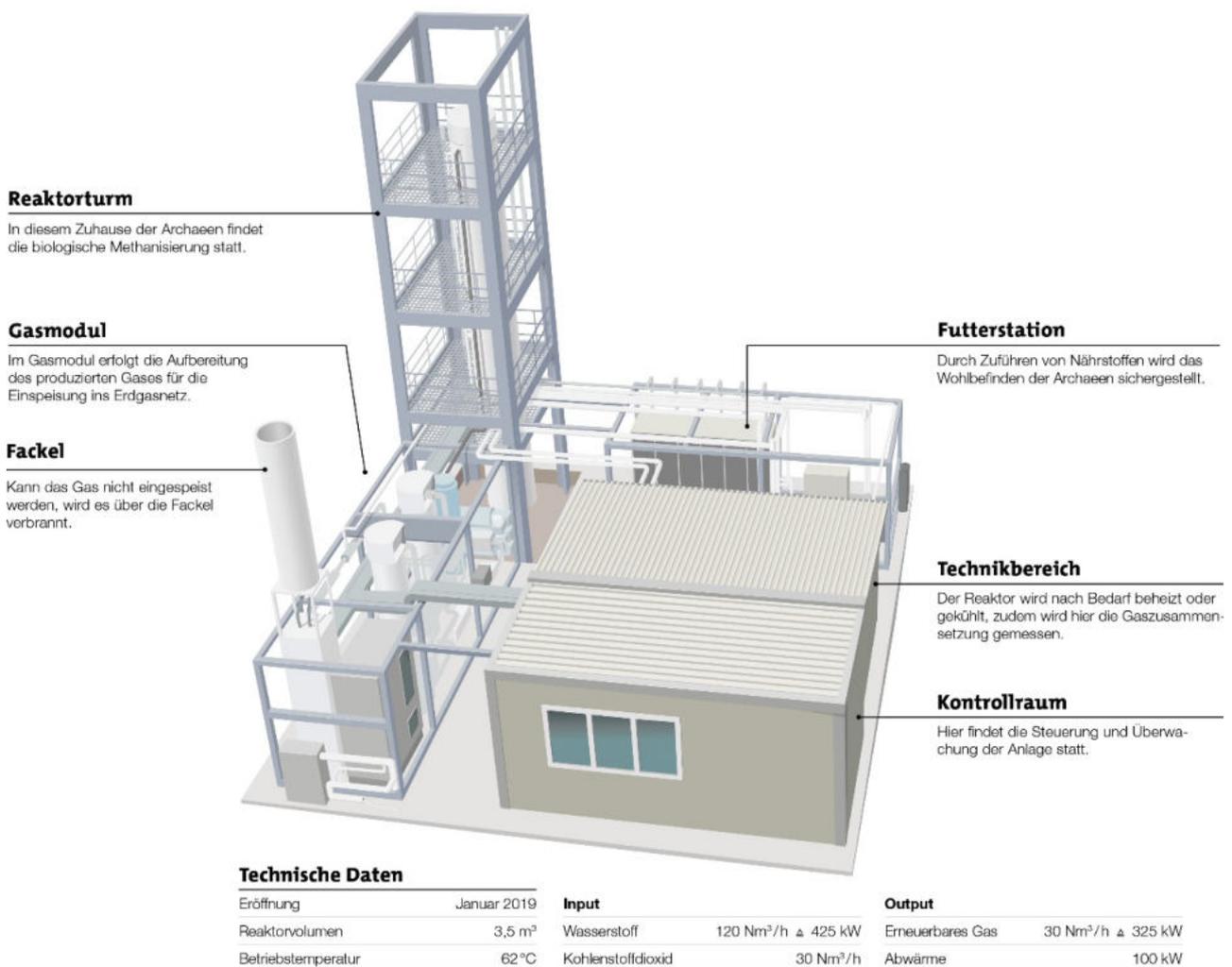


Abbildung 25: Aufbau der Anlage © Regio Energie Solothurn

## Wärmenetz

Beide Prozessschritte, Elektrolyse und Methanisierung, produzieren während des jeweiligen Betriebs Abwärme. Diese kann in geeigneten Wärmesenken genutzt werden. Am Standort des Hybridwerks wird die Abwärme des Elektrolyseprozesses in den Rücklauf des Fernwärmenetzes eingespeist. Die Abwärme der Methanisierung hat ein ähnliches Temperaturniveau und könnte ebenfalls genutzt werden. Aufgrund der nur temporären Installation hat man zwar auf die Einbindung verzichtet, im Rahmen des Projekts STORE&GO wurden jedoch die Auswirkungen der Abwärme Nutzung auf die Effizienz des Prozesses untersucht. Das

Fernwärmenetz transportiert in einem geschlossenen Kreislauf heisses Wasser über ein Rohrleitungsnetz direkt zu den Haushalten, wo Raumwärme und Energie zur Warmwasseraufbereitung bereitgestellt werden. Die Temperatur des Wassers in der Hauptleitung beträgt circa 110°C und im Rücklauf noch etwa 55°C.

## **Planung**

Der erste Schritt zur Einleitung des Bauprozesses vor Ort war die Festlegung der Grundstücksgrösse der Anlage. Dieser Prozess erforderte die Koordination zwischen Grösse der Anlage, Mindestabstandsregelungen zu bestehenden Gebäuden und künftigen Plänen für die Erweiterung der Hybridanlage. Auch die Anforderungen von technischer Seite waren zu berücksichtigen – hier handelte es sich zum Beispiel um die Definition und Einhaltung der Explosionszonen und die Position von Sicherheitsventilen. Erst als alle möglichen Einschränkungen berücksichtigt und Lösungen gefunden wurden, konnte die Auslegung finalisiert werden. Dieser Prozess benötigte deutlich mehr Zeit als ursprünglich geplant.

## **Zertifizierung**

Für die allgemeine Anlagengenehmigung wurde das Technische Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches (TISG) als Fachstelle hinzugezogen. Um die erforderlichen Zertifikate für die Abnahme zu erhalten, wurde geprüft, ob beim Bau der Anlage die festgelegten Standards und Regeln eingehalten worden waren. Der TÜV Süd bescheinigte nach eingehender Prüfung, dass die Baugruppe die Anforderungen der Richtlinie 2014/68/EU erfüllt hatte und stellte eine "Konformitätsbescheinigung" für eine entsprechende CE Zertifizierung aus. Zur Baugruppe gehörten alle im Rahmen des Projekts neu installierten Gewerke. Das bestehende Hybridwerk war von der Baugruppe ausgenommen und man untersuchte die Sicherheit an den Schnittstellen zwischen Methanisierungsanlage und Hybridwerk. Danach wurde das Sicherheitskonzept der Methanisierungsanlage geprüft, die aus mehreren Gewerken von unterschiedlichen Lieferanten bestand. Zudem wurden die Zertifikate für Druckgeräte geprüft, um sicherzustellen, dass alle Werte entsprechend der Spezifikation eingehalten werden. Zur Verifizierung der Angaben wurde eine Druckprüfung einschliesslich einer technischen Inspektion vor Ort durchgeführt.

Zusätzlich wurden noch Fachmeinungen und Abnahmen verschiedenster Behörden, Ämter und benannte Stellen eingeholt. Beispielsweise wurde die kantonale Gebäudeversicherung zur Prüfung des Brandschutzes einbestellt, Fachpersonen prüften und zertifizierten die elektrischen Anschlüsse und Verkabelung. Der Schweizerische Verein für technische Inspektionen (SVTI) prüfte die Druckbehälter und das Amt für Umwelt prüfte die Abwasserzusammensetzung und genehmigte die Einleitung des Abwassers in die Kanalisation.

Die Eidgenössische Zollverwaltung war mit dem Bewilligungsprozess der Steuererleichterung für die Erzeugung von synthetischem Biogas beauftragt worden. Im diesem Rahmen wurde das Bundesamt für Umwelt mit der Überprüfung der Einhaltung der ökologischen Anforderungen betraut. Aktuell wurde der Bewilligungsprozess eingestellt, da die STORE&GO Demoanlage eine temporäre Errichtung ist.

## **Betrieb der Anlage**

Die Anlage kann in die drei Betriebszustände "Cold Standby", "Hot Standby" und "Betrieb" gefahren werden. Im "Cold Standby" steht die Anlage bei 8 bar nur unter geringem Druck und der Reaktor hat eine so geringe Temperatur, dass die Archaeen im Ruhezustand verweilen. Um betriebsbereit zu sein, muss die Anlage im "Hot Standby" sein. Dafür werden Temperatur und Druck angepasst, das heisst der Systemdruck wird auf 10 bar angehoben und der Reaktor mit einer Leistung von etwa 38 kW auf 62°C aufgeheizt. Sobald CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> zugegeben werden, befindet sich die Anlage im "Betrieb".

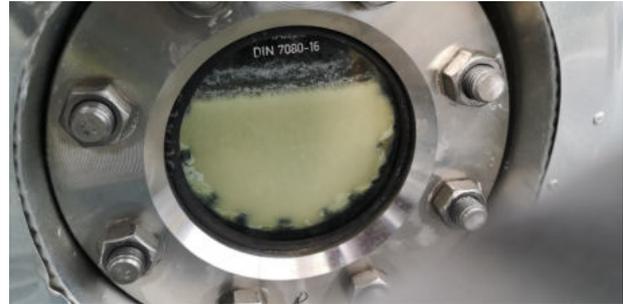


Abbildung 26: Archäen im Einsatz

Beim Betrieb der Anlage wurde das Zusammenspiel der einzelnen Gewerke der Power-to-Gas-Anlage und des Hybridwerks in verschiedenen Betriebsfällen getestet, um Erfahrung und Daten zu sammeln und das Potential der Technologie zu prüfen. Der Fokus lag hier besonders bei der Evaluierung von Effizienz und Flexibilität der Technologie. Diese Parameter sind besonders wichtig um einen Mehrwert für das Stromnetz und fluktuierende erneuerbare Energien zu bieten.

### Ergebnisse des Betriebs

Die Flexibilität der Elektrolyse in Solothurn konnte im Rahmen eines Projekts des Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizer Gaswirtschaft (FOGA) nachgewiesen werden. Andere Power-to-Gas Projekte, wie die Anlage im Energiepark Mainz<sup>54</sup> oder die Audi Anlage in Werlte<sup>55</sup>, haben diesen Nachweis für die Elektrolysetechnologie auch erbracht. Im Unterschied zu der biologischen Methanisierung in Solothurn wird in Mainz der Wasserstoff direkt ins Erdgasnetz eingespeist und in Werlte die konventionelle chemische Methanisierung eingesetzt. Diese ist aufgrund der hohen Betriebstemperaturen und Drücke träge und kann schnellen Lastwechseln im Betrieb nur mit Einbußen in der Methan-Konzentration nachkommen. Alternativ können Pufferspeicher für Wasserstoff eingesetzt werden, die jedoch die Elektrolyse und Methanisierung entkoppeln und zu erhöhten Kosten führen können. Bei der biologischen Methanisierung hingegen konnte gezeigt werden, dass die Flexibilität ohne Qualitätseinbußen und ohne Zwischenspeicher möglich ist.

Ziel der in der Abbildung 27 dargestellten Lastprofile war es, Teillastwirkungsgrade zu ermitteln und zu prüfen, wie dynamisch Laständerungen sein können. Es konnte erfolgreich gezeigt werden, dass sich die Produktgasqualität bei allen Lasten und Lastwechselraten kaum ändert. Die Last ändert sich stufenweise alle 30 Minuten zwischen 45 und 75 %. Selbst beim Anfahren von 0 bis 75 % nach einer kurzzeitigen Abschaltung wurden keine wesentlichen Qualitätseinbußen gemessen. Auch bei den direkten Lastwechseln zwischen 75 und 45 % in ca. 5 Minuten (+/- 5.5 %/min) wurde die Gasqualität durchgehend beibehalten.

<sup>54</sup> Aichinger, Jonas: *Power-to-Gas Project "Energiepark Mainz": Project Background, Project Status, Operational Experiences* (Dechema Praxisforum). Frankfurt, 18. Oktober 2017

<sup>55</sup> Akertek, Tolga: *Schlussbericht Verbundprojekt FKZ 0325428B - WOMBAT: Wirkungsgrad-Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologien im Rahmen eines EE:Speicherungs-Pilotprojektes* (2017)

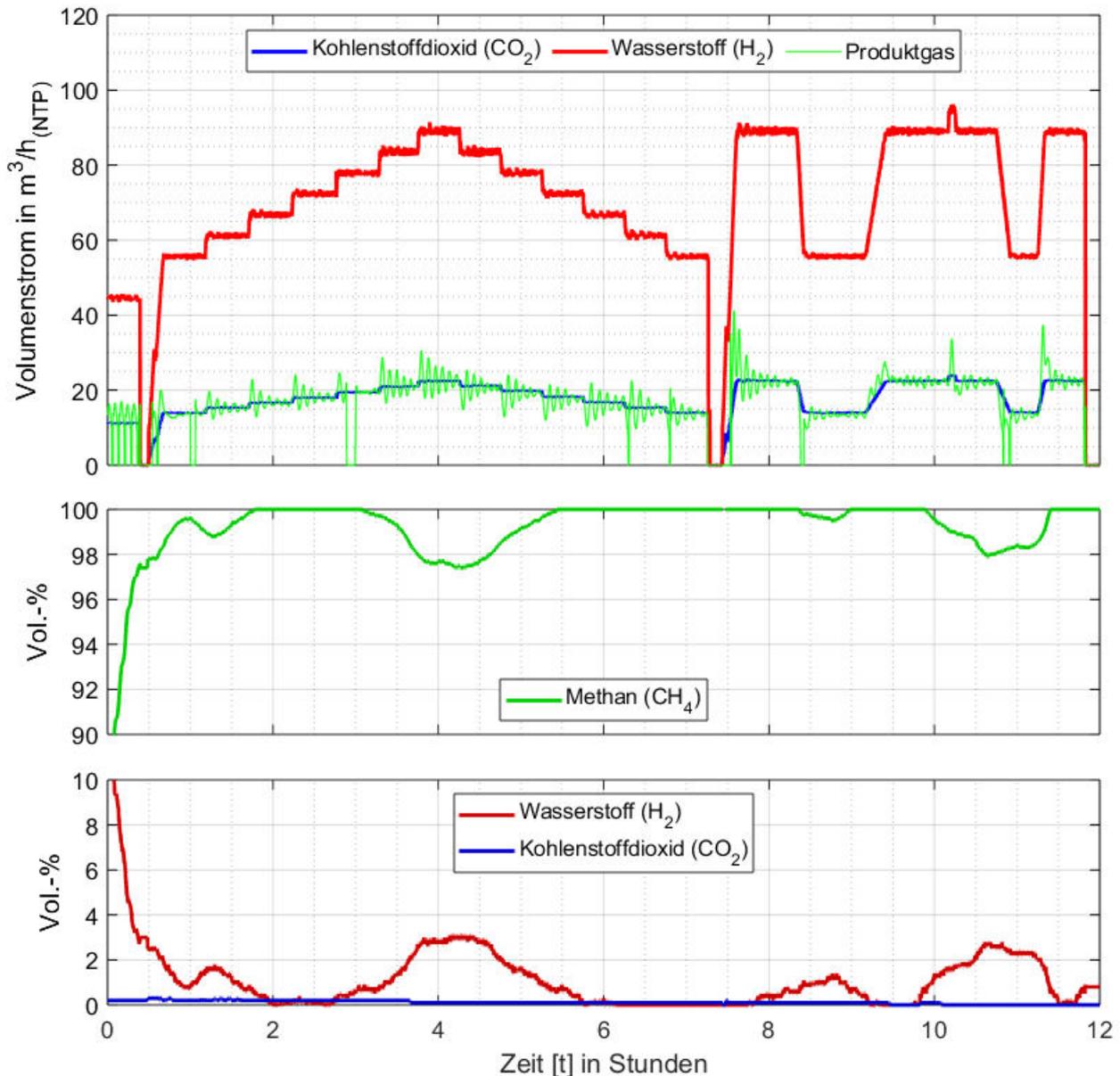


Abbildung 27: Gas Volumenströme sowie Volumen Anteile im Produktgas eines Testbetriebs in Solothurn

Das Testprogramm zeigte ferner, dass die Anlage über einen langen Zeitraum ohne grössere Komplikationen betrieben werden kann. Einzelne verfahrenstechnische Mängel konnten während der Projektlaufzeit korrigiert werden und müssten bei einem Neubau der Anlage optimiert werden, wie zum Beispiel die Umschaltung von der Einspeisung des Produktgas ins Gasnetz auf die Verbrennung mittels Fackel und die Dosierung der Nährstoffe.

Zusammengefasst bewältigt die biologische Methanisierung Lastwechsel von 40 bis 95 % mit Lastwechselraten bis zu 5.5 %/min ohne Qualitätsverlust. Die hohe Lastwechselrate ist möglich, weil die Archaeen eine extrem hohe Anpassungsfähigkeit und unterschiedliche Gasflüsse besitzen und zudem die flüssige Phase im Reaktor der Methanisierung einen Puffer für Änderungen der Lasten darstellt.

Schlussendlich konnte gezeigt werden, dass die Technologie einwandfrei funktioniert. Die Archaeen verrichteten ihre Arbeit sehr zuverlässig. Mit den Erfahrungen und Daten, die während des Projekts gesammelt

werden konnten, können nun Anlagen im industriellen Massstab für die Herstellung von synthetischem Methan gebaut werden.

Neben der Arbeit an der Technologie bestand ein weiterer Aspekt des Projekts darin, die Öffentlichkeit miteinzubeziehen. So besuchten über 1'000 Personen die Anlage um sich ein eigenes Bild von der Power-to-Gas Technologie zu machen und am praktischen Beispiel zu erfahren, wie in Zukunft ein Beitrag zur Energiewende geleistet werden kann.

#### 4.1.3 Falkenhagen

Die Anlage im norddeutschen Pritzwalk zwischen Berlin und Hamburg wurde während der Projektlaufzeit insgesamt drei Mal besucht, um den Betrieb zu begleiten und dadurch ein Verständnis der Anlage zu erlangen, das eine zweifelsfreie techno-ökonomische Bewertung zulässt.



Abbildung 28: Anlagenlayout Falkenhagen

Der Wasserstoff wird durch die aus einem Vorgängerprojekt bereits vorhandene alkalische Elektrolyse, bestehend aus sechs Containern, bereitgestellt. Die Grösse entspricht einer elektrischen Leistungsaufnahme von etwa 1'000 kW. Ursprünglich war geplant, das CO<sub>2</sub> aus einer nahe gelegenen Biogasanlage abzutrennen, diese wurde jedoch nicht realisiert. Aus diesem Grund wird es von einer Bio-Ethanol Anlage in flüssiger Form angeliefert. Vor der Methanisierung wird das Eduktgas (H<sub>2</sub> + CO<sub>2</sub>) auf bis zu 14 bar Betriebsdruck verdichtet.



Abbildung 29: Methanisierungsanlage in Falkenhagen.

Die Methanisierung läuft in zwei Stufen ab. In der ersten Reaktionsstufe werden im in der Einleitung bereits erwähnten Wabenreaktor mehr als 80 % des CO<sub>2</sub> in Methan umgewandelt. Der eintretende Gasstrom strömt durch die katalytisch beschichteten Kanäle, die Reaktion startet und die Reaktionswärme wird über die Rohrwände durch das mantelseitig durchfliessende Kühlmedium (Thermalöl) abgeführt. Das Produktgas wird zunächst genutzt, um das Eduktgas in einem Wärmetauscher vorzuwärmen. Anschliessend wird der Gasstrom in einem Luftkühler (60 °C) und in einem Wasserkühler (10 °C) abgekühlt. Der grösste Teil des gebildeten Reaktionswassers wird kondensiert und im nachfolgenden Flüssigkeitsabscheider vom Produktgas getrennt. Das Produktgas wird der zweiten Methanisierungsstufe zugeführt, welche aus einem Fixbettreaktor mit Katalysatorpelletfüllung in den Rohrbündelrohren besteht. Mantelseitig fliesst ebenfalls Thermalöl zur Kühlung und ermöglicht einen isothermen Betrieb. Ausserdem können die Austrittstemperaturen der Reaktoren über den Durchsatz des Kühlmediums geregelt werden. Mit dem zweiten Reaktor wird die erforderliche Umwandlungsrate erreicht, um das Produktgas in das Erdgasnetz einzuspeisen (>96 Vol.-% Methan, <2 Vol.-% Wasserstoff). Zur Einstellung des erforderlichen Restfeuchtegehaltes werden zwei parallele Trocknungskolonnen mit zur Adsorption eingesetzt. Das erzeugte synthetische Methan wird über die Verdichtungs- und Einspeiseinfrastruktur bei 50 bar in das zwei Kilometer weit entfernte Erdgastransportpipelinesystem der ONTRAS eingespeist.

Während in Solothurn auf die Einbindung der Wärmerückgewinnung verzichtet wurde, hat man in Falkenhagen eine Leitung benachbarten Furnierwerk gezogen. Mit dieser Wasserleitung kann die Reaktionswärme vom Thermalöl übernommen und weitergegeben werden, was auch erfolgreich demonstriert und in den Effizienzberechnungen bilanziert wurde. Auch in Falkenhagen diverse Testbetriebe durchgeführt, analysiert und bewertet. Durch das zweistufige Reaktorkonzept erreichte man ebenfalls eine sehr gute Produktgasqualität, was auch in Abbildung 30 ersichtlich ist. Die Methan Konzentration sinkt auch während diversen Teillaständerungen, welche mit etwa +/- 3 %/min. durchgeführt wurden, nicht unter 96 Vol.-%. Die Restriktionen bezüglich des Gehalts an Wasserstoff konnten nicht immer eingehalten werden. Man erkennt, dass der Produktgas Volumenstrom bei einer H<sub>2</sub>-Konzentration grösser 2 Vol.-% auf null geht, d.h. während dieser Zeit abgepackelt wird.

Summarisch betrachtet lässt sich also auch die chemische Methanisierung mit wabenförmigem Katalysator positiv beurteilen, die Technologie lässt sich mit bestimmten Optimierungen beim Reaktordesign und dem Thermalöl-Kreislauf auf industriellen Massstab hochskalieren.

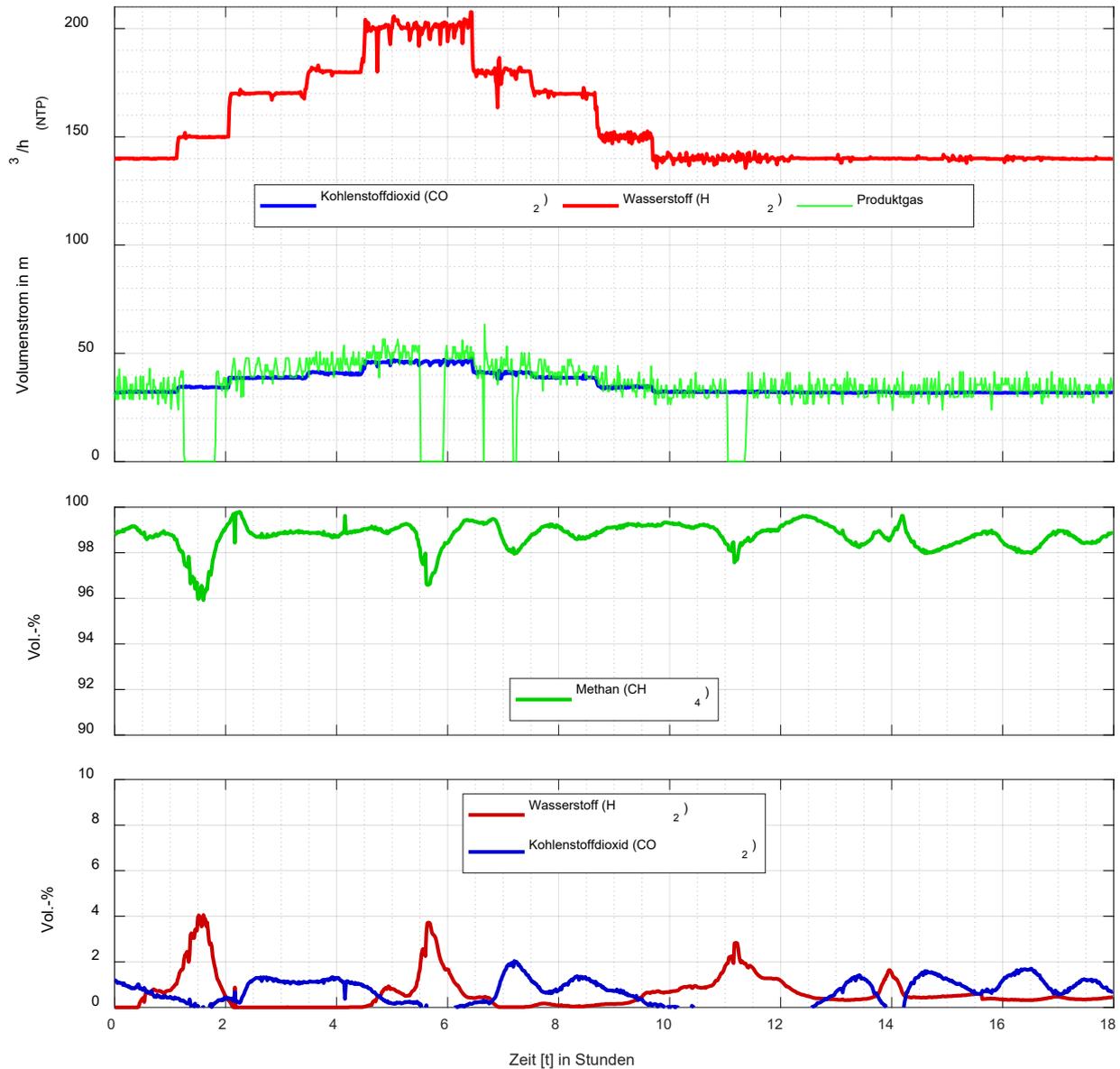


Abbildung 30: Gas Volumenströme sowie Volumen Anteile im Produktgas eines Testbetriebs in Falkenhagen

#### 4.1.4 Troia

In Troia, Italien, wurde ein 200-kW Stack vom selben Elektrolyseur-Typ wie in Falkenhagen genutzt, um in eine innovative Power-to-Gas-Prozesskette, bestehend aus einem Direct Air Capture (DAC), einem einstufigen, millistrukturierten Methanisierungsreaktor und einer Verflüssigungseinheit zu implementieren und zu demonstrieren. Das Konzept der Anlage basiert auf der Produktion von synthetischem Flüssigerdgas (LNG) unter Verwendung von Wasserstoff, der aus überschüssigem erneuerbarem Strom erzeugt wird und Kohlenstoffdioxid, welches direkt aus der Luft abgeschieden wird. Da am Standort keine Einspeisung in ein Gasnetz möglich ist, wird das synthetische Methan durch einen umgekehrten Stirlingprozess verflüssigt und für den Transport mit Tankwagen bereitgestellt.

Die gesamte Prozesskette besteht aus den folgenden Einheiten, die von den folgenden industriellen Schlüsselpartnern entwickelt wurden:

1. Elektrolyse von Hydrogenics: Wasserstoffproduktion unter Verwendung des Elektrolyseurs, der im Rahmen des INGRID-Projekts entwickelt und für STORE&GO angepasst wurde;
2. DAC-Einheit von Climeworks: CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Luft und Zwischenspeicherung;
3. Methanisierungsanlage: Der millistrukturierte, katalytische Reaktor wurde für hohe Durchsätze (GHSV >8000 h<sup>-1</sup>), Wärmerückgewinnung und Permeat-Recycling von KHIMOD (früher ATM) und CEA ausgelegt und optimiert;
4. Verflüssigungs-Einheit von Hysytech: Produktgas Aufbereitung und Verflüssigung inkl. Recycling der Permeat-Flüsse und Ausgasungen des LNG

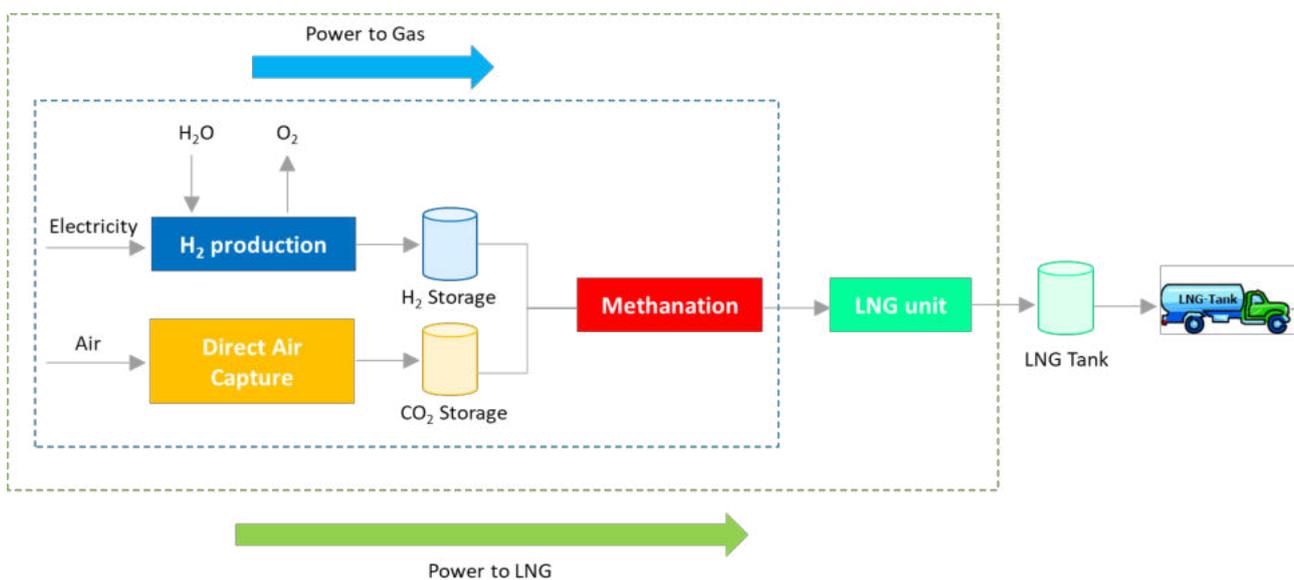


Abbildung 31: Power-to-Gas Prozess in Troia

Der Wasserstoff und das aus der Luft abgeschiedene Kohlenstoffdioxid werden jeweils bis 10 bar Absolutdruck zwischengespeichert. Dies liegt vor allem daran, dass die CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Batchbetrieb und nicht kontinuierlich arbeitet. Die Edukte werden im korrekten stöchiometrischen Verhältnis in den Millistruktur-Reaktor geleitet, wo die Methanisierung bei 4 bar Druck stattfindet. Danach besteht das Gas hauptsächlich aus Methan, Wasser, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Die Feuchtigkeit und Kohlendioxid müssen unter einer bestimmten Konzentration liegen (<1 ppm, bzw. <50 ppm), um das Einfrieren während des Verflüssigungsprozesses zu vermeiden, daher muss das Produktgas noch aufbereitet werden. Zuerst wird wieder auf Umgebungstemperatur gekühlt, um den grössten Teil des Wassergehalts zu entfernen. Anschliessend wird mit Hilfe einer zweistufigen Membrane CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> abgetrennt und als Permeat stromaufwärts zur Methanisierung zurückgeführt. Als letzter Schritt der der Aufbereitung durchfließt das Produktgas die Kolonnen der Temperaturwechsel-Adsorption (TSA), um die unerwünschten Rückstände endgültig zu reduzieren. Zum Schluss wird das synthetische Methan in verflüssigt und in einem Tieftemperaturtank kontrolliert gelagert, während die dabei entstehenden Ausgasungen in den Verflüssigungsprozess zurückgeführt werden.



Abbildung 32: DAC und Verflüssigung in Troia

Abbildung 33 zeigt den Betriebspunkt der gesamten Anlage bei konstanter Last während 15 Stunden. Die Methankonzentration direkt nach dem Reaktor liegt zwischen 70 und 80 Vol.-%, dies liegt vor allem an den hohen Durchsätzen, welche gefahren wurden. Die Analysen der Testdurchläufe legten nahe, dass die Umwandlung im Reaktor nicht das thermodynamische Gleichgewicht erreichte und somit etwas zu klein dimensioniert war für diese Anwendung. Nach den Membranen wurde eine gute Gasqualität erreicht. Da die Messung zwischen verschiedenen Leitungen geschaltet werden kann, ergeben sich die ersichtlichen Plateaus.

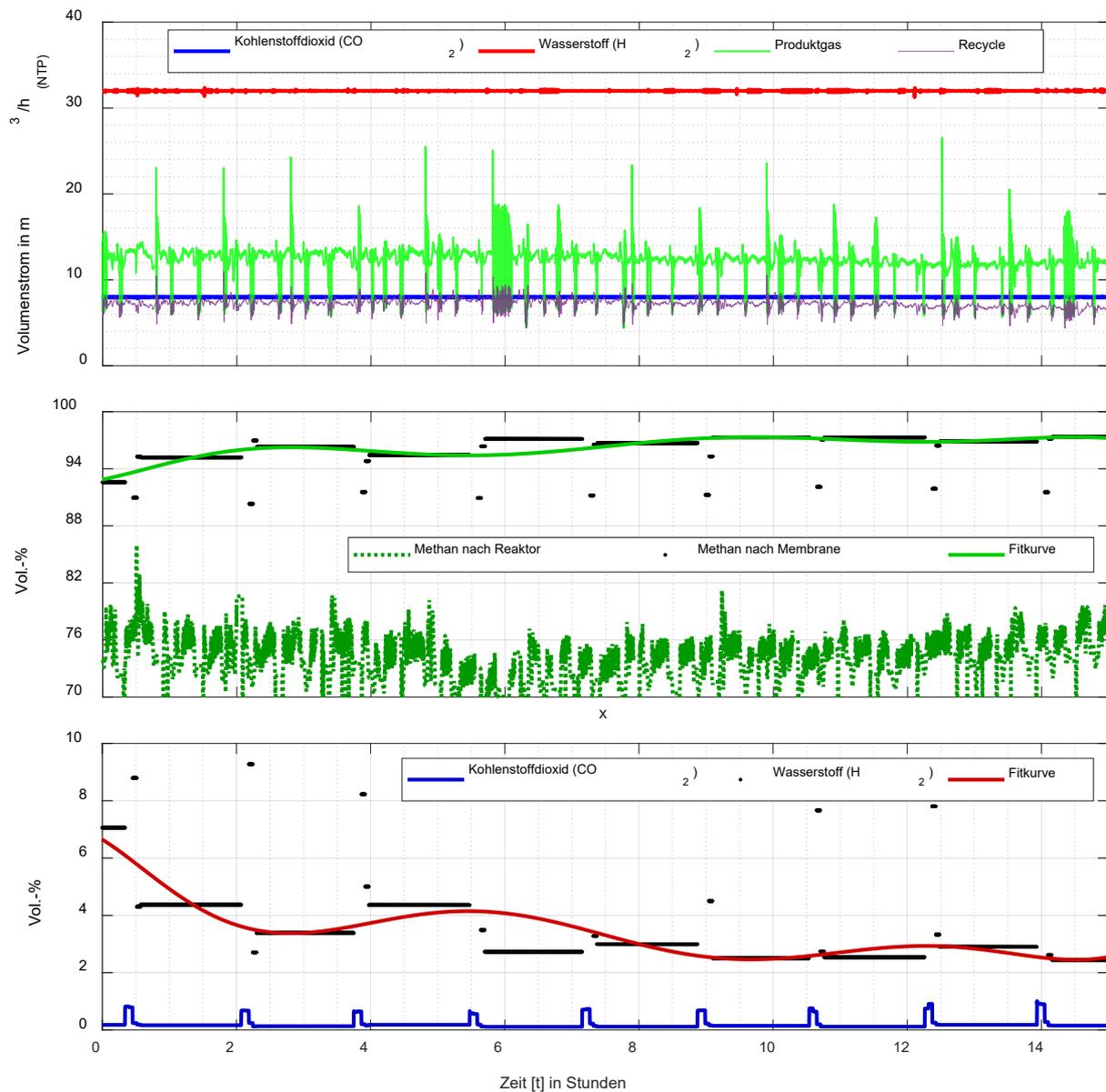


Abbildung 33: Gas Volumenströme sowie Volumen Anteile im Produktgas eines Testbetriebs in Troia

#### 4.1.5 Zusammenfassung und Empfehlung

Im Mittelpunkt des Abschlussberichts von *Workpackage 5* steht die technische und wirtschaftliche Bewertung der drei im Rahmen des STORE&GO-Projekts errichteten Demonstrations-Anlagen. Einer der wichtigsten Leistungsindikatoren für die Bewertung ist die Gesamteffizienz der Power-to-Gas Prozesskette. Sie berücksichtigt den Output an synthetischem Methan in gasförmiger oder flüssiger Form, die Wärmenutzung und den Energiebedarf für die folgenden Prozessschritte:

- $\text{CO}_2$ -Bereitstellung (Membrane, DAC, etc.)
- $\text{H}_2$ -Produktion über Elektrolyse
- Stromverbrauch der Methanisierungseinheit (engl. *Balance of Plant*)
- Einspeisung in ein Hochdruckgasnetz oder Verflüssigung.

Die Anlage in Falkenhagen erreichte aufgrund der Messungen einen Gesamtwirkungsgrad von 53%. Die relativ niedrige Zahl ergibt sich aus der geringen Effizienz der bestehenden Elektrolyse. Aufgrund dieser Tatsache liegt das grösste Optimierungspotential in der Verwendung eines modernen Elektrolyseurs. Die Methanisierung hat einen Wirkungsgrad von 85% (einschliesslich Wärmenutzung und Strombedarf). Die Kerntechnologie in Falkenhagen (Methanisierungseinheit) war in der Lage, qualitativ hochwertiges SNG (>99 Vol.-% Methan) zu erzeugen. Auch bei Lastwechseln erfüllt das SNG fast immer die Grenzwerte für die Einspeisung des Gases.

In Solothurn erreicht die Methanisierungsanlage ebenfalls eine Produktgasqualität von mehr als 99 Vol.-% Methan. Während des Betriebs der Anlage wurde der Biokatalysator langsam an höhere Belastungen angepasst, am Ende des Projektes war die Anlage bei fast 100 % der Belastung betriebsfähig. Der Gesamtwirkungsgrad der Methanisierung (ohne Wärmenutzung) in Solothurn beträgt 72% und erzeugt praktisch reines Methan für eine breite Variation von Lastprofilen. Durch das nahe gelegene "Hybridwerk" kann die Wärme bei relativ niedrigen Temperaturen von unter 60°C genutzt werden mittels Wärmepumpe ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Der Energiebedarf für die CO<sub>2</sub>-Quelle kann vernachlässigt werden, dies direkt von der lokalen Abwasserreinigung bezogen werden kann. Berücksichtigt man alle Optimierungspotenziale, so kann ein Gesamtwirkungsgrad von 89% erreicht werden. Dies zeigt, dass die Effizienz der gesamten PtG-Prozesskette sehr stark vom Standort der Anlage abhängt.

Aufgrund des innovativen Charakters der gesamten Prozesskette in Troia und der relativ geringen Kapazität von 100 kW SNG-Output besteht ein enormes Potenzial zur energetischen Optimierung. Im Rahmen des Projektes wurde ein Gesamtwirkungsgrad von 29% erreicht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die DAC- und die LNG-Einheit einen vergleichbar hohen Energiebedarf haben. Durch das Recycling des Schlechtgases zur Methanisierung liegt die Gesamtumwandlung von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> im Bereich von 99%.

Die detaillierten Auswertungen und weitere wirtschaftliche Untersuchungen können im öffentlichen *Deliverable 5.9* nachgelesen werden. Für Informationen zu den Perspektiven der Power-to-Gas Technologie im Zuge der Energiewende ist die Roadmap empfehlenswert (*Deliverable 8.10*).

<b>Store&amp;Go</b>	
<b>Beteiligte Solothurn</b>	IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule Regio Energie Solothurn Schweizer Verband des Gas- und Wasserfachs SVGW EPFL EMPA und das Unternehmen Electrochaea
<b>Unterstützt von</b>	This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No. 691797. 
<b>Zeitraum</b>	2016 bis 2020
<b>Kontakt</b>	Robin Leonhard, <a href="mailto:robin.leonhard@ost.ch">robin.leonhard@ost.ch</a> Fabian Ruoss, <a href="mailto:fabian.ruoss@ost.ch">fabian.ruoss@ost.ch</a> Jachin Gorre

## 4.2 EU-Projekt "Pentagon"

*Von Luiz Carlos Reichenbach de Sousa und Zoe Stadler*

Die EU möchte den Anteil der neuen erneuerbaren Energien in der Energieversorgung stark erhöhen. Durch diese Einbindung entstehen Herausforderungen, unter anderem durch die Fluktuationen in der Produktion und dem Missverhältnis zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Als Lösungsweg sollen die drei Sektoren Strom, Gas und Wärme stärker miteinander verknüpft werden, um eine grössere Stabilität des Stromnetzes gewährleisten zu können. Diese Verknüpfung der Netze muss durch ein intelligentes und übergeordnetes Energiemanagementsystem auf Bezirksebene geregelt werden und zusätzlich braucht es die Integration von Technologien für die Umwandlung und Speicherung der jeweiligen Energieträger.

Das EU-Projekt PENTAGON nimmt diese Herausforderungen an und möchte den Weg für eine neue Generation von Ökobezirken (eco-districts) ebnen. PENTAGON ist ein EU-Projekt (2016 bis 2020), an welchem zehn Institutionen aus der akademischen Forschung und der Industrie aus fünf europäischen Ländern beteiligt waren. Das Projekt fokussiert zwei Forschungsaufgaben:

- Verbesserung von Power-to-Methane-Technologien und deren Einbindung in die Energieversorgung auf Bezirksebene,
- Entwicklung einer intelligenten und servicebasierten Online-Plattform (cloud) für den Einsatz eines ganzheitlichen Energiemanagements.

### Hintergrund und Ziele des Projekts

Um die herausfordernden Ziele der Europäischen Union im Hinblick auf das Energiemanagement zu erreichen, muss die Integration erneuerbarer Energiequellen (EE) drastisch erhöht werden. Angesichts der inhärenten intermittierenden Natur der Produktion von erneuerbarem Strom erhöht eine signifikante Zunahme der erneuerbaren Energien den Druck auf das Stromnetz zusätzlich. Dies ist auf die Variabilität der Produktion und das Missverhältnis zwischen Stromerzeugung und -verbrauch zurückzuführen. Dieses Problem kann behoben werden, indem elektrische Lasten flexibler gestaltet, wichtige intelligente Speichergeräte installiert und die Umwandlung von Energieträgern durch Sektorenkopplung genutzt werden. Schliesslich ist ein effektives Management auf Bezirksebene unter Berücksichtigung aller Energievektoren (Strom, Gas, Wärme) von entscheidender Bedeutung, um eine hohe Durchdringung erneuerbarer Energien nachhaltig zu gestalten. Derzeit gibt es kein solches, hochrangiges Managementsystem.

Die Entwicklung des PENTAGON-Konzepts basiert auf den folgenden drei Überlegungen:

1. Energieträger werden in Energiemanagementlösungen normalerweise separat betrachtet, was dazu führt, dass die Fähigkeiten von Energiesystemen nicht optimal genutzt werden. Dies gilt insbesondere für Ökobezirke, in denen das Management von Energieknoten (Lasten, verteilte Produktion und Speicherung) das Synergiepotenzial von Energienetzen besser nutzen sollte.
2. Ökobezirke, definiert als städtische Projekte zur Integration einer nachhaltigen Entwicklung und zur Verringerung des ökologischen Fussabdrucks, sind Schlüsselprojekte für intelligente Netze. Solche Bezirke, die über fortschrittliche und vielseitige Möglichkeiten zur Energieerzeugung und -verteilung verfügen, können die Flexibilität auf lokaler Ebene (Niederspannungsnetz) durch eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Energieakteur:innen (Verbraucher:in, Energieversorger:in, Aggregator, ESCO) erheblich erhöhen.
3. Energieumwandlungstechnologien (z. B. Power-to-Gas) sind ausgereift genug, um mittelfristig einen breiten Einsatz vorauszusehen. Solche Lösungen können erhebliche Vorteile bringen, sofern sie in einem Umfang eingesetzt werden, in dem ihre Auswirkungen am grössten sind.

Diese drei Überlegungen wurden berücksichtigt, um das Hauptziel von PENTAGON zu definieren:

#### **Info-Box PENTAGON**

PENTAGON zielt darauf ab, den Weg für eine neue Generation von Ökobezirken zu ebnen, indem verbesserte Energieumwandlungssysteme und eine integrierte Managementplattform auf hoher Ebene genutzt werden, die gleichzeitig auf verschiedene Energieträger (Wärme, Gas und Strom) einwirken. Zu diesem Zweck stützt sich PENTAGON auf ein zweiseitiges Technologieangebot, das eine innovative Power-to-Gas-Technologie auf Distriktebene und eine vielseitige, service-basierte IoT-Plattform für ein ganzheitliches Multi-Vektor-Energiemanagement umfasst. PENTAGON stellt auch die Marktakzeptanz (Annahme und Bereitstellung in grossem Massstab) der Lösung sicher, die durch eine evidenzbasierte Roadmap für die Nutzung europäischer Umweltbezirke der nächsten Generation bereitgestellt wird, die sich insbesondere an lokale Behörden und ESCOs richtet.

Dieses Hauptziel führt zu den vier folgenden Teilzielen:

- Steigerung der Effizienz von Power-to-Methan-Anlagen durch die Kombination von Hochtemperatur-elektrolyse und katalytischem Methanisierungsreaktor, um eine neue Generation von Power-to-Gas-Technologien bereitzustellen, die auf die Anforderungen typischer Öko-Fernwärmeanlagen zugeschnitten und dimensioniert sind (500 kW bis 5 MW Leistungsbereich). Die erwarteten Energieeffizienzgewinne liegen zwischen 15% und 25%. Die Technologie wird im experimentellen Massstab in das Projekt integriert und getestet.
- Bereitstellung eines vielseitigen Multi-Vektor-Energiemanagements auf Gebäude- und Bezirksebene für verbesserte Synergien zwischen Energienetzwerken durch Bereitstellung einer Multi-Scale-IoT-Energiemanagementplattform. Ziel ist es, die Flexibilitätskapazitäten einzelner Gebäude zu nutzen, indem eine Koordination von verteilter Last, Speicherung und Produktion auf Bezirksebene unter ganzheitlicher Berücksichtigung aller beteiligten Energieträger (insbesondere Wärme und Strom) ermöglicht wird. Dieses Ziel führt zu einer Erhöhung der Flexibilität dank der Speicherung von Energie auf Gebäudeebene um 15 bis 20% für Bezirke, die mit der PENTAGON-Plattform ausgestattet sind.
- Demonstration und Bewertung von PENTAGON-Technologien durch umfangreiche experimentelle und simulationsbasierte Tests. PENTAGON schlägt eine dreistufige Validierungsstrategie vor, die sowohl auf dem gezielten Einsatz von Technologien (Power-to-Methane, IKT-Distriktmanagementplattform) in Versuchsanlagen für Live-Bewertungen in kleinem Massstab als auch auf umfangreicheren Simulationen zur Bewertung der Auswirkungen auf die Technologie beruht. Niedrig- und Mittelspannungsnetzpegel unter Berücksichtigung unterschiedlicher Niveaus der Penetration von erneuerbaren Energien.
- Förderung der breiten Wirkung und des Replikationspotenzials von PENTAGON-Ökobe-zirk-Lösungen auf europäischer Ebene durch eine Kombination aus gezielter Verbreitung und gezielter Geschäftsplanung. Die Verbreitung in PENTAGON wird insbesondere auf der Einrichtung einer europaweiten wertorientierten Beratungsgruppe mit mehr als 200 Mitgliedern und einer kompakten hochrangigen (15 bis 20 Mitglieder) strategischen Unternehmensvisionsberatungsgruppe beruhen.

#### **Projektpartner:innen und Unterstützung**

Das Pentagon-Projekt hatte ab Dezember 2016 eine Laufzeit von 36 Monaten und wurde von der Exekutivagentur für Innovation und Netzwerke der Europäischen Kommission unter der Nummer 731125 finanziert. Die Gesamtfinanzierung des Projekts betrug 4'437'833.75 EUR, wovon 1'603'056.25 direkt vom Schweizer Staatssekretariat für Bildungsforschung und Innovation finanziert wurde. Die folgende Abbildung zeigt die Pentagon-Projektpartner und ihre Länder.



Abbildung 34: PENTAGON-Partner und Verteilung über die verschiedenen Länder.

### Die Rolle des IET im Projekt

Das IET Institut für Energietechnik leitete das Arbeitspaket „Energy Conversion Technologies“, bei dem das Hauptziel darin bestand, die Reife der ausgewählten Power-to-Gas-Technologie zu erhöhen, indem katalytische Methanisierung und Hochtemperaturelektrolyse kombiniert werden. Es wurde erwartet, dass diese Kombination zu einer signifikanten Verbesserung der gesamten Energieumwandlungseffizienz führt indem die Reaktionswärme des Methanisierungssystems zur Erzeugung des Dampfes für den Hochtemperaturelektrolyseur genutzt wird.

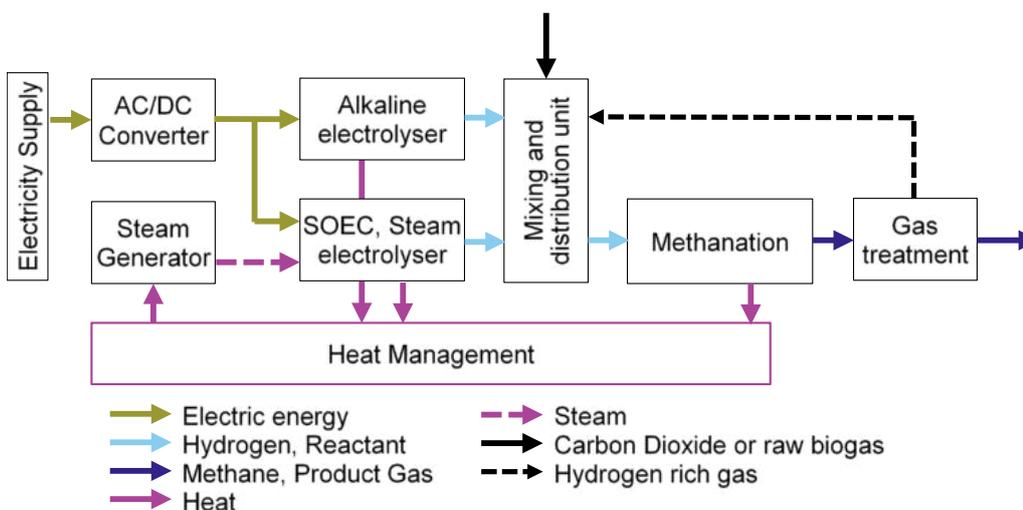


Abbildung 35: Prinzip der Power-to-Gas-Technologie im Projekt PENTAGON

Um diese integrierte Technologie zu demonstrieren, entwarf das IET einen Prüfstand (siehe Kapitel 5.1 HEPP – Die Power-to-Methane-Pilotanlage an der OST). Der Hochtemperaturelektrolyseur wurde von der EPFL, der Hauptpartnerin des Arbeitspakets, entworfen und gebaut. Das IET entwickelte das Kontroll- und Steuerungssystem für den Prüfstand, das einen halbautomatischen Betrieb und eine Datenerfassung ermöglicht. Nach der Integration des Elektrolyseurs in den Prüfstand war eine experimentelle Phase vorgesehen, um das Systemverhalten unter verschiedenen Bedingungen zu untersuchen.

Neben diesem Hauptziel umfasste dieses Arbeitspaket auch Entwicklungen und Feinabstimmungen für andere Energieumwandlungstechnologien, auf die sich das Projekt bezieht. In zusätzlichen Aufgaben wurde eine kritische Überprüfung der auf Gebäudeebene verfügbaren Power-to-Heat-Technologien (insbesondere Wärmepumpen) durchgeführt sowie eine Bewertung der Strategien auf Distriktebene zur Nutzung der Power-to-Heat-Fähigkeiten auf Gebäudeebene auf der Grundlage der verfügbaren Wärmeerzeugungs- und -speicherkomponenten vorgenommen. Schliesslich wurden in einer anderen Aufgabe detaillierte Spezifikationen der Umwandlungstechnologien (Power-to-Gas und Power-to-Heat) ausgearbeitet, die auf die Gestaltung verwandter Simulationsmodelle in einem anderen Arbeitspaket des Projekts abzielen.

## **Resultate**

Das IET Institut für Energietechnik konnte die folgenden Beiträge an das Projekt abschliessen:

- Konsolidierung von Anforderungen und Technologiekonzepten
- Technische Steuerung für die Power-to-Gas-Technologie
- Integrationsstrategien für die Power-to-Heat-Technologie
- Detaillierte Spezifikationen ausgewählter Energieumwandlungstechnologien

Offen ist derzeit noch die Integration der Hochtemperaturelektrolyse in den Power-to-Gas-Prototyp sowie dessen Betrieb und Prüfung, um das oben genannte Ziel zu erreichen. Dieser Prototyp besteht aus zwei Teilsystemen, dem eigentlichen Hochtemperatur-Modul und dem Prüfstand, in den dieses Modul integriert werden sollte. Der Prüfstand wurde in der Verantwortung des IET entworfen und gebaut und ist seit Juli 2019 fertiggestellt und damit bereit für die Integration des Hochtemperaturelektrolyse-Moduls, welches durch die EPFL erstellt wird. Des Weiteren ist im Prüfstand ein konventioneller PEM-Elektrolyseur eingebaut, mit welchem verschiedene Tests durchgeführt wurden, welche die einwandfreie Funktionsfähigkeit des Prüfstandes bestätigten.

Aufgrund technischer Herausforderungen gab es Verzögerungen bei der Integration der Hochtemperatur-Einheit. Das gesamte Wärmemanagement und die Materialflüsse mussten überarbeitet und neu verkabelt werden. Die Integration dieser unabhängigen Einheit in die IET-Pilotinstallation war eine zusätzliche Herausforderung, die noch andauert. Die EPFL beabsichtigt, die Aktualisierung und das Testen nach dem PENTAGON-Projekt fortzusetzen.

Die Hochtemperatur-Einheit wurde schliesslich im Januar 2020 an die IET-Pilotanlage geliefert. Die Einheit wurde mit einem Stapelbypass, einem gebrauchten Stapel und einem neuen Stapel geliefert, sodass alle Tests schrittweise durchgeführt und die unvermeidlichen Fehler berücksichtigt werden können, die bei einer Inbetriebnahme auftreten. Seit der Auslieferung wurden Anstrengungen unternommen, um Details der Kupplung (Verbindungen), die schrittweisen Validierungstests und die Programmierung der Sicherheitssteuerung zu ermitteln. Die Betriebstests werden nach dem Ende des Pentagon-Projekts von OST und EPFL als Teil der Arbeiten im Projekt HEPP abgeschlossen.

Die Coronakrise hat zu einem zeitweisen Unterbruch der Integrationsarbeiten und Tests geführt. Dank der Schweizer Finanzierung werden alle geplanten Arbeiten im weiteren Jahresverlauf fortgesetzt, bis das Ziel der Kopplung von Methanisierung und Dampfelektrolyse erreicht ist.

<b>EU-Projekt Pentagon</b>	
<b>Beteiligte Schweiz</b>	IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule EPFL
<b>Unterstützt von</b>	Exekutivagentur für Innovation und Netzwerke der Europäischen Kommission Schweizer Staatssekretariat für Bildungsforschung und Innovation This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement no. 731125. 
<b>Zeitraum</b>	2016 bis 2019
<b>Kontakt</b>	Luiz Carlos Reichenbach de Sousa, luizcarlos.desousa@ost.ch Markus Friedl, markus.friedl@ost.ch

### 4.3 HIGGS Projekt – Erdgastransport mit Wasserstoff entkohlen

Von Luiz Carlos Reichenbach de Sousa und Zoe Stadler



Das Hauptziel des EU-Projekts HIGGS ist es zu zeigen, dass die sichere Einspeisung von Wasserstoff ins Hochdruck-Erdgas-Transportnetz in der EU eine nachhaltige, langfristige Lösung für die Dekarbonisierung des Energiesystems darstellt. Die Projektergebnisse werden den Weg für die Wasserstoffinjektion in die europäische Hochdruckgasinfrastruktur ebnen und somit dazu beitragen, das volle Potenzial von Wasserstoff auszuschöpfen.

Um dieses Ziel zu erreichen, wird das HIGGS-Projektteam während des dreijährigen Projekts (von 2020 bis 2023) verschiedene Schlüsselaspekte behandeln. Zunächst wird das HIGGS-Team rechtliche, behördliche und technische Aspekte aufgreifen, indem es die vorhandenen Geräte sowie Vorschriften, Standards und Zertifizierungen (auf Englisch "regulations, standards and certificates", kurz: RSC) der Erdgasnetze abbildet. Dies wird dazu führen, dass die kritischsten RSC-Engpässe identifiziert werden, was Endbenutzer:innen und Betreiber:innen ermöglicht, das gesamte Gassystem sicher zu nutzen, ohne dass sie gezwungen sind, wegen der höheren Wasserstoffkonzentration im Hochdruck-Gasnetz Anlagen und Geräte vor Ablauf ihrer Lebensdauer zu ersetzen.

Das HIGGS-Projekt wird in der Praxis die Auswirkungen des Transports grosser Mengen Wasserstoff durch das Hochdruck-Gasnetz untersuchen, indem eine experimentelle Forschungs- und Entwicklungsplattform entworfen und gebaut wird. Die Testschleife enthält die üblichen Komponenten und Materialien von Gaspipelines und ist für 80 bar mit verschiedenen Wasserstoffzusatzmengen von bis zu 100% ausgelegt. Das Projekt wird in der Lage sein, die Einspeisung verschiedener Wasserstoffströme in ein Erdgasnetz nachzubilden und seine Komponenten zu testen. Ebenso wird ein auf Membrantechnologie basierender Wasserstoffreinigungsprototyp zur Trennung von Wasserstoff und Methan geprüft.

Die grösste Sorge um die Sicherheit beim Zumischen von Wasserstoff ins Erdgasnetz hängt mit dem Verschleiss und der Versprödung von Materialien zusammen, insbesondere, wenn Wasserstoff über lange Zeiträume und in hohen Konzentrationen und Drücken vorhanden ist. Das HIGGS-Projekt wird dieses Problem angehen, indem die in den Gasnetzen verwendeten Materialien kartiert, ein Labortestprotokoll definiert und schliesslich Empfehlungen für die Verwendung dieser Materialien in Hochdruckwasserstoffgemischen gegeben werden.

Die Auswirkungen höherer H<sub>2</sub>-Konzentrationen im Gasgemisch auf die Wirtschaftlichkeit der Wertschöpfungskette des Gastransports werden im Projekt unter Berücksichtigung von Gasproduzent:innen und Transportunternehmen bis zur Lieferung an die Gasverteilungsnetze bewertet. Für repräsentative Fälle in Europa wird ein technoökonomisches Modell erstellt, welches das Netzverhalten simuliert. Das Modell wird eine Analyse darüber ermöglichen, wie unterschiedliche technologische Entscheidungen bei der Anpassung des Netzes an höhere Wasserstoffkonzentrationen und wie die Betriebsstrategien für das künftige Netz mit Wasserstoffinjektion die Wirtschaftlichkeit der Wertschöpfungskette beeinflussen. Die Sektorenkopplung ist im Modell ebenfalls zu berücksichtigen.

Alle im Rahmen des Projekts geleisteten Arbeiten werden zur Beschreibung eines Weges zur Integration von Wasserstoff in die EU-Gasnetze beitragen. In der Beschreibung wird auf das Potenzial der Wasserstoffinjektion als Wegbereiter für die EU-Politik zur Dekarbonisierung hingewiesen. Es werden nebst Empfehlungen für Beimischungs- und Einspritzanlagen auch mögliche Probleme, Hindernisse und Erleichterungen für den grenzüberschreitenden Betrieb bzw. für die Interoperabilität in den Gasnetzen aufgezeigt.

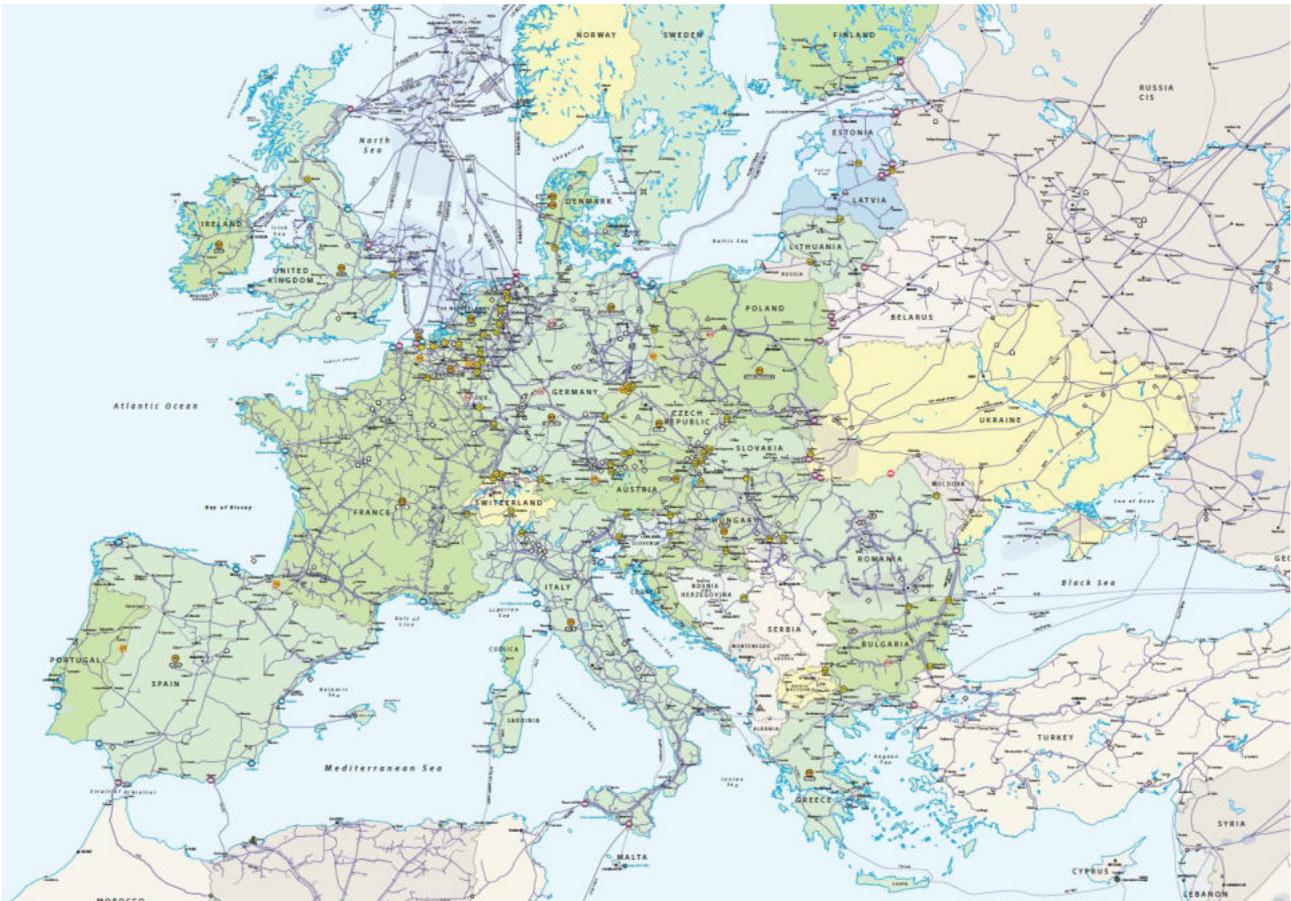


Abbildung 36: Europäisches Erdgas-Transportnetz. Quelle: <https://www.entsog.eu/maps>

Das IET Institut für Energietechnik leitet hat im Rahmen von HIGGS das Arbeitspaket zum Thema der technoökonomischen Modellierung. Dieses beinhaltet folgende drei Teilaufgaben:

#### a) Fallstudien und Netzmodellierung

Das IET Institut für Energietechnik erarbeitet gemeinsam mit anderen Projektpartner:innen die Grundlage für die Definition von Fallstudien, einschliesslich der Definition generischer Topologien und Strukturen von Hochdruck-Transportnetzen, welche im EU-Kontext relevant sind. Damit wird eine Basislinie zu Vergleichszwecken der technoökonomischen Modellierung zusammen mit der Entscheidung über den Umfang der folgenden Modellierungsaufgaben definiert.

In dieser Teilaufgabe wird die OST auch die Analyse der vorhandenen Software für die Netzmodellierung, den Betrieb und die Prognose auf der Grundlage der verfügbaren Tools durchführen, die von den Stakeholdern verwendet werden. Es wird eine Bewertung der vorhandenen Software durchgeführt, um festzustellen, ob diese für die spätere Verwendung in der technoökonomischen Modellierung geeignet ist. Darüber hinaus verbessert die Verwendung von bereits angewandter Software den Nutzen der Projektergebnisse für die Stakeholder.

#### b) Technoökonomische Modellierung

Die OST Ostschweizer Fachhochschule führt technoökonomische Modellierungen in drei Phasen durch:

- Modellierung ohne Berücksichtigung zukünftiger Gastrennungstechnologien: Das Modell wird in einer ersten Phase auf der Grundlage der derzeit genutzten Gasinfrastruktur, der Gasmärkte und der Managementaktivitäten des Gasnetzes entwickelt.

- Modellierung einschliesslich der identifizierten, erforderlichen technologischen Innovationen: In Anbetracht von Szenarien, in denen höhere Anteile an Wasserstoff im Gasnetz hinzugefügt werden, wären zusätzliche Innovationen erforderlich, um sicherzustellen, dass das Gasnetz überschaubar bleibt und die Endbenutzeranwendungen schrittweise an die neue Gasqualität angepasst werden. Daher werden neue Technologien, Produkt- oder Prozessinnovationen als derzeit in der Entwicklung oder als zukünftiger Bedarf in einem weiteren Arbeitspaket identifiziert, um sicherzustellen, dass Beimischungen mit hohem H<sub>2</sub>-Gehalt im Gasnetz transportiert werden können. In diesem Fall sind neben zusätzlichen Betriebs- und Investitionskosten auch mögliche Erweiterungen in den Fallstudien oder der Zeithorizonte und Szenarien zu betrachten.
- Technoökonomische Bewertung der in HIGGS entwickelten Gastrennungstechnologie: Diese Unteraufgabe behandelt spezifische Informationen zu technischen und wirtschaftlichen Daten des Gasreinigungssystems, welches im Projekt selber erarbeitet wird. Die in dieser Aufgabe zu behandelnden Parameter hängen hauptsächlich mit der Trennleistung in Bezug auf Wasserstoffreinheit und Wasserstoffrückgewinnung zusammen. In Anbetracht der Tatsache, dass die Gastrennungseigenschaften jedes Membrantyps unterschiedlich sind, wird die Eignung jeder Membran für unterschiedliche Endanwendungen definiert. Mit Methan angereicherte Ströme mit sehr geringem H<sub>2</sub>-Gehalt könnten zum Beispiel für Turbinen (1-5% H<sub>2</sub>) genutzt werden, hochreiner Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen (> 99,9%) und fast reiner Wasserstoff für industrielle Zwecke (95-98%).

### c) Auswertung der Ergebnisse und Zusammenstellung von Empfehlungen

Die Ergebnisse der technoökonomischen Modelle, sowohl ohne als auch mit Innovationen, werden von allen beteiligten Partner:innen eingehend analysiert, um eine Reihe von Empfehlungen zu entwickeln, die sich aus der Modellierung ergeben. Dazu werden die Ergebnisse mit dem Basisanwendungsfall verglichen, um zu bestimmen, wie sich die Implementierung potenzieller Wegbereiter und Überlegungen zu Barrieren auf die Szenarien auswirken. Darüber hinaus werden in einer Kosten-Nutzen-Analyse spezifische Informationen zu den Trennsystemen in Bezug auf wirtschaftliche Aspekte analysiert.

Das Projekt HIGGS hat 2020 gestartet und dauert bis 2023. Partner:innen im Projekt sind: DVGW, OST, Redexis, Tecnalia, ERIG, FHa

### Weitere Informationen

Website des Projekts: [www.HIGGSproject.eu](http://www.HIGGSproject.eu)

<b>HIGGS Projekt</b>	
<b>Beteiligte</b>	IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule DVGW Redexis, Tecnalia ERIG FHa
<b>Unterstützt von</b>	This project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen 2 Undertaking (FCH JU) under Grant Agreement no. 875091. This Joint Undertaking receives support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme and Spain, Germany, Belgium, Switzerland.   
<b>Zeitraum</b>	2020 bis 2023
<b>Kontakt</b>	Luiz Carlos Reichenbach de Sousa, <a href="mailto:luizcarlos.desousa@ost.ch">luizcarlos.desousa@ost.ch</a> Robin Leonhard, <a href="mailto:robin.leonhard@ost.ch">robin.leonhard@ost.ch</a>

## 5. Dienstleistungsprojekte

### 5.1 HEPP – Die Power-to-Methane-Pilotanlage an der OST

*Von Luiz Carlos Reichenbach de Sousa*

Die Energieversorgung transformiert sich: Immer mehr stellen erneuerbare Energien eine ernst zu nehmende Quelle für die Energieversorgung dar. In Zukunft werden Fluktuationen von z. B. Photovoltaik- oder Windkraftanlagen in einem vernetzten und intelligenten Energiesystem ausgeglichen. Zum einen werden Energieüberschüsse mit Speichertechnologien aufgefangen und in Zeiten von Knappheit wieder zur Verfügung gestellt. Zum anderen wird sich die Vernetzung über unterschiedliche Sektoren unseres Energiesystems ziehen: über das Strom-, Gas- und Wärmenetz und die Mobilität.

Power-to-Methane ist eine Schlüsseltechnologie für die Energieversorgung von morgen, da sie Stromüberschüsse in Gas umwandelt, das langfristig gespeichert werden kann. Dieses Gas kann bei Bedarf in der Mobilität oder für Wärmeanwendungen genutzt oder in einem Gaskraftwerk zu erneuerbarem Strom zurückgewandelt werden. Ein wichtiges Merkmal dieser Technologie ist, dass das resultierende Methan (auch synthetisches Erdgas genannt) in der heute schon bestehenden Infrastruktur (Erdgasnetz) verteilt und gespeichert sowie auch mit bestehender Technologie (CNG Tankstellen und Gasfahrzeuge, Gaskraftwerke unterschiedlichste Grösse und weitere industrielle Anlagen) genutzt werden kann. In Europa wird seit Jahren an der Power-to-Methane-Technologie geforscht, um sie im industriellen Massstab von mehreren Megawatt (MW) anwenden zu können.

#### **HEPP – High Efficiency Power-to-Methane Pilot**

Am IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule wurde am Campus Rapperswil eine Power-to-Methane-Anlage in Zusammenarbeit mit öffentlichen Institutionen und privaten Unternehmen realisiert. Das Projekt HEPP (High Efficiency Power-to-Methane Pilot) wurde auch durch das EU-Projekt PENTAGON gefördert, das im Rahmenprogramm Horizon 2020 initiiert wurde.

In der Anlage in Rapperswil wird das Methan (CH<sub>4</sub>) in einer katalytischen Methanisierung hergestellt, indem die Ausgangsstoffe Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>) mittels eines Nickel-basierten Katalysators umgesetzt werden. Bei dieser Umsetzung entsteht auch Wärme, welche wiederum innerhalb der Anlage genutzt wird und dadurch zu einem hohen Ausnutzungsgrad der primär eingesetzten Energie erlaubt.

In dieser Forschungsanlage stehen also Effizienzsteigerungen im Fokus: Mit technischen Innovationen «made in Switzerland» wollen die Forscher:innen die Effizienz der Power-to-Methane-Technologie erhöhen. Im Anlagenkonzept wurden neben der oben erwähnten Wärmerückgewinnung eine Hochtemperatur-Elektrolyse eingebaut. Diese Art der Elektrolyse besitzt aufgrund der sehr hohen Betriebstemperatur von 600-800°C einen hohen Wirkungsgrad bei der Umsetzung von Wasser(dampf) zu Wasserstoff. Mit diesem integrierten System soll die Effizienz in Grossanlagen von heutzutage 55% auf ca. 70% erhöht werden.



Abbildung 37: Ein Projektmitarbeiter der OST Ostschweizer Fachhochschule betankt ein Gasfahrzeug an der neuen HEPP-Anlage (Stand: April 2018).

### Eckdaten der Anlage

Betriebszeit	2018 - 2021	
<b>Elektrolyse Technologie</b>	Hochtemperatur (HT oder SOE Solid Oxide) Elektrolyse	PEM (Proton Exchange Membrane) Elektrolyse
<b>Elektrolyseleistung</b>	10 kW	15 kW
<b>Methanisierungstechnologie</b>	Katalytische Methanisierung im Nickel-basierten Festbett-Katalysator mit flüssigem Wärmetransportmedium.	
<b>Projektpartner:innen</b>	Siehe  <i>Abbildung 39: Projektbeteiligte HEPP</i>	
<b>Standort</b>	Gaswerkstrasse 1 8640 Rapperswil SG	
<b>Besichtigung</b>	Anmeldung: <a href="mailto:besuch-ptx@ost.ch">besuch-ptx@ost.ch</a>	

### Ziel des Projekts

Im Projekt PENTAGON realisierte die OST zusammen mit der EPFL die Aufgabe den Aufbau und die Integration einer Hochtemperatur-Elektrolyse (HT-Elektrolyse, auch als Solid Oxide Electrolysis oder SOE bekannt) in einer Power-to-Methane-Versuchsanlage (Abbildung 38). Das Ziel dabei ist, eine Hochtemperatur-Elektrolyse vom Labor- in den Pilotmassstab weiterzuentwickeln, im Power-to-Methane-Verfahren zu integrieren und so die bisher fehlende Wärmekoppelung mit der Methanisierung zu realisieren und zu untersuchen. Diese integrierte hocheffiziente Technologie soll als möglicher Baustein in Energiemanagementsystemen auf regionaler Ebene untersucht und genutzt werden um das Hauptziel von PENTAGON zu realisieren, nämlich Energienetze flexibler zu gestalten.

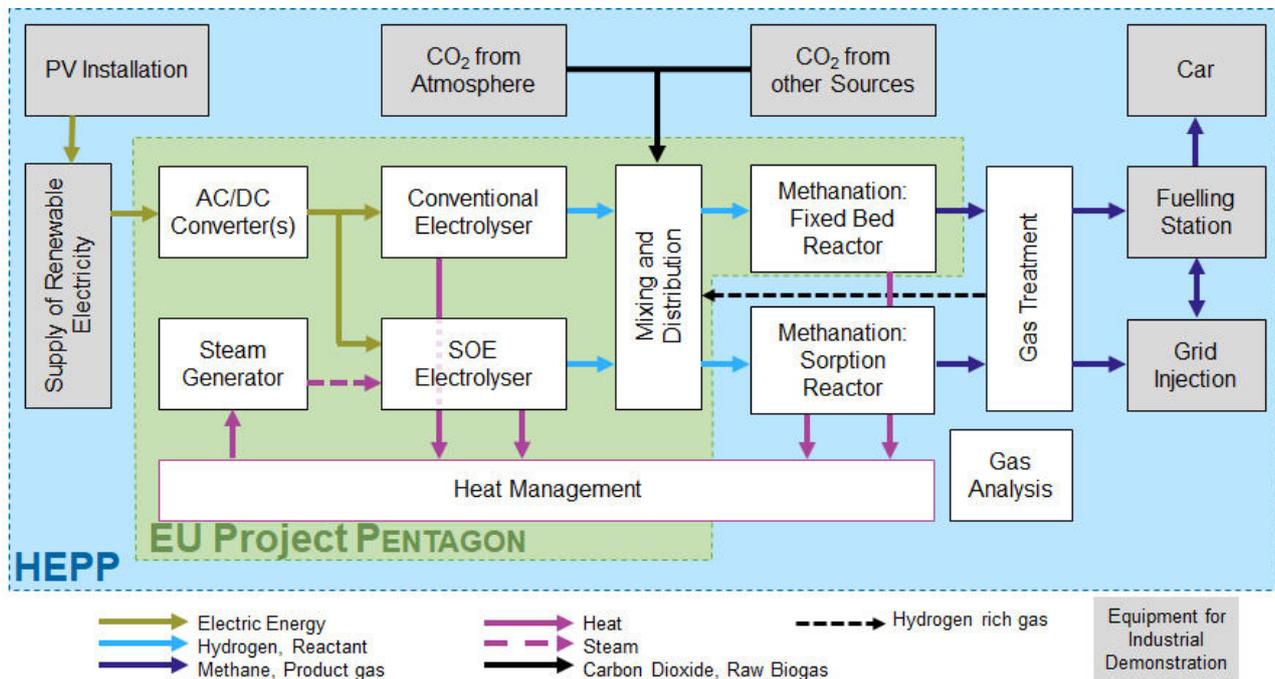


Abbildung 38 - Prozessschema PENTAGON / HEPP

Da das IET in der Hochtemperaturelektrolyse einen Vorteil gegenüber der bisherigen alkalischen oder PEM Elektrolysetechnologie sieht, soll der untersuchte Rahmen durch die Beteiligung von Industriepartner:innen und der Schweizer Gaswirtschaft vergrößert werden. Diese Erweiterung ist mit dem Projektnamen HEPP gekennzeichnet.

Industriell relevante Fragestellungen zur High-Efficiency Power-to-Methane wie z.B. Integration unterschiedlicher CO<sub>2</sub>-Quellen, Produktgasqualität und -aufbereitung, Langzeitverhalten der Katalysatoren, Anlagebetriebskosten etc. werden im EU Projekt PENTAGON nicht oder nur bedingt angegangen. Auch ist das effektive Einbinden der Kernanlage im Gas- oder Stromnetz nicht Teil des EU-Projektes ebenso wenig wie das Demonstrieren dieser Technologie als Teil von Mobilitäts-lösungen.

Ziel des Projektes HEPP ist es, die High-Efficiency Power-to-Methane-Technologie im industrienahen Umfeld zu demonstrieren und entsprechende Fragestellungen zu beantworten, sowie den Technologiereifegrad dieser Technologie zu erhöhen.

### Innovative Schweizer Technologien

Grundlage für das Projekt HEPP ist die EU-finanzierte Kernanlage aus dem Projekt PENTAGON. Die Demonstrationsanlage soll im Rahmen von HEPP ausgebaut, im industrierelevanten Umfeld eingebettet und getestet werden. Weiter will man innovative und in der Schweiz entwickelte Technologien zum ersten Mal in dieser Anlage im Pilotmassstab am Standort Rapperswil der OST integrieren und als System unter industrienahen Bedingungen untersuchen. Damit wird die Basis gelegt für den späteren Scale-up der Power-to-Methane-Technologie auf 1 MW Anlagengrösse.

Das Projekt HEPP soll primär den Einbau der innovativen Schweizer Technologien ermöglichen, welche zu einer weiteren Steigerung des Wirkungsgrades beitragen und die Einbettung ins Gasnetz ermöglichen. Diese Schweizer Technologien sind:

- a) Neue Katalysatorsysteme (ZHAW): Hierbei geht es um das Skalieren von schwefelunempfindlichen Katalysatorsysteme, die den Einsatz von Biogas und weiteren verunreinigten CO<sub>2</sub>-Quellen ermöglichen (FOGA/BFE Projekt SMARTCAT). Weiter wird durch die in-situ Regeneration auch der Anlagenbetrieb vereinfacht und so Betriebskosten gesenkt. Diese neuen Katalysatoren sollen im Gesamtsystem der HEPP Anlage getestet werden.

- b) Fortschrittliche Methanisierungsreaktoren (Sorptionsreaktor-konzept der ZHAW/EMPA): Auch hier geht es um das Skalieren und Integration der Reaktoren, die bisher nur im Labormassstab erfolgreich demonstriert wurden, in das Gesamtsystem der HEPP Anlage. Das bei der Methanisierung anfallende Wasser wird in-situ abgetrennt, was zu trockenem synthetischem Methan führt und einen höheren Umsetzungsgrad des eingesetzten Wasserstoffs und somit zu einem höheren Wirkungsgrad führt. Mögliche Synergien mit der SOEC (feuchtes H<sub>2</sub> aus dem Desorptionszyklus) sind denkbar und sollen ebenfalls untersucht werden.
- c) Kostengünstige Gas-Analytik („gasQS®“ – MEMS AG): Diese bietet im Vergleich zu heute erhältlichen Systemen tiefere Investitions- und Unterhaltskosten sowie eine höhere zeitliche Auflösung. Allerdings wurden diese Sensoren noch nicht mit relevanten Gaszusammensetzungen einer Power-to-Methan-Anlage getestet. Der Einsatz dieser Gasanalyse soll die Gesamtanlagekosten einer Power-to-Methan-Anlage senken und diese damit marktreifer machen.
- d) Kostengünstige Membranaufbereitungs- und Fahrzeugbetankungstechnologien (BlueBONSAI / BlueFEED – Apex AG): Auch hier handelt es sich um Systeme, die bereits demonstriert wurden, allerdings nicht im Zusammenhang mit der Power-to-Methan-Technologie. Diese Komponenten erlauben höhere Flexibilität im Systemdesign, sowohl hinsichtlich der Nutzung des Produktgases (Gasnetzeinspeisung oder Mobilität) wie auch in der Anlagengrösse und in der Nutzung verschiedener Inputs (Biogas Vorbehandlung).

Das Projekt HEPP zählt neben 10 Entwicklungspartner:innen, die mit Know-how oder direkt mit Komponenten zum Aufbau der HEPP Anlage beigetragen haben auch 14 Partner:innen aus der Industrie sowie aus der öffentlichen Hand, welche über einen finanziellen Beitrag am Projekt beteiligt sind (siehe *Abbildung 39*).



*Abbildung 39: Projektbeteiligte HEPP*

## Aufbau und Ergebnisse der HEPP-Anlage

In enger Zusammenarbeit mit den Entwicklungspartner:innen hat das IET im Verlauf von ca. 2.5 Jahren (Dezember 2016 – Juni 2019) die Power-to-Gas Anlage geplant, die nötigen Komponenten inkl. Infrastruktur spezifiziert und beschafft, und die Anlage schliesslich am Standort Gaswerkstrasse 1 in Rapperswil zusammengebaut. Das Gros der Arbeiten wurde von IET-Mitarbeitenden erledigt, und nur dort wo spezifische Kenntnisse nötig waren (z.B. bei der Elektroinstallation) wurden auswärtige Fachkräfte einbezogen.

Das Ergebnis ist eine in einem Doppelcontainer untergebrachte Testanlage. Dazu kommt ein Container für die Leitwarte, von welchem aus die Anlage über ein industrielles Prozessleitsystem überwacht und gesteuert werden kann. Ein weiterer Container beherbergt eine "Direct Air Capture"-Maschine vom Entwicklungspartner Audi, mit welcher CO<sub>2</sub> aus der Luft gefiltert und in den Versuchen benutzt werden kann (mit Climeworks-Technologie).

Das produzierte Methan in der HEPP- Anlage kann wahlweise zur Versorgung der eigenen CNG-Tankstelle genutzt oder zur Druckreduzierstation der Partnerin EZL geführt werden, um es dort in das lokale 20mbar-Gasnetz einzuspeisen.



Abbildung 40: Innenansicht der Power-to-Methan-Anlage. Ein Mitarbeiter des IET Institut für Energietechnik arbeitet an der Anlage.



Abbildung 41: Aussenansicht der HEPP-Anlage. Im Hintergrund sind die Container, welche die Power-to-Methan-Anlage beinhalten. Im Vordergrund steht links die CNG-Tankstelle mit einem Gasfahrzeug.

Im ersten Halbjahr 2019 wurde der HEPP-Prüfstand fertiggestellt und in Betrieb genommen. Es folgen viele Tests und Anpassungen. Anfang Januar 2020 wurde die SOEC durch die EPFL zur Anlage gebracht und wird aktuell noch getestet.

Seit der offiziellen Eröffnung des Werks im Oktober 2018 haben wir rund 1'000 Besucher:innen empfangen. Die Prominenteste unserer Gäste war bisher Bundesrätin Simonetta Sommaruga, welche am 24. Juni 2019 zu Besuch war. Die Besucher:innen unserer Anlage haben einen sehr unterschiedlichen Hintergrund, der von der Energieversorgung über die Wissenschaft bis hin zur Politik und Industrie reicht. Auch das Medieninteresse ist gross und so wurde die Testanlage z.B. im New-York-Times-Magazine<sup>56</sup> vorgestellt, sowie in verschiedenen Fernsehbeiträgen<sup>57</sup>.

<sup>56</sup> Siehe <https://www.nytimes.com/2019/02/12/magazine/climeworks-business-climate-change.html>

<sup>57</sup> Siehe <https://www.dw.com/en/capturing-co2-from-the-sky/av-52808040> und <https://www.cbsnews.com/amp/news/capturing-carbon-once-a-fringe-idea-may-be-key-to-fighting-climate-change/>



Abbildung 42: Prof. Dr. Markus Friedl zeigt Bundesrätin Simonetta Sommaruga den Power-to-Gas-Prüfstand. (Juli 2019)



Abbildung 43: Blick ins Innere der Anlage mit provisorisch aufgebauten HT-Elektrolyse (links) und Methanisierungsreaktor (rechts) (Januar 2020).



Dieses Konzept kann auch für andere Anwendungen genutzt werden. Die katalytische Methanisierung, wie sie in HEPP implementiert ist, stellt eine mögliche Wärmequelle für die Erzeugung des Dampfes, welcher in der Hochtemperaturelektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt wird. Es existieren aber weitere katalytische Synthesen, welche auch in der Lage sind, genügend Wärme auf einem nutzbaren Temperaturniveau zu liefern und damit eine solche thermische Integration zu ermöglichen (z.B. Dimethylether, Methanol oder Fischer-Tropsch-Synthesen). Auch können weitere Wärmequellen (z.B. Solarthermische-Systeme) eingebunden werden, und damit Ihre Energie quasi im Produzierten Wasserstoff oder Methan gespeichert werden.

Schliesslich sei hier auch auf die besonderen Anforderungen an die Steuerung und Regelung der gekoppelten Systeme hingewiesen. Um die vorher genannten Herausforderungen bei der thermischen Integration zu meistern und diese aber auch für weitere Systeme mit einer katalytischen Synthese nutzbar zu machen (eventuell in zukünftigen P+D Projekte) wurde ein neues, vom Bundesamt für Energie finanziertes Projekt ins Leben gerufen: HotCat4Steam. Dieses Projekt wird parallel und zusätzlich zu den eigentlichen Arbeiten an HEPP geführt und umfasst die fünf Arbeitspakete Methanisierung, Dampferzeugung, Betrieb der Hochtemperatur-Elektrolyse, Komponenten der Hochtemperatur-Elektrolyse und schliesslich Steuerung und Regelung. Am Projekt ist neben der OST auch die EPFL beteiligt.

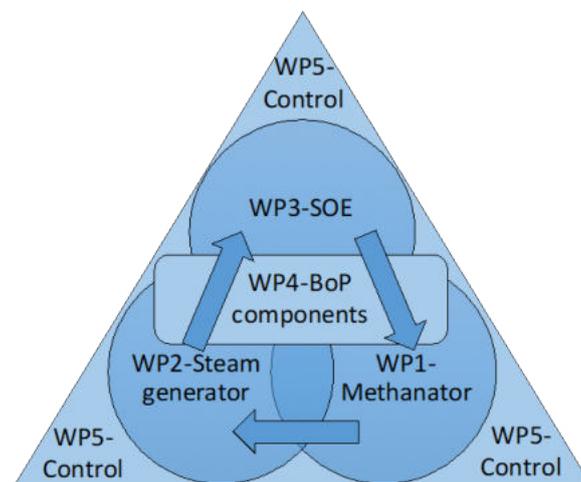


Abbildung 45: Arbeitspaketstruktur von HotCat4Steam

<b>HEPP</b>	
<b>Projektbeteiligte und Unterstützung</b>	Siehe <i>Abbildung 39: Projektbeteiligte HEPP</i> inklusive einer Förderung durch den Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizerischen Gasindustrie (FOGA)"
<b>Zeitraum</b>	2018 bis 2021
<b>Kontakt</b>	Luiz Carlos Reichenbach de Sousa, luizcarlos.desousa@ost.ch Besuch der HEPP-Anlage: besuch-ptx@ost.ch

Sehen Sie sich auch den Beitrag zum Besuch der Bundesrätin Simonetta Sommaruga der HEPP-Anlage auf YouTube an: <https://www.youtube.com/watch?v=hOEdC84xr7M&feature=youtu.be>

## 5.2 Power-to-Gas im Kehrrichtheizkraftwerk St. Gallen

*Von Matthias Frommelt*

Das IET Institut für Energietechnik hat 2018 bis 2019 im Auftrag von Umwelt & Energie Stadt St. Gallen eine Machbarkeitsstudie zur Integration einer Power-to-Gas Anlage im Kehrrichtheizkraftwerk (KHK) St. Gallen erstellt. Hauptziele der ca. 350 Arbeitsstunden umfassenden Studie waren die Erarbeitung von Varianten und die Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Einsparung sowie der Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage.

### **Ausgangslage**

Auf dem Gelände an der Rechenwaldstrasse 30 betreibt die Stadt St. Gallen ein Kehrrichtheizkraftwerk und eine Abwasserreinigungsanlage (ARA). Das KHK erzeugt Strom mittels einer Dampfturbine und eines Blockheizkraftwerks (BHKW), der Eigenbedarf der Anlage ist dadurch übergedeckt, und es werden beträchtliche Energiemengen ins Stromnetz eingespeist. Die Abwärme des BHKW wird über das angeschlossene Fernwärmenetz genutzt. Die ARA besitzt ebenfalls zwei kleinere BHKW, die das produzierte Biogas für die Stromerzeugung und Prozesswärmegewinnung nutzt. Auf dem Areal steht daher eine breit gefächerte Infrastruktur zur Verfügung, wie ein leistungsfähiger Netzanschluss sowie Anschluss an Fernwärme- und Gasnetz.

Die Grundvoraussetzungen für den Aufbau einer Power-to-Gas (PtG) Anlage sind somit günstig: Es stehen erneuerbare elektrische Energie, CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas des KHK oder aus dem Biogas der ARA sowie technisches Know-how zur Verfügung. Ein Anschluss ans Gasnetz ist ebenfalls vorhanden, wodurch eine Einspeisung von erzeugtem Methan möglich ist.

### **Vorgehen**

In einem ersten Schritt wurde der Standort und die auf dem Areal vorkommenden Energieflüsse analysiert. Hierzu wurden seitens der Betreiber Betriebszahlen (beispielsweise die eingespeiste elektrische Energie aus dem KHK, Rauchgasmengen und CO<sub>2</sub>-Anteil) in stündlicher Auflösung zur Verfügung gestellt.

Als nächstes wurden verschiedenen Varianten als Grobkonzepte betrachtet und eine Vorauswahl getroffen. Diese Vorauswahl wurde mittels einer Simulation modelliert, welche flexibel parametrisierbar ist. In der Simulation ist eine flexible Verschaltung und Dimensionierung der einzelnen Anlagenkomponenten möglich und es werden jeweils die echten Betriebszahlen von KHK und ARA als Grundlage verwendet.

So kann der jährliche Verlauf von verschiedenen Ein- und Ausgabegrößen wie z. B. Stromverbrauch, Methan- und Wasserstoff-Produktion etc. berechnet und auf übersichtliche Weise grafisch dargestellt werden.

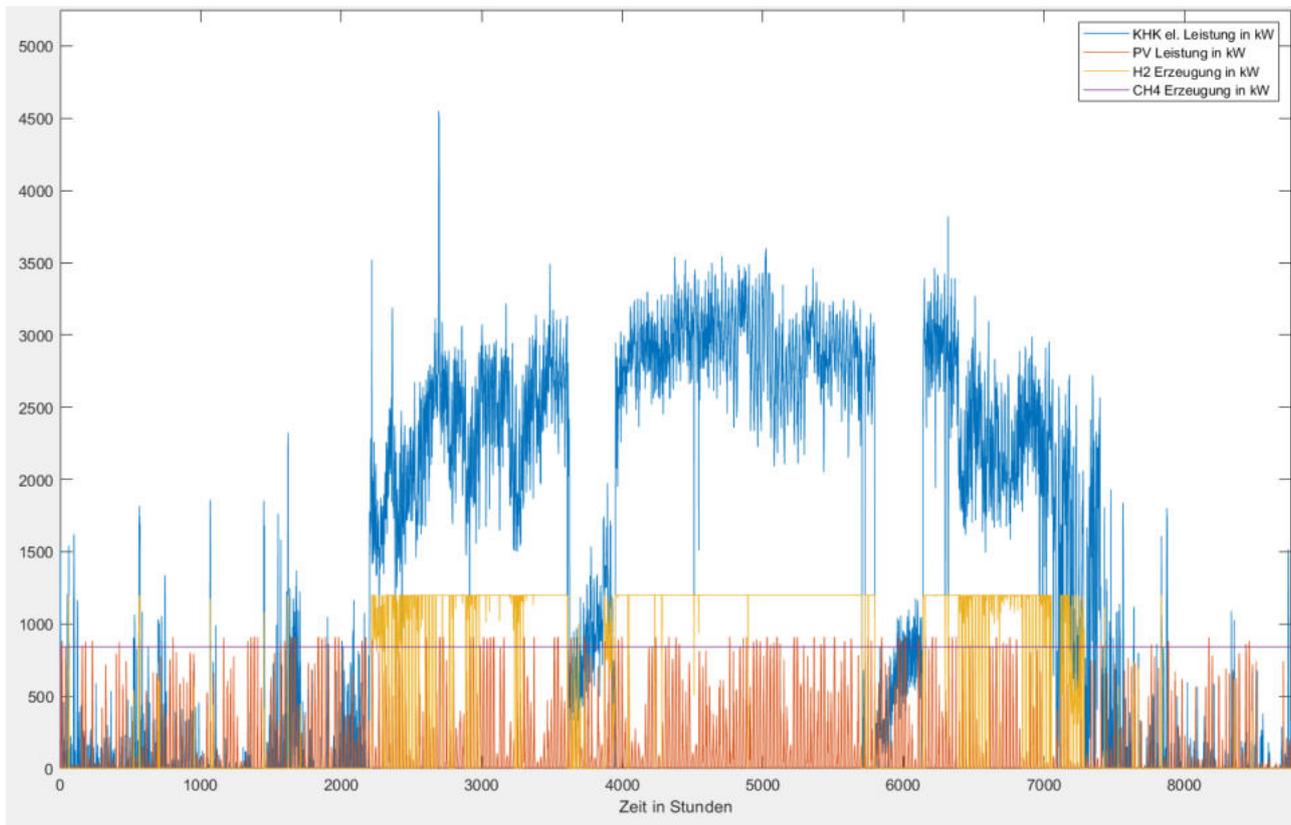


Abbildung 46: Grafische Darstellung aus der Simulation: Verschiedene Energieströme der PtG-Anlage im Jahresverlauf

Ausgehend von parametrisierbaren spezifischen Investitionskosten, berechnet die Simulation für jede gewählte Variante eine Abschätzung der Kapital- und Betriebskosten mittels der Annuitätenmethode. Daraus werden die Gestehungskosten der Produktgase berechnet und ebenfalls dargestellt. Die direkte Berechnung von technischen und wirtschaftlichen Grössen ermöglicht eine sehr schnelle und umfassende Bewertung von Anlagenvarianten.

Verschiedene Szenarien für die Verwendung der Produktgase Wasserstoff und Methan wurden untersucht. Für beide Gase besteht die Möglichkeit zur Einspeisung ins Gasnetz, wobei der maximale Wasserstoffanteil beschränkt ist. Der Wasserstoff kann auch in der Mobilität eingesetzt werden. Hierzu wurden drei Varianten geprüft: Erstens, die Belieferung der Wasserstofftankstelle von AVIA in St. Gallen, zweitens der Betrieb von wasserstoffbetriebenen Kehrlichfahrzeugen und drittens die Verwendung für den Antrieb von Stadtbussen.

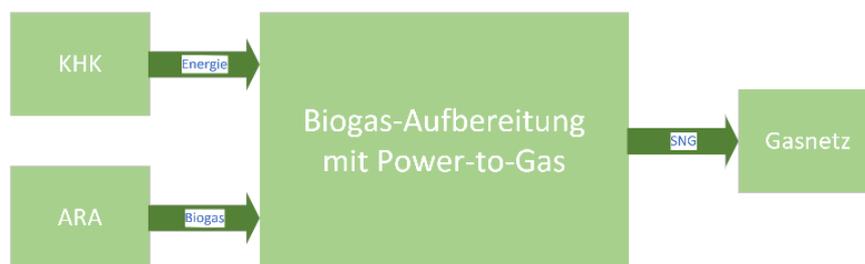


Abbildung 47: Vorgeschlagenes Konzept der PtG-Anlage: Aufbereitung von Biogas aus der ARA zur Einspeisung ins Gasnetz.

## Ergebnisse

Die Studie, die der Stadt St. Gallen vorliegt, kommt zum Schluss, dass eine PtG-Anlage zur Aufbereitung des Biogases aus der ARA mit Einspeisung ins Gasnetz in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Einsparung und Wirtschaftlichkeit durchaus Sinn machen kann.

Bei der vorgeschlagenen Variante werden jährlich ca. 2.9 GWh elektrischer Energie aus dem KHK verwendet, um den kontinuierlichen Strom an Biogas aus der ARA mittels PtG für die Einspeisung ins Gasnetz aufzubereiten. Die Simulation zeigt, dass auf diese Weise über 4000 Betriebsstunden jährlich möglich sind. Die Anlage kann auf ca. 650 kW (bezogen auf die Elektrolyse) dimensioniert werden. Die Berechnung von Kapital- und Betriebskosten sowie der Gestehungskosten zeigt, dass das Projekt zumindest selbsttragend wäre. Die CO<sub>2</sub>-Einsparung beläuft sich auf 700 t CO<sub>2</sub> pro Jahr.

<b>Power-to-Gas im Kehrrichtheizkraftwerk St.Gallen</b>	
<b>Beteiligte</b>	IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule Kehrrichtheizkraftwerk (KHK) St. Gallen
<b>Unterstützt von</b>	Umwelt & Energie Stadt St. Gallen
<b>Zeitraum</b>	2018 bis 2019
<b>Kontakt</b>	Matthias Frommelt, matthias.frommelt@ost.ch

## 5.3 Wasserstoff im Schweizer Erdgasnetz

Von Christoph Steiner

### 5.3.1 Ausgangslage

In der Schweiz darf der Wasserstoffanteil im Erdgasnetz maximal 2 % sein<sup>58</sup>. In der zukünftigen Erdgasversorgung werden im Zuge der Dekarbonisierung des Erdgasnetzes sowie Einhaltung der nationalen Klimaziele weitreichende Veränderungen erwartet. Wasserstoff kann zur Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstosses beitragen, da Wasserstoff einen grossen gewichtsbezogenen Energieinhalt mit sich bringt und bei seiner Verbrennung kein CO<sub>2</sub> bildet. Die aktuell drei Szenarien mit den vielversprechendsten Aussichten sind:

- Beimischung von grünem, synthetisch produziertem Methan in das bestehende Erdgasnetz
- Beimischung und schrittweise Erhöhung von grün, blau oder türkis produziertem Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz. Dabei ist die H<sub>2</sub>-Beimischung zwischen 10% (nahe Zukunft) bis 100% (ferne Zukunft) denkbar.
- Erstellung einer zur Erdgasversorgung parallelen Wasserstoff-Infrastruktur (neues 100% H<sub>2</sub>-Netz)

Der Schweizerische Verein des Gas- und Wasserfaches (SVGW) stellt sich den künftigen Entwicklungen. Über ihren Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizer Gaswirtschaft (FOGA) hat der SVGW zusammen mit dem IET, dem Ingenieurbüro SWR+, dem Forschungszentrum CREM und der Gasversorgung Dietikon dieses Vorprojekt lanciert. Die Ziele sind:

- Für ein bereits auserwähltes Teilversorgungsgebiet in der Stadt Dietikon (Quartiere Altberg und Heimstrasse, Abbildung 48) soll die vorhandene Netzinfrastruktur auf ihre Wasserstofftauglichkeit mit Anteilen bis zu 10% überprüft sowie die Beimischung und Verteilung des Wasserstoffes via das Erdgasnetz im entsprechenden Teilabschnitt mittels einer Netzsimulation untersucht werden.
- Bestimmen von Quelle und Menge von Wasserstoff, das für einen allfälligen Testlauf benötigt würde. Weiter sind Aufstellungs- und Sicherheitsplanung für die Einspeisestelle, ein Mess- und Regelkonzept sowie Erstgespräche mit tangierten Instanzen (Grundstückeigentümer, Eichämter, Stadt Dietikon, etc.) zu führen.
- Untersuchung der Auswirkungen von erhöhtem Wasserstoffanteil für Abnehmer:innen, für deren Anwendung die Gaszusammensetzung kritisch ist. Dies ist in vereinzelt Branchen aus Industrie sowie bei Erdgastankstellen der Fall.
- Beginn der Erstellung eines SVGW-Leitfadens als unterstützendes Instrument für die Netzbetreiber:innen, welche ihr Gasverteilernetzen auf die Wasserstoffverträglichkeit hin überprüfen und gegebenenfalls umrüsten wollen.

### 5.3.2 Arbeiten des IET

Die Aufgaben des IETs richtet sich auf die Leitung des Projektes, der Literaturstudie, der Berechnung der Mengen und Gasqualitäten mit H<sub>2</sub>-Anteilen sowie die Auswirkungen auf die schweizerische Industrielandschaft und die CNG-Tankstellen und Fahrzeuge.

#### Literaturstudie und Konditionierung

Die Thematik der Wasserstoffbeimischung und der Netzumstellung auf 100% Wasserstoff erfährt seit rund einem Jahrzehnt steigendes Interesse. Entsprechend ist die Anzahl verfügbarer Literatur stark steigend.

Dieses Wissen galt es zu sichten und in einer wieder auffindbareren Systematik zu speichern. Dank der bereits am IET verfügbaren Bibliotheken-Verwaltungssoftware 'Citavi' stand bereits ein geeignetes Tool zur Verfügung. In der aktuell laufenden Cloud-Erweiterung der Entwickler von 'Citavi' konnte die Bibliothek als ein Online-Cloud-Projekt erstellt und zusammen mit dem Projektpartner des SVGW bearbeitet werden. Zum Zeitpunkt Mitte Sommer 2020 finden sich rund 200 Quellen in der Bibliothek, welche sich auf die

<sup>58</sup> Richtlinie G18 des SVGW Ausgabe April 2013, Seite 7/8 Tab. 2

projektbezogenen Thematiken beziehen. Die Strukturierung der Quellen wurde hinsichtlich des zu erstellenden Leitfadens gewählt und bildet seine Grundlage.

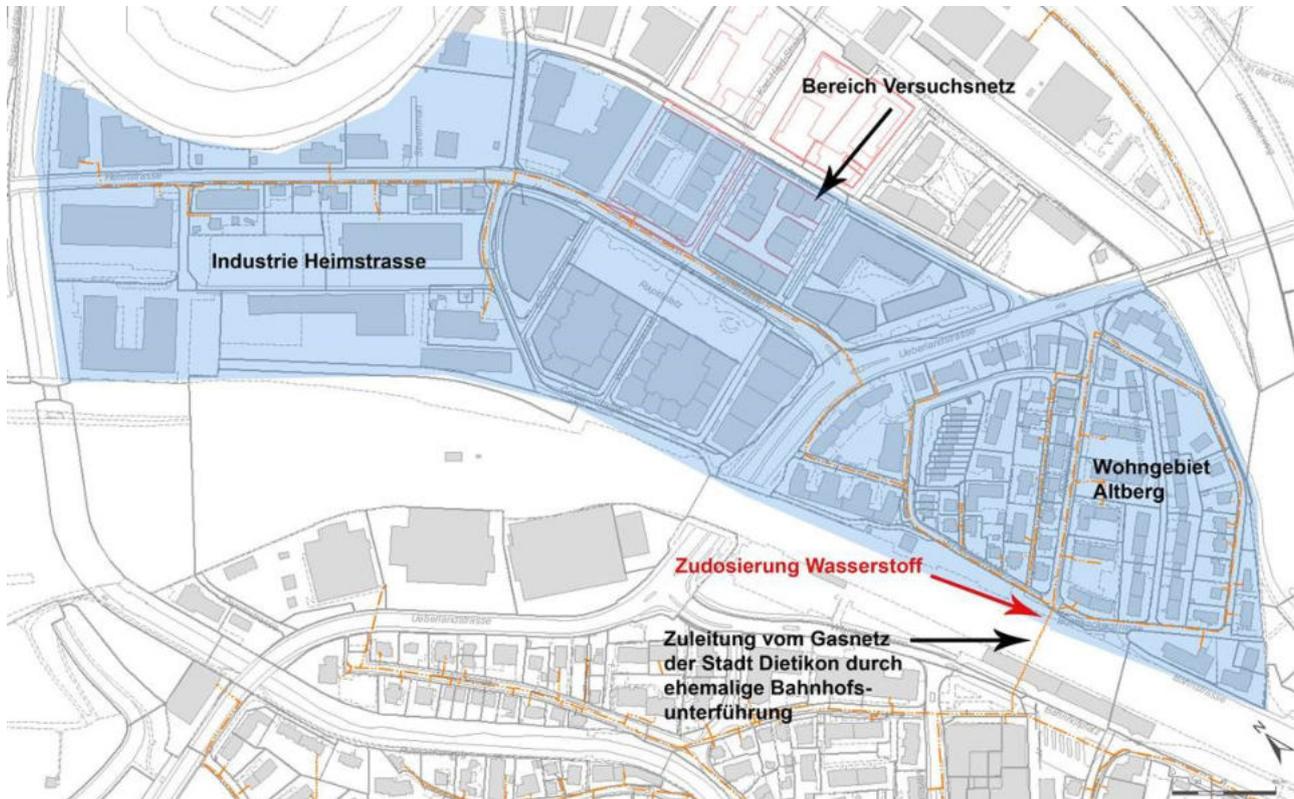


Abbildung 48: Vorgesehener Teilabschnitt im Niederdruckverteilnetz der Stadt Dietikon

### Berechnung der zu erwartenden Gasqualität

Die physikalischen und verbrennungstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff unterscheiden sich oftmals stark gegenüber denjenigen von Methan respektive von Erdgasgemischen. Insbesondere veränderlicher Brennwert, Dichte, kinematische Viskosität, Wärmekapazität und Schallgeschwindigkeit sind bei den Aspekten des Transportes und Energielieferung wichtig. Bei der energetischen Nutzung des Brennstoffes sind vor allem die stark erhöhte Flammgeschwindigkeit und veränderlichen Flammentemperaturen hervorzuheben. Diese Eigenschaften können ungewünschte Auswirkungen auf die Langlebigkeit eines Brenners oder bei sensiblen Prozessen direkt auf die Produktequalität haben. Wissen über die zu erwartenden Veränderungen auf das örtliche Gasgemisch ist daher essentiell. Zu den generellen Stoffdaten von Wasserstoff und Methan wurden Literaturwerte konsultiert, beim lokalen Gasgemisch wurde auf die Software GasCalc und/oder auf die Datenbank von RefProp zugegriffen und die Werte berechnet.

Für die Beurteilung der Gasqualität bezieht sich die Gasbranche auf den Wobbe-Index eines Gases. Der Wobbe-Index stellt der Brennwert eines Gases ins Verhältnis zur Wurzel vom Quotient seiner Dichte zur Dichte von trockener Luft. Die Aussage dabei ist, dass bei gleichbleibendem Wobbe-Index gleich viel Energie in ein und denselben Brenner strömen würde, obwohl sich andere Moleküle, und folglich auch andere Heizwerte, im Gas befinden. Weiter stellen die nationalen Gasverbände Minimalanforderungen an Brennwert sowie der relativen Dichte des Gases zur trockener Luft. Alle drei Grenzwerte lassen sich im Brennwert vs. Wobbe-Index-Diagramm darstellen. Abbildung 49 zeigt diese Darstellung für Swissgas 2016 im Vergleich zu Russland-Gas (H-Gas 2008) und Methan mit zunehmenden Wasserstoffanteilen und den schweizerischen Grenzwerten aus der Richtlinie G18 des SVGW. Man kann erkennen, dass bei einer Beimischung von bis zu 10% Wasserstoff die geltenden Grenzwerte gerade noch eingehalten werden können.

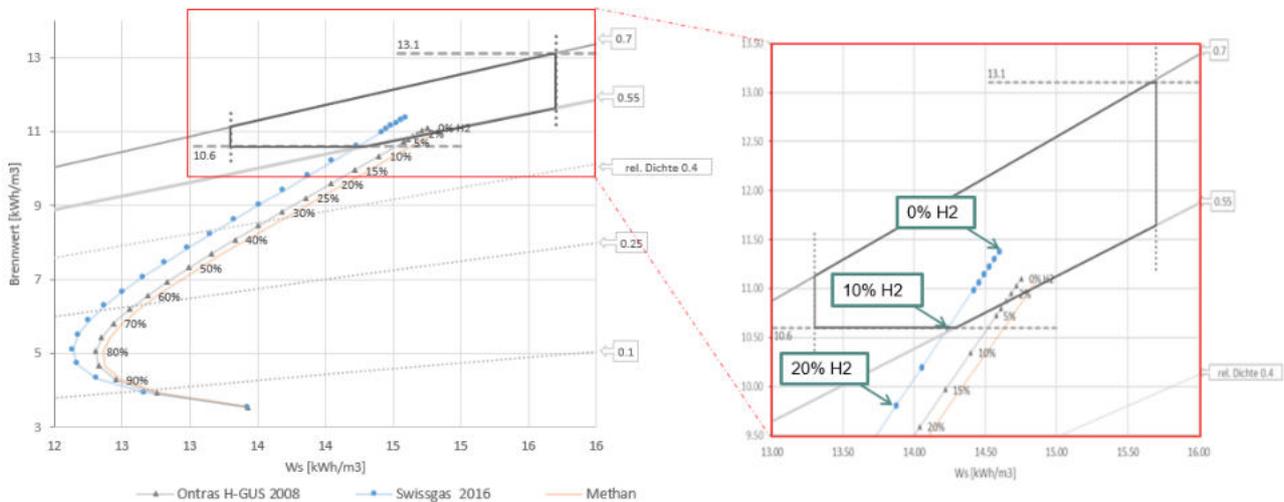


Abbildung 49: Brennwert vs. Wobbe-Diagramm mit erhöhten Anteilen Wasserstoff inklusive den nationalen Grenzwerten aus der G18 (schwarze, dick geschlossene Linien)

## Gasmenge in Dietikon

Über die von der Gasversorgung Dietikon ausgelieferte Energiemenge in dem vorgesehenen Versorgungsgebiet Altberg/Heimstrasse der letzten drei Jahren sowie einem Standard-Nutzlastprofil kann die voraussichtlich benötigte Menge Wasserstoff ermittelt werden, je nachdem, zu welchem Zeitpunkt der Feldtest durchgeführt wird. Bei einem Testlauf bei Spitzenlast, also in den Wintermonaten, wird der Bedarf gemäss dem Standardlastprofil um rund +170% höher ausfallen als in einem durchschnittlichen Monat. Es gibt auch Tage an denen der Gasbezug gegen Null geht. Tabelle 6 zeigt die durchschnittlich benötigten Mengen an Wasserstoff in Gasflaschen oder in Form eines wasserstoffproduzierenden Elektrolyseurs.

Tabelle 6: Durchschnittlicher Bedarf an Wasserstoff für einen Feldtest im Quartier Altberg/Heimstrasse in Dietikon.

Ø Jährlich von der Gasversorgung gelieferte Energiemenge	3'636 MWh
	<b>Schnitt</b>
Täglich benötigte Menge Gesamt-Gas (Schnitt, Hs)	940 Nm <sup>3</sup>
Täglich benötigte Menge H2	94 Nm <sup>3</sup>
Gewicht des benötigten H2	8.5 kg
oder Anzahl H2-Gasflaschen (200bar)	10.8
<b>oder Anzahl H2-Bündel (200bar)</b>	<b>9.3</b>
Energieinhalt des täglich benötigten Wasserstoffes	333 kWh
Annahme Wirkungsgrad des Elektrolyseurs	50%
Benötigte E-Menge Elektrolyseur pro d	666 kWh
<b>Ø elektr. Leistung Elektrolyseur</b>	<b>27.7 kW</b>

## Auswirkungen auf Schweizer Industrie

Aus der Jahresstatistik des Verbandes der schweizerischen Gasindustrie VSG<sup>59</sup> ist zu entnehmen, dass 35% in des Erdgases in die Industrie geht. Aus der jährlichen Analyse des Energieverbrauchs in der Schweiz geht hervor, dass über 71% der Brennstoffe in der Schweizer Industrie für Prozesswärme genutzt wird.<sup>60</sup> Insgesamt

<sup>59</sup> Jahresstatistik 2019 abrufbar unter <https://gazenergie.ch/de/infothek/jahresstatistik/>

<sup>60</sup> Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2018, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.html>

also flossen im Jahr 2018 rund 25% aller Erdgasmoleküle in die Industrie, vornehmlich um Prozesswärme zu erzeugen.

Aufgrund der Qualitätsansprüche ist der Industriesektor besonders von den veränderten verbrennungstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff-Erdgas-Gemischen betroffen. Dort werden mit dem Brenngas präzise Prozesse gefahren, bei welchen unter Umständen Änderungen von wenigen Grad Celsius Qualitätseinbußen in deren Produkte haben könnte. Vor allem zu nennende Bereiche sind z.B. die Keramik und Glasherstellungsprozesse, aber auch die Pharma-, Chemie- und Nahrungsmittelherstellung unterliegt hohen Qualitätsanforderungen. Genau diese zuletzt genannten Industriesektoren weisen die höchsten Erdgasbezüge auf (Tabelle 7). Den Auswirkungen auf die hiesige Industrie gilt daher in diesem Projekt ein besonderes Augenmerk.

Tabelle 7: Verteilung des Erdgasverbrauches nach Industriesektoren. Durchschnitt der Jahre 2011 - 2018.<sup>61</sup>

NOGA-Gr. <sup>62</sup>	Industrie	Sensible Prozesse?	Anteil am Erdgasverbrauch
10-12	Nahrung, Getränk, Tabak	Mittel - Bereitstellung von Prozesswärme	21%
20	chem. Erzeugnisse	Klärungsbedarf	20%
24	Metall und bearbeitung	Kaum - in CH überwiegend Bearbeitung	12%
21	pharmazeutischen Erzeugnisse	Klärungsbedarf	10%
23	Glas, Keramik, Verarbeitung von Stein und Erden	Glas & Keramik sehr – direkter Einfluss auf Produkt	9%
17	Papier, Pappe und Waren daraus	Klärungsbedarf	9%
	<i>Restliche Industriezweige</i>	<i>kaum</i>	20%

Wasserstoff benötigt pro gleicher Menge an Energieinhalt bei der Verbrennung weniger Sauerstoff-Moleküle als kohlenstoffbasierte Brennstoffe. Deswegen kann bei nichtangepasster Luftzufuhr eine überstöchiometrische Verbrennung stattfinden. Je nach Prozess möchte man dies jedoch nicht, respektive kann es sogar negative Auswirkungen auf Brenner und Brennraum haben.<sup>63</sup> Daher scheint nicht nur eine Anpassung der Brennstoffzufuhr (mehr Volumenstrom für gleiche Energiemenge nötig), sondern auch eine Anpassung der Luftzufuhr. Welche Massnahmen die Industriebetriebe genau zu treffen haben, ist in jedem individuellen Fall einzeln zu betrachten. Mit hoher Wahrscheinlichkeit kann jedoch gesagt werden, dass an den Industriebrenner bei einer Umstellung der Gasversorgung auf Wasserstoff mindestens Untersuchungen getätigt werden müssen, im Extremfall Anpassungsregelungen und somit finanzieller Aufwand entsteht.

### Auswirkungen auf CNG-Tankstellen und Fahrzeuge

CNG-Tankstellen sind grundlegend aus einem mehrstufigen Kompressor und Speicherbänken aufgebaut, in welche das zu betankende Gas in unterschiedlichen Druckstufen bereitgestellt wird. Ein H<sub>2</sub>-Anteil von bis 10% sind technisch kein Problem. Trotzdem muss in den jeweiligen Anwendungsfällen geklärt werden, ob die verwendeten Materialien (Dichtungen, Kolben, Ventilsitze etc) in den jeweiligen Tankstellen wasserstoffverträglich sind.

Ein etwas anderes Bild ergibt sich bei den bestehenden rund 1.4 Millionen CNG-Fahrzeugen<sup>64</sup> in Europa, in welchen das H<sub>2</sub>/CNG-Gemisch verbrennt werden soll. Zwar sind nicht die Motoren oder die Gasleitungen die eingrenzenden Faktoren, sondern die Fahrzeugtanks und die Mischungstechnik. 2013 waren 95% der Fahrzeuge mit Typ 1 Stahltanks ausgerüstet. Diese sind aufgrund von befürchteter Wasserstoff Versprödung

<sup>61</sup> "Energieverbrauch in der Schweiz 2011 - 2018 nach NOGA Stufe 2", BFE, Dezember 2019

<sup>62</sup> NOGA Gruppen gemäss "Allgemeiner Systematik der Wirtschaftszweige" (NOGA) des Bundesamts für Statistik

<sup>63</sup> Untersuchung der Auswirkungen von Wasserstoffzumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse. Dr.-Ing Tim Nowakowski im Auftrag der iGF, 2017.

<sup>64</sup> <http://cngueurope.com/natural-gas-vehicles/>, abgerufen am 22. Juli 2020

nicht für höhere Anteile als 2 Vol-% zugelassen (ECE-Richtlinie R110).<sup>65</sup> Die Mischung des Treibstoffes mit dem Luftsauerstoff kann bei Saugrohrsystemen problematisch werden. Aufgrund von veränderter Dichte kann der Brennstoff und die Luft in verändertem Mischungsverhältnis in den Motor gelangen und zu fehlerhaftem Betrieb führen.<sup>66</sup> Zudem halten CNG-Motoren ihre Emissionsgrenzen mit bis zu 2 % Wasserstoffanteil ein und wurden entsprechend zertifiziert. Eine Erhöhung des H<sub>2</sub>-Anteiles in Erdgastankstellen ist also erst nach Anpassung der CNG-Fahrzeuge, ihrer Zertifizierung und des länderübergreifenden Regelwerkes realistisch.

Folglich muss bei zeitnaher Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz dieser Anteil vor oder an den Erdgastankstellen wieder entfernt werden. Nachforschungen zeigen, dass hierfür eine ganze Palette an Technologien zur Verfügung stehen oder stehen werden, welche einzeln oder in Kombination denkbar sein könnten:

- Druckwechseladsorption
- Kryogene Destillation
- Methanisierung des Wasserstoffanteiles
- Temperatur-Adsorption (Palladiummembran, Metallhydride)
- Membran-Trennung (Polymer- und keramische Membranen)
- "Elektrochemische Pumpe" mittels einer PEM-Membrane

Im weiteren Verlauf des Projektes gilt es, die gesichteten Technologien auf ihre Einsatztauglichkeit im Rahmen einer Erdgastankstelle zu durchleuchten. Deutlich wird jedoch, dass in jedem Fall Investitionen zum Schutz der Erdgasfahrzeuge getätigt werden müssen.

<b>Wasserstoff im Schweizer Erdgasnetz</b>	
<b>Beteiligte</b>	Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW Gasnetz Dienstleister Dietikon SWR+ IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule Centre de Recherches Energétiques et Municipales CREM, Martigny
<b>Unterstützt von</b>	Forschungs-, Entwicklungs- und Förderungsfonds der Schweizer Gaswirtschaft (FOGA)
<b>Zeitraum</b>	2020
<b>Kontakt</b>	Christoph Steiner, <a href="mailto:christoph.steiner@ost.ch">christoph.steiner@ost.ch</a>

<sup>65</sup> DVGW-Projekt G1-07-10, Gert Müller-Syring, 2012

<sup>66</sup> Gespräch mit Audi Vertreter für alternative Kraftstoffe Herr Reinhard Otten, Mai 2020

## 5.4 Low Cost Hydrogen Refuelling Station

*Von Silvan Schmid*

### 5.4.1 Ausgangslage

Im Zuge der Defossilisierung des weltweiten Energiebedarfs spielt grüner Wasserstoff im Bereich der Mobilität eine immer grösser werdende Rolle. Damit verbunden ist ein wachsendes Momentum des Aufbaus einer Wasserstoffmobilität in der Schweiz. Dies nicht zuletzt aufgrund der Offensive von Hyundai Hydrogen Mobility und H2energy, bis 2025 1600 H<sub>2</sub>-LKWs in den Schweizer Schwerlastverkehr bringen zu wollen<sup>67</sup>. Das wird zwangsläufig zu einer steigenden Nachfrage nach Wasserstoff in der Schweiz und im europäischen Ausland führen, ebenso wie ein steigender Bedarf an Tankstellen, um diesen Wasserstoff in die Fahrzeuge befördern zu können.

Aktuell sind nur grössere Tankstellen von wenigen ausländischen Herstellern zu relativ hohen Anschaffungskosten (CAPEX) von ca. CHF 1.5 Mio.<sup>68</sup> verfügbar. Tankstellen dieser Grössenordnung können sowohl Lastwagen und Busse mit 350-bar-Tanksystemen bedienen als auch PKWs mit aufwändiger zu betankenden 700-bar-Tanksystemen. Des Weiteren sind sie zumeist mit einem umfangreichen Abrechnungs- und Bezahlssystem ausgestattet. Im Bereich der kleineren Tankstellen, welche beispielsweise für eine flotteninterne Nutzung als Servicetankstelle einsetzbar wären, ist die Situation der Verfügbarkeit noch schwieriger. Schweizer Fabrikate sind generell nicht vorhanden.

### 5.4.2 Ableitung

Dieses Innosuisse-Projekt setzt sich deshalb zum Ziel, den Prototyp einer Schweizer Wasserstofftankstelle zu entwickeln, welche mit einem vergleichsweise tiefen CAPEX den Einstieg in die Welt des Wasserstoffs massiv erleichtern soll. Hierfür sind die drei Schweizer Unternehmen Burckhardt Compression AG, Swagelok Switzerland – Arbor Fluidtec AG und Endress+Hauser Flowtec AG als Umsetzungspartnerinnen am Projekt beteiligt. Die Tankstelle wird modular aufgebaut sein und lässt sich an die Bedürfnisse des Kunden anpassen.

### 5.4.3 Projektziel

Die auf Kompressoren spezialisierte Burckhardt Compression AG ist die Hauptumsetzungspartnerin. Sie begleitet die Entwicklung des Tankstellen-Prototyps am IET sehr eng und wird diesen nach dem erfolgreichen Projektabschluss im Sommer 2022 bis zur Marktreife weiterentwickeln.

Der Prototyp, welcher innerhalb der nächsten zwei Jahre am IET entsteht, beherbergt zu Entwicklungszwecken alle notwendigen Komponenten aller Module und vereint diese in einem Forschungs-container. Zusätzlich wird im Container ein H<sub>2</sub>-Forschungsbereich zur Erprobung neuartiger H<sub>2</sub>-Komponenten eingerichtet.

---

<sup>67</sup> Siehe hierzu: <https://h2energy.ch/dank-gru%CC%88nem-wasserstoff-wird-in-der-schweiz-die-kopplung-der-sektoren-strom-und-mobilita%CC%88t-wirtschaftliche-realita%CC%88t/>

<sup>68</sup> Diese Angabe basiert auf vertraulichen Auskünften entsprechender Quellen.

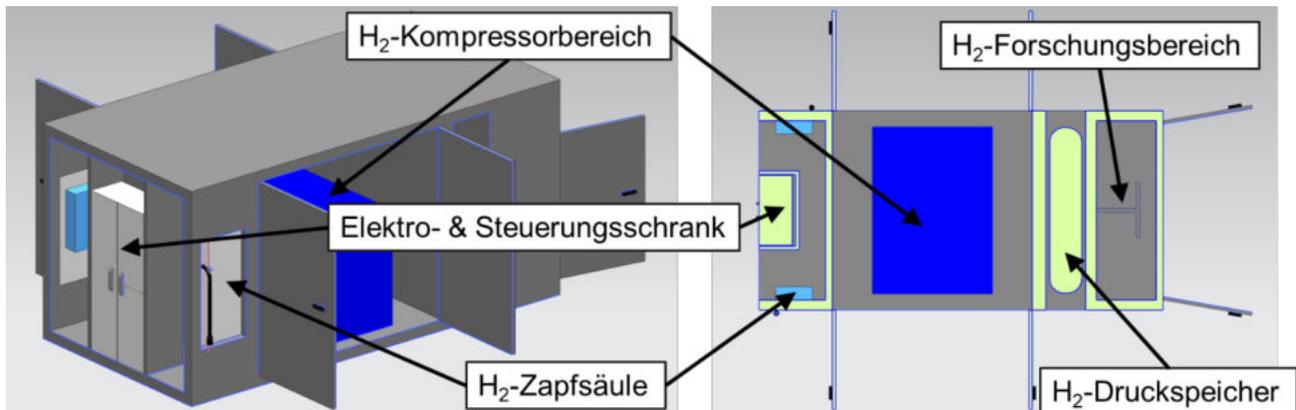


Abbildung 50: Der containerförmige Prototyp beherbergt neben den Tankstellen-Anlagenteilen auch einen H<sub>2</sub>-Forschungsbereich.

#### 5.4.4 Projektplanung

Zur Umsetzung wurde das Projekt im Innosuisse-Antrag in insgesamt vier Arbeitspakete (AP) unterteilt, wobei mit der präzisen Konzeptionierung unter Berücksichtigung der vordefinierten Innosuisse-Bedingungen begonnen und mit einer IET-internen Testphase des Prototyps abgeschlossen wird.

##### AP1 – Konzeptphase

Dieses Arbeitspaket dient der Erfassung der Rahmenbedingungen, dem präzisen Ausarbeiten der Definitionen der geforderten Ziele und dem konzeptuellen Vorbereiten für das Engineering und die Sicherheit.

Recherche der relevanten Normen & Standards: Um die Rahmenbedingungen definieren zu können, welche für eine Wasserstofftankstelle zu erfüllen gelten, bedarf es einer umfangreichen Recherche nach den relevanten themenbezogenen Normen, Standards, Richtlinien und Merkblättern. Nach der Recherche der entsprechenden Dokumente gilt es, diese sinnvoll zu katalogisieren. Ein solcher Katalog dient dann einerseits als wichtiges Instrument im nachfolgenden Engineering in AP2 als auch in der Planung der Vermarktung in den zukünftigen Märkten unter Berücksichtigung der dort geltenden Vorschriften.

Erstellung eines Grobkonzeptes inkl. Ableitung von Detailkonzepten: Mittels Grobkonzept wird die Tankstelle in grobe technologieunabhängige Funktionsblöcke unterteilt. Dieses Konzept dient im darauffolgenden Arbeitsschritt als Basis für die Bildung eines morphologischen Kastens, woraus verschiedene Detailkonzepte ausgearbeitet werden. Das beste Konzept ist dann für die praktische Umsetzung in AP2 vorgesehen.

In dieser theoretischen Ausarbeitung müssen folgende Aspekte berücksichtigt werden:

1. Verfügbarkeiten von schon bestehenden oder noch in Entwicklung befindlichen Komponenten
2. Marktbedürfnisse
3. Vordefinierte Ziele (z.B. CAPEX und Betankungskapazitäten) gemäss Innosuisse-Antrag

Erstellung eines groben Sicherheitskonzeptes: Auf Basis des ausgewählten Detailkonzeptes wird ein erstes Sicherheitskonzept erarbeitet. Dieses Sicherheitskonzept wird in einem iterativen Prozess laufend verfeinert, beispielsweise mit einer Risikoanalyse und dem Austausch mit entsprechenden Behörden (TISG, SUVA, TÜV, etc.).

##### AP2 Engineering-Phase

Dieses Arbeitspaket gilt aufgrund seiner Dauer und des Arbeitsinhalts als Herzstück des Projekts. Auf Basis des Basic-Engineerings wird aus AP1 ein Detail-Engineering erarbeitet, wobei die Verantwortung einzelner Anlagenbereiche bei den entsprechenden Umsetzungspartnerinnen liegt. Parallel dazu wird das grobe Sicherheitskonzept verfeinert und ein Brandschutzkonzept ausgearbeitet.

Innerhalb dieses Arbeitspakets findet zudem das bei Innosuisse-Projekten obligatorische Go-NoGo-Assessment statt. Normalerweise wird dies in der Projekthälfte durchgeführt. In diesem Projekt wird es vorgezogen, um bei erhaltenem Go-Entscheid rechtzeitig die Bestellungen der Komponenten mit langen Lieferfristen auslösen zu können. Dies ist notwendig, um schwerwiegende Verzögerungen in der Bauphase zu vermeiden.

### **AP3 Bauphase**

In diesem Arbeitspaket wird der Prototyp der Wasserstofftankstelle am Standort Rapperswil aufgebaut. Zum jetzigen Zeitpunkt wurde der Bau in grobe Unterarbeitspakete unterteilt:

Aufbau der Grundinfrastruktur: Ausgehend von der Einrichtung und baulichen Vorbereitung des Aufbaustandortes wird mit der Installation des Gehäusecontainers begonnen. Die Grundinfrastruktur wird dabei so vorbereitet, dass ohne Verzögerungen mit dem Einbau der Hauptkomponenten fortgefahren werden kann.

Einbau und Funktionstest der Hauptkomponenten: Sobald die Grundinfrastruktur entsprechend vorbereitet worden ist, kann ausgehend vom Einbau des Kompressors mit dem Einbau aller weiteren Hauptkomponenten fortgefahren werden. Im Anschluss werden alle Hauptkomponenten einzeln auf ihre Funktionstüchtigkeit hin getestet.

Verrohrung und Sensoreinbau: Die einzelnen Hauptkomponenten werden an die entsprechenden Rohre angeschlossen. Sobald alle Rohrverbindungen vorbereitet sind, wird die evaluierte Metrologie verbaut.

Elektroarbeiten und Funktionstest: Als letzter Arbeitsschritt erfolgt der Einbau des Elektro- und Steuerungsschranks inklusive aller notwendigen Verkabelungen im gesamten Prototyp. Nach Abschluss der Installationsarbeiten erfolgt der Funktionstest der Elektrik, der Steuerung und der Metrologie.

### **AP4 Testphase**

Dieses Arbeitspaket beinhaltet alle (Teil-) Anlagenfunktionstests und die dazugehörigen Behördenabnahmen und schliesst das Innosuisse-Projekt ab.

Funktionstest der Teilsysteme: Während sich die in AP3 durchgeführten Funktionstests auf die einzelnen Komponenten beschränkt haben, beinhaltet dieses Arbeitspaket Funktionstests aller Teilsysteme, also der testweisen Inbetriebnahme von Komponenten in ihren jeweiligen Teilverbänden, wobei hier das korrekte Zusammenspiel der Komponenten im Fokus steht.

Dichtheitsprüfung: Nach erfolgreichem Abschluss des Teilsystem-Funktionstests erfolgt die Dichtheitsprüfung der gesamten Anlage. Hier muss einem normengerechten Vorgehen hinsichtlich Prüfdruck und Prüfmedium besondere Beachtung geschenkt werden. Diesbezügliche Hinweise werden im Normenstudium in AP1 ermittelt.

Inbetriebnahme und Behördenabnahme: Sobald die Anlage für dicht befunden wurde, erfolgt die geordnete Inbetriebnahme des Gesamtsystems. Wenn der gesamte Prototyp entsprechend den geplanten Vorgaben funktioniert, erfolgt die Abnahme durch die Behörden.

Erster Testbetrieb: Nach erfolgreicher Abnahme durch die Behörden erfolgt ein Testbetrieb am Aufbaustandort, welcher das Ziel hat, den Aufbau und die Einzelkomponenten in längeren Betriebsphasen auf ihre Eignung hin zu überprüfen. Des Weiteren wird ein Testbetriebsprotokoll absolviert, um sich von der einwandfreien Funktionstüchtigkeit vergewissern zu können.

#### **5.4.5 Zusammenspiel der Projektparteien**

Das IET hat sich im Winter 2019/2020 mit dem Verfassen und Einreichen des Innosuisse-Projektantrags beschäftigt und die entsprechenden Firmen als Umsetzungspartnerinnen angeworben. In der Folge hat sich das IET nach Bewilligung des Innosuisse-Projektes als Forschungspartner mit der Aufgabe betraut, das Projekt gesamthaft zu leiten und die Entwicklungsarbeit in grossen Teilen auszuführen und zu koordinieren.

Des Weiteren findet der Aufbau des Prototyps auf dem Gelände des IET resp. OST statt. Burckhardt Compression AG wird das Know-how aus der Erarbeitung des Prototyps anschliessend zur Ausarbeitung einer marktfähigen Tankstelle übernehmen. Dies und der Fakt, dass mit dem Kompressor die grösste Komponente aus ihrem Portfolio stammt, macht sie zur Hauptumsetzungspartnerin mit entsprechender Verantwortung in der Konzeptphase und in ihren jeweiligen Anlagenbereichen. Die zwei weiteren Umsetzungspartnerinnen Endress+Hauser Flowtec AG und Swagelok Switzerland – Arbor Fluidtec AG nutzen die Projektbeteiligung zur Erprobung und Lancierung neuer Komponentenserien im Feld und zur Erreichung der Position, Komponentenlieferanten für die marktfähige Lösung von Burckhardt Compression zu werden. Sie übernehmen Verantwortung in ihren jeweiligen Bereichen und lassen ihr Knowhow einfließen.

<b>Low Cost Hydrogen Refuelling Station</b>	
<b>Beteiligte</b>	Burckhardt Compression AG Endress+Hauser Flowtec AG Swagelok Switzerland – Arbor Fluidtec AG Institut für Energietechnik IET der OST Ostschweizer Fachhochschule
<b>Unterstützt von</b>	Innosuisse (Bundesamt für Energie)
<b>Zeitraum</b>	Juni 2020 bis August 2022
<b>Kontakt</b>	Silvan Schmid, silvan.schmid@ost.ch

## **6. Aus- und Weiterbildung**

### **6.1 Studiengang: Erneuerbare Energien und Umwelttechnik**

#### **6.1.1 Vorlesung**

*Von Markus Friedl*

In der Ausbildung im Bachelorstudiengang "Erneuerbare Energien und Umwelttechnik" wird Power-to-Gas in den Fächern Chemie, Thermo- und Fluidodynamik und Grundlagen der Energietechnik unterrichtet. Im Nachdiplomstudiengang "Erneuerbare Energien" (CAS ENE) wurde Power-to-Gas als eigenes Modul eingeführt. Aus der Liste der Studien- und Bachelorarbeiten in folgenden Unterkapitel ist ersichtlich, dass viele Studierende Themen aus dem Bereich Power-to-Gas wählen, die meistens zusammen mit einem Unternehmen durchgeführt werden. Hier treffen sich die Interessen aus der Industrie und aus der Studierendenschaft.

Die OST Ostschweizer Fachhochschule möchte das Thema der chemischen Energieträger stärken und hat Dr. Andre Heel zum Professor für Klimaschutz berufen. Er arbeitete einige Jahre als Laborleiter an der ZHAW mit der Gruppe Power-to-Gas der damaligen HSR zusammen. Er baut eine neue Gruppe "Advanced Materials and Processes" auf, die unter anderem an Katalysatoren für Power-to-Gas Prozesse forscht.

#### **6.1.2 Praktische Arbeiten**

*Von Boris Meier*

Eine attraktive Form der Zusammenarbeit von Unternehmen mit unserem Institut sind Studienarbeiten. Vielfach ergeben sich interessante Ergebnisse bei relativ wenig Aufwand für die Unternehmen. Studienarbeiten eignen sich in erster Linie für Aufgaben, bei denen die Studierenden viel lernen können und deren Resultate nicht sofort benötigt werden. Von der ersten Idee für eine Studienarbeit bis zur Präsentation der Resultate vergehen in der Regel 6 bis 12 Monate.

Beispielsweise wurde im Rahmen einer Bachelorarbeit ein Simulationsprogramm für die Betankung eines Wasserstofffahrzeugs entwickelt. Damit lassen sich Füllzeiten, Drücke und Temperaturen in der Tankstelle und im Fahrzeugtank berechnen.

Am IET wurden in den Jahren 2017 bis 2020 insgesamt 30 Studienarbeiten von Studierenden im Bereich Power-to-X durchgeführt. Die Studierenden stammen aus den Studiengängen "Erneuerbare Energien und Umwelttechnik (EEU)" und "Maschinentechnik | Innovation (M|I)" sowie aus dem Masterstudiengang "Master of Science in Engineering (MSE) in Energy and Environment". Der Umfang der Arbeiten reicht von Semesterarbeiten (Abkürzung: SA, 240 h Aufwand) über Bachelor- und Vertiefungsarbeiten (BA bzw. VA, 360 h) bis zu Masterarbeiten (MA, 810 h).

Mit den Studienarbeiten haben Studierende die Möglichkeit, direkt Einblick in die Forschung zu haben und wesentliche Ergebnisse zu den IET-Projekten beizutragen.

Tabelle 8: Liste der Studienarbeiten im Bereich Power-to-X am IET zwischen 2017 und 2020

Jahr	Sem.	Typ	Autor:innen	Titel	Studiengang
2020	FS	BA	Siro Speck	Entwicklung eines Versuchsaufbaues zur Untersuchung von Vorgängen in Austrittskanälen einer alkalischen Wasserelektrolyse	MJI
2019	HS	SA	Nick Spitzhofer	Validierung und Dokumentation eines Webenergierechners	EEU
2019	HS	SA	Christoph Morger	Herstellung von Propen aus Methanol in einer Laborversuchsanlage	EEU
2019	HS	BA	Olivier Paul	CFD modeling and flow visualization in the flow-field channels of a water electrolyzer	EEU
2019	HS	MA	Michael Müller	Konzept für eine Laboranlage zur Herstellung von OME	MSE
2019	HS	SA	Nils Adelman	Wasserstoffbetankung von Fahrzeugen mittels Metallhydrid	EEU
2019	FS	VA	Michael Müller	CFD-Analyse eines Sorptionsreaktors zur Methansynthese	MSE
2019	FS	VA	Glenn Huber	CFD-Analyse einer Wassereindüsung für einen Methan-Verbrennungsmotor	MSE
2019	FS	BA	Matthias Frommelt	Parametrisches Berechnungsmodell für Überströmvorgänge von Wasserstoff	EEU
2019	FS	BA	Manuel Gälli	Untersuchung der Herstellung und Speicherung von Dimethylether (DME)	EEU
2018	HS	VA	Benjamin Tschan	Entwicklung und Bau einer Laboranlage für die Trennung von Methanol-Wasser-Gemischen	MSE
2018	HS	VA	Michael Müller	Untersuchung der Herstellung und der Verwendungsgebiete von Dimethylether (DME)	MSE
2018	HS	SA	Philippe Würsten	CFD-Analyse der Verbrennung von Dimethylether (DME)	MJI
2018	HS	SA	Daniel Bachmann	Untersuchung von Methanol oder Dimethylether (DME) als Treibstoffe im Verbrennungsmotor	MJI
2018	HS	BA	Furkan Erarslan, Caspar Gasser	Analyse und Integration eines Sorptionskatalysators für eine Power-to-Methan Anlage	EEU
2018	HS	VA	Robin Leonhard	Kombination von PV, Batterie und Power-to-Gas	MSE
2018	HS	MA	Silvan Schmid	Flüssigkeitsverteilung in einem Rieselbettreaktor	MSE
2018	HS	VA	Robin Leonhard	Kombination von PV, Batterie und Power-to-Gas	MSE
2018	HS	SA	Matthias Frommelt	Power-to-Gas Integration im KHK St.Gallen	EEU
2018	FS	VA	Silvan Schmid	Modellierung, Konzept und Umsetzung einer Laboranlage zur Kunststoffsynthese aus Olefinen	MSE
2018	FS	BA	Simon Hasler	Optimierung eines Versuchsstands zur Methanolsynthese	EEU
2018	FS	MA	Patrick Angst	Modellierung, Konzept und Umsetzung einer Laboranlage für den MTO-Prozess	MSE
2017	HS	SA	Manuel Decasper	Charakterisierung eines Versuchsstands zur Methanolsynthese	EEU
2017	HS	MA	Kevin Schumacher	CFD Analysis of Ammonia Reforming in a Micro-Channel Reactor	MSE
2017	HS	MA	Daniel Wyss	Economic Optimization of a Hydrogen Production System with Methanol as Feedstock	MSE
2017	HS	VA	Silvan Schmid	Weiterentwicklung eines Programms zur Simulation der Stromproduktion und des Stromkonsums in der Schweiz	MSE
2017	FS	MA	Luca Schmidlin	Thermodynamische Modellierung und Konzept zur Integration eines Adsorptions-Methanisierungsreaktors in eine Power-to-Methane Anlage	MSE
2017	FS	BA	Cosma Greco	Analyse und Weiterentwicklung eines Versuchsstands zur Methanolsynthese	EEU
2017	FS	BA	Yannick Schaufelberger	Entwicklung, Bau und Integration eines Reaktors für die Methansynthese	MJI
2017	FS	SA	Darko Jovicic	Erweiterung Power-to-Methan Versuchsstand	MJI
2017	FS	MA	Fabian Ruoss	Metal Hydride Compression of Hydrogen in a Power-to-Methane plant with integrated SOEC	MSE
2017	FS	VA	Patrick Angst	IT-Netzwerk für die Power-to-Methane Anlage der HSR	MSE

## 6.2 Viertageskurs: Energiespeicher

*Von Boris Meier*

Das Modul Energiespeicher ist ein Viertageskurs und behandelt alle verfügbaren Möglichkeiten der Energiespeicherung vom Pumpspeicherwerk in den Alpen bis zur lokalen Speicherlösung in einzelnen Gebäuden, und vom thermischen Speicher im Wärmenetz bis zum Batteriespeicher in der Mobilität und zur Power-to-X Anlage. Durch den steigenden Einsatz erneuerbarer Energiequellen wird das Thema der Energiespeicher immer zentraler, um die Fluktuationen in der Erzeugung auffangen zu können.

In der Weiterbildung werden die folgenden Lerninhalte behandelt:

- Einführung, Geschichte, Klassifizierung, technische und ökonomische Kennzahlen
- Bedarf an Energiespeicher heute und im zukünftigen Energiesystem
- Technologien: Thermische, mechanische, elektrische, elektrochemische (Batterien) und chemische Energiespeicher (Power-to-Gas, Power-to-X), vom Einfamilienhaus bis zu Wärme- und Stromnetzen
- Lastmanagement, Sektorkopplung, Strommarkt, Stromhandel
- Aktueller Stand der Anwendung von Energiespeichern in der Schweiz

Weitere Informationen: <http://www.ost.ch/werz>

## 7. Power-to-X in der Schnittstelle

### 7.1 PowerCheck – die Schweizer Stromversorgung simulieren

Von Boris Meier

Eine zuverlässige Energieversorgung ist die Grundlage für ein reibungsloses Leben. Der Umbau in eine 100% erneuerbare, CO<sub>2</sub>-neutrale und zuverlässige Energieversorgung bereitet heute aber noch weltweit Kopfzerbrechen. Eine neue, auf echten Daten basierende App der OST Ostschweizer Fachhochschule bietet nun die Möglichkeit die Stromversorgung des ganzen Landes virtuell umzubauen.

2017 hat die Bevölkerung das Energiegesetz und damit einen Teil der Energiestrategie 2050 verabschiedet. Kürzlich präsentierte GLP-Chef Jürg Grossen seine "Roadmap Grossen"<sup>69</sup> für die künftige Energieversorgung der Schweiz und das BFE Bundesamt für Energie hat eine Studie zur Energiestrategie 2050<sup>70</sup> veröffentlicht. All das zeigt: Die Diskussion über die Energiezukunft ist hochaktuell.

Die neue **Online-App Powercheck.ch der OST** will es nun allen ermöglichen, basierend auf echten Daten der Schweizer Stromversorgung, unsere Stromzukunft mitzudiskutieren und zu planen. Die Stromversorgung ist mit heute rund 25 Prozent am Gesamtenergieverbrauch (exkl. z.B. Heizung, Mobilität – v.a. gedeckt durch fossile Brennstoffe) zwar nur ein Teilbereich, aber wegen des Atomausstiegs einer, bei dem die Zeit nicht nur mit der Klimabrille betrachtet drängt. Die Bedeutung von Strom nimmt laufend zu. Der Powercheck-Projektleiter Boris Meier vom IET Institut für Energietechnik der OST geht davon aus, dass «im Zuge der Elektrifizierung beispielsweise bei Fahrzeugen oder in der Gebäudeheizung und -kühlung bis 2050 der grösste Teil unseres Gesamtenergieverbrauchs elektrisch sein wird.»



Abbildung 51: Benutzeroberfläche der Webseite [www.powercheck.ch](http://www.powercheck.ch), auf welcher Interessierte ihre eigenen Szenarien der Schweizer Stromversorgung entwickeln können.

<sup>69</sup> Siehe <https://www.tagesanzeiger.ch/glp-chef-will-die-formel-fuer-eine-klimaneutrale-schweiz-gefunden-haben-112715411764>

<sup>70</sup> Siehe <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-81358.html>

## **Simulieren mit echten, physikalischen Fakten**

Voll auf den Solar-Ausbau setzen oder lieber eine vielseitige Mischung aus Solar-, Wasser- und Windkraft? Riesige Batteriespeicher oder mehr Pumpspeicherkraftwerke bauen? Im Winter Strom importieren oder komplett unabhängig selbst versorgen? Von der einfachen Simulation aus Interesse zu Hause bis zur fundierten Ausarbeitung eines realitätsnahen Strom-Szenarios unter Fachexperten lässt Powercheck.ch den Usern völlig frei, wie sie die Simulationsdaten nutzen möchten. Jedes Szenario lässt sich speichern und z.B. an Freunde, Kollegen oder interessierte Experten versenden. Auf Powercheck.ch lassen sich so mehrere Szenarien gegenüberstellen und vergleichen.

Mit der App will das Forschungsteam des IET Instituts für Energietechnik der OST einen Beitrag zur Versachlichung der teils emotional geführten Energiestrategie-Debatte in der Schweiz leisten. "Jeder kann mit unserer App simulieren, welcher Energiemix aus Produktion, Verbrauch und Speicherung welche Konsequenzen hätte", sagt Projektmitarbeiter Silvan Schmid. Denn an den physikalischen Fakten hinter dem Strommarkt ändert kein Argument etwas: Produktion und Verbrauch müssen zu jedem Zeitpunkt im Jahr ausgeglichen sein und die Speicherung von Überschüssen aus einem möglicherweise massiven Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine derzeit noch ungelöste Frage und würde einen Ausbau der Speicherkapazitäten erfordern.

Solche Zusammenhänge bildet Powercheck.ch in übersichtlichen Tabellen und Grafiken ab. Die App ist ausserdem mehr, als auf den ersten Blick ersichtlich ist. Mit insgesamt mehr als 35'000 Datenwerten pro Jahr sowie pro Energiequelle und Verbraucher im Hintergrund ist der Powercheck.ch die derzeit wohl **detaillierteste, öffentlich verfügbare und kostenfreie Simulation der Schweizer Stromversorgung**. Unter anderem sind die echten Wetterdaten des Bundesamtes für Meteorologie ebenso hinterlegt wie die Speicherkapazitäten in Pumpspeicherkraftwerken, die Zuflüsse in die Wasserkraftwerke der Schweiz oder die Gesamtstrahlungsdaten für Solarenergie sowie die Windwerte. Mit den realen Daten zwischen 2014 bis Ende 2019 können interessierte Experten, Wissenschaftlerinnen, gewählte und Hobby-Energiepolitiker oder auch Skeptiker der Energiewende ihre eigenen Szenarien zusammenstellen und mit dem aktuellen Ist-Zustand der Schweizer Stromversorgung oder mit den Szenarien von anderen Usern vergleichen.

Ansprechpersonen:

Boris Meier, [boris.meier@ost.ch](mailto:boris.meier@ost.ch)

Silvan Schmid, [silvan.schmid@ost.ch](mailto:silvan.schmid@ost.ch)

## 7.2 Dem Klimawandel mit angewandter Forschung begegnen

*Von Zoe Stadler*

Die Klimakrise verschärft sich und damit auch die Herausforderungen für Gesellschaft, Politik und Wirtschaft. Mit der Initiierung des Klimacusters bündelt die OST Ostschweizer Fachhochschule ihre planerischen und technischen Kompetenzen und ermöglicht es, hierdurch praxisnahe und umsetzbare Lösungsansätze für Firmen, Regionen und Gemeinden zu entwickeln. Das IET Institut für Energietechnik ist ein Teil davon.

Seit Jahrzehnten warnen Fachleute vor den Auswirkungen des Klimawandels. Nicht nur durch die Klimabewegung, sondern auch vermehrt durch die direkt spürbaren Auswirkungen des Klimawandels in der Schweiz, ist die Öffentlichkeit für das Thema sensibilisiert. Politik, Forschung und Wirtschaft sind gefordert, Lösungen aufzuzeigen. Gefragt sind ganzheitliche Klimastrategien, um relevante Kompetenzen zu bündeln und der Praxis zur Verfügung zu stellen.

Lösungsansätze gibt es bereits in vielen Fachdisziplinen – sowohl zur Bewältigung der Folgen des Klimawandels wie auch zur Verminderung der Treibhausgasemissionen. Bislang werden allerdings klimarelevante Projekte noch zu selten interdisziplinär angegangen, sodass konkrete und ganzheitliche Lösungsansätze entstehen. Die OST Ostschweizer Fachhochschule ist schweizweit einzigartig in der Kombination von praxisorientiertem planerischen und technischen Wissen.

Gegenwärtig baut die OST den Klimacuster auf. Er dient als Wissensplattform für die Erarbeitung von angewandten Klimastrategien auf planerischer, technischer und gesellschaftlicher Ebene. Der Klimacuster wird aktuell von zwölf Forschungs- und Entwicklungsinstituten getragen. Die Leitung liegt beim IET Institut für Energietechnik sowie beim ILF Institut für Landschaft und Freiraum.

### **Pionierleistungen in die Breite tragen**

Die OST hat viel Erfahrung mit Klimälösungen und kann eine grosse Bandbreite von Themenfeldern abdecken. In den technischen Bereichen ist die OST spezialisiert auf zukunftsorientierte Gebiete wie zum Beispiel erneuerbare Energien, Speichertechnologien und Digitalisierung. In der Planung verfügt die OST unter anderem über langjährige Erfahrungen in den Bereichen Stadt-, Raum- und Verkehrsplanung, Hitzeminderung und Naturgefahren. Abgerundet wird das planerische und technische Wissen durch die Kompetenzen in den Bereichen Kommunikation und Strategieentwicklung. Mit dem Klimacuster bringt die OST die drei Bereiche Technik, Planung und Gesellschaft zusammen, damit die Klimaproblematik mit vereintem Wissen angegangen werden kann. Somit können wirtschaftlich tragbare Lösungen für Regionen, Gemeinden und Firmen gefunden werden. Das IET Institut für Energietechnik ist mit seinen Kenntnissen in den Bereichen Gebäudetechnik, Simulationen, Smart Grid, Sektorkopplung sowie Power-to-Gas und Power-to-X ein wichtiger Bestandteil des Klimacusters.

OST Fachwissen  
Kompetenzen/ Institute

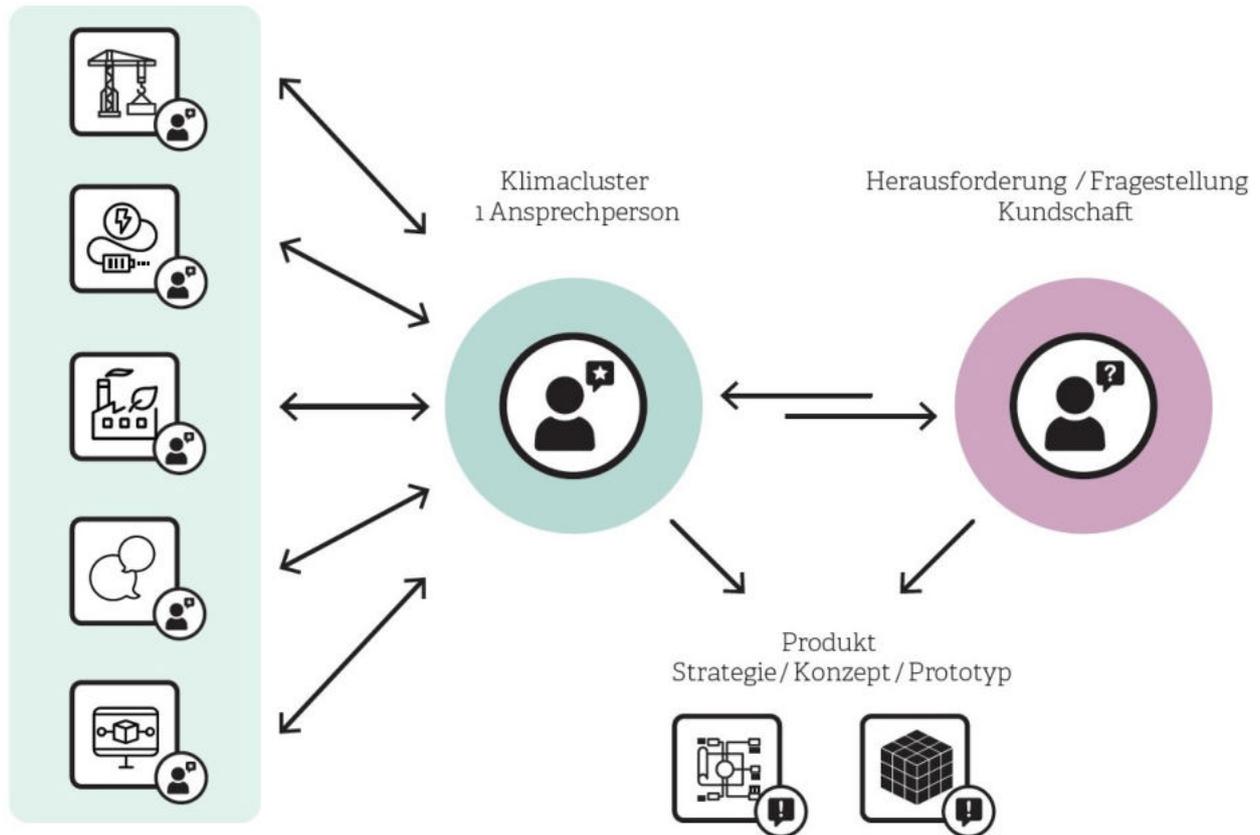


Abbildung 52: Der Klimacluster bündelt das Fachwissen rund um die planerischen, technischen und gesellschaftlichen Aspekte von Klimastrategien und stellt dieses der Kundschaft zur Verfügung.

### Strukturierte Erarbeitung von Klimastrategien

Was heisst dies konkret für interessierte Regionen, Gemeinden und Firmen? Der Klimacluster unterstützt sie bei der Formulierung von Zielen, bei der Umlegung der Ziele auf konkrete Massnahmen und der Erarbeitung von Handlungsoptionen. Dafür kann das Wissen von zwölf Forschungsinstituten zur Entwicklung von umsetzbaren, realistischen, individuellen Lösungen gebündelt eingesetzt werden. Dabei begleitet eine Ansprechperson die Kundschaft von der Planung bis zur Umsetzung. Konzepte bleiben hier kein Papier, sondern werden iterativ von konkreten Lösungsansätzen bis hin zu Versuchsreihen und Pilotanlagen weiterentwickelt.

#### Ansprechpartnerinnen im Klimacluster:

- Zoe Stadler, IET Institut für Energietechnik
- Susanne Schellenberger, ILF Institut für Landschaft und Freiraum

Mail: [klimacluster@ost.ch](mailto:klimacluster@ost.ch), Webseite: [www.klimacluster.ch](http://www.klimacluster.ch)

Tabelle 9: Fachgebiete und Aufbau des Klimaclusters.

<b>Fachgebiete des Klimaclusters</b>	<b>Aufbau des Klimaclusters</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erneuerbare Energien</li> <li>• Energiespeicher</li> <li>• Energiesysteme</li> <li>• Energielandschaften</li> <li>• Klimafreundliches Bauen</li> <li>• Klimaverträgliche Mobilität</li> <li>• Produktentwicklung</li> <li>• Kreislaufwirtschaft</li> <li>• Saubere Industrie und Prozesse</li> <li>• Direkte Klimagasreduktion</li> <li>• Raumentwicklung</li> <li>• Hitze in Städten</li> <li>• Klimawandel und Biodiversität</li> <li>• Naturgefahren</li> <li>• Klimafreundliche Landwirtschaft</li> <li>• Klimakommunikation</li> <li>• Informatik, ICT und Klima</li> <li>• Klimadaten</li> </ul> <p>Die Fachexpertise der beteiligten Forschungs- und Entwicklungsinstitute werden individuell je nach Projektziel einbezogen. Die zuständige Projektleitung seitens Klimacluster koordiniert dabei abhängig vom Projektstatus die nötigen Kompetenzen, um das Projektziel mit einem effizienten Einsatz der Forschungs- und Entwicklungsressourcen der OST zu erreichen. Die Kundin und der Kunde begleiten das Projekt eng und tragen mit integral eingesetztem Know-how oder Ressourcen zum Projekterfolg bei entscheidend bei.</p>	<p>Unter der strategischen Leitung von Prof. Dr. Markus Friedl und Prof. Dr. Dominik Siegrist koordinieren die operativen Leiterinnen Zoe Stadler und Susanne Schellenberger die Zusammenarbeit von insgesamt zwölf Forschungs- und Entwicklungsinstituten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• IBU Institut für Bau und Umwelt</li> <li>• IET Institut für Energietechnik</li> <li>• IFS Institut für Software</li> <li>• IKIK Institut für Kommunikation und interkulturelle Kompetenz</li> <li>• ILF Institut für Landschaft und Freiraum</li> <li>• IPEK Institut für Produktdesign, Entwicklung und Konstruktion</li> <li>• IRAP Institut für Raumentwicklung</li> <li>• IWK Institut für Werkstofftechnik und Kunststoffverarbeitung</li> <li>• Mathematiker der OST</li> <li>• SPF Institut für Solartechnik</li> <li>• UMTEC Institut für Umwelt- und Verfahrenstechnik</li> <li>• WERZ Institut für Wissen, Energie und Rohstoffe Zug</li> </ul>

## 7.3 Numerische Strömungssimulation

*Von Boris Meier*

In unserem Fachbereich "Power-to-Gas" haben fünf Mitarbeitende Erfahrung mit numerischen Strömungssimulationen (Computational Fluid Dynamics, CFD). Sie haben ihre diesbezüglichen Kompetenzen im Studium (Maschinenbau oder Erneuerbare Energien/Umwelttechnik) erworben und in Studienarbeiten und bei der Arbeit an unserem Institut vertieft.

Was ist "numerische Simulation"? Bei einer numerischen Simulation wird eine physikalische Problemstellung (z.B. Luftströmung durch ein Ventil) mithilfe des Computers simuliert. Dabei lässt sich jede beliebige Strömungsgrösse an jedem beliebigen Ort "messen" (z.B. Druck- oder Geschwindigkeitsverteilung im Ventil). Als Grundlage zur Simulation muss das zu untersuchende Bauteil als digitales dreidimensionales Modell (sogenanntes CAD-Modell) vorliegen. Der durchströmte Bereich wird dann vom Computer in viele kleine Elemente unterteilt, die zusammen das Rechenetz bilden. Je feiner dieses Netz ist, desto genauer werden die Resultate, aber desto länger dauert die Berechnung.

Nach der Vernetzung müssen die Fluide und Randbedingungen definiert werden (im Beispiel mit dem Ventil also "Luft" als Fluid und als Randbedingung beispielsweise die Druckdifferenz über dem Ventil). Dann kann die Berechnung gestartet werden, sie kann schnell einmal ein paar Stunden oder sogar Tage in Anspruch nehmen.

Numerische Simulationen haben sich an unserem Institut bewährt. Sie haben in den letzten zehn Jahren etliche Projekte weitergebracht und aufwändigen Prototypenbau vermieden. Unsere breite Erfahrung im Bereich der numerischen Simulationsmethoden unterstützt unsere Forschung in zwei Aspekten:

- Zum einen hilft die Simulation, ein vertieftes Verständnis von physikalischen und chemischen Vorgängen im Bereich Power-to-X herzustellen, die sonst "unsichtbar" sind. Beispielsweise lassen sich örtlich und zeitlich aufgelöste Konzentrationen von verschiedenen Stoffen in einem chemischen Reaktor dreidimensional darstellen. Dieses Verständnis hilft, neue Ideen für Verbesserungen oder neue Konzepte zu generieren.
- Zum anderen designen und dimensionieren wir unsere Versuchsanlagen mittels numerischen Simulationen. Wo ist beispielsweise der beste Ort für das Anbringen der Zu- und Abflüsse in einem chemischen Reaktor. Mittels CFD können wir schnell (virtuell) verschiedene Varianten testen und vergleichen.

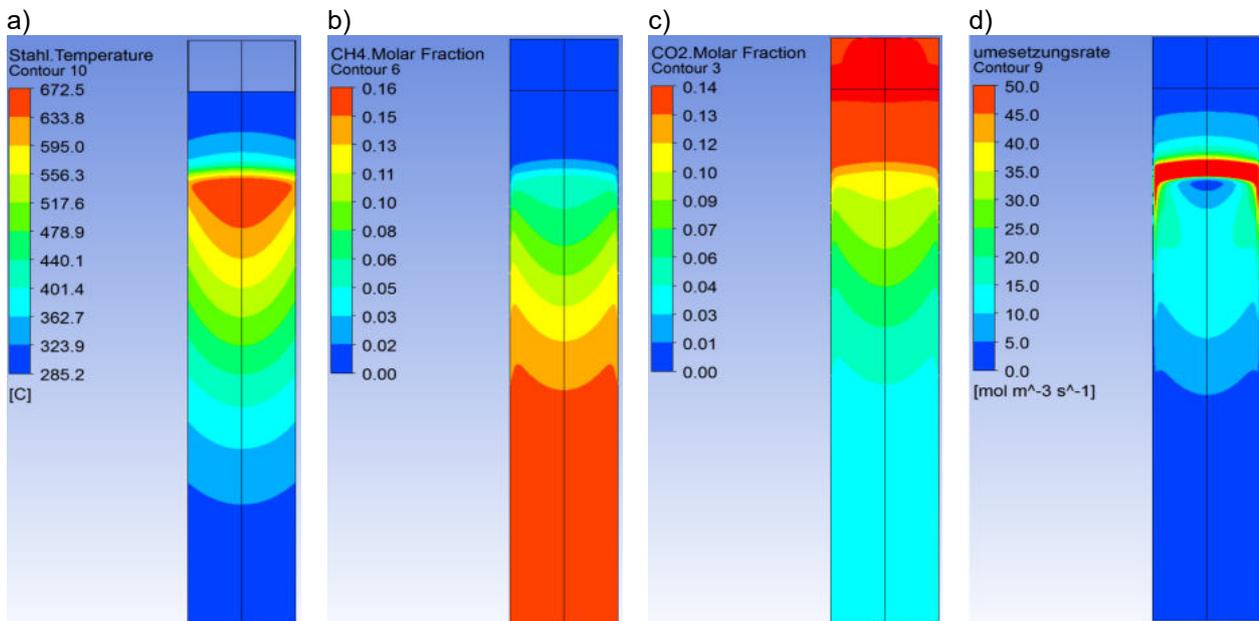


Abbildung 53: Simulation eines rohrförmigen Methanisierungsreaktors. Die Gase strömen von oben nach unten. Dargestellt sind a) die Strömungstemperatur, b) der Stoffmengenanteil Methan, c) der Stoffmengenanteil CO<sub>2</sub> und d) die Umsetzungsrate des Kohlenstoffs.

### Beispiele für unsere CFD-Berechnungen

- Design und Auslegung von beliebigen Komponenten von Power-to-Gas Anlagen (z.B. Methanisierungsreaktor, siehe *Abbildung 53*).
- Tanksimulationen für Wasserstofftankstellen
- Strömungs- und Temperaturverteilung in einem Elektrolyseur

### Weiterbildungsangebot CAS Computational Fluid Dynamics (CFD)

Neben eigener angewandter Forschung im Bereich der Modellierung von Strömungen bildet das IET Institut für Energietechnik auch Fachkräfte in diesem Fachgebiet weiter. Im Jahr 2016 startete die erste Durchführung der berufs begleitenden Weiterbildung CAS Computational Fluid Dynamics. Seither fand sie viermal statt.

Der CAS Computational Fluid Dynamics gehört zum Weiterbildungsangebot der OST Ostschweizer Fachhochschule. Sowohl die Organisation des Studiengangs wie auch die meisten Dozierenden sind am IET Institut für Energietechnik tätig. Die Studierenden profitieren damit von einem praxisnahen und doch wissenschaftlich fundierten Unterricht. Der CAS CFD wird in Zusammenarbeit mit CADFEM angeboten, wodurch die Studierenden zusätzlich in ein grosses Netzwerk von Simulationsingenieurinnen und -ingenieuren eingebunden werden.

Mehr Informationen finden Sie unter [www.ost.ch/cas-cfd](http://www.ost.ch/cas-cfd), oder schreiben Sie uns an [cas-cfd@ost.ch](mailto:cas-cfd@ost.ch)

### Kontaktperson CFD

Boris Meier, Institut für Energietechnik, 058 257 43 29, [boris.meier@ost.ch](mailto:boris.meier@ost.ch)

## 7.4 Interessengemeinschaft Power-to-X

Von Markus Friedl

Im Verlauf des Jahres 2020 haben sich einige Energieversorgungsunternehmen aus der Ostschweiz dazu entschlossen, die "Interessengemeinschaft Power-to-X" (IG PtX) zu gründen.

Das Ziel ist den Aufbau einer erneuerbaren Energieversorgung zu fördern. Dies wird erreicht durch die eine objektive Betrachtung der verschiedenen Energieträger, der Umsetzung der Forschungsergebnisse aus der Energieforschung des Bundes, sowie der Unterstützung der angewandten Forschung am IET in den Bereichen Power-to-X und Sektorkopplung. Zusätzlich werden die lokale und kantonale Politik, die Verwaltung und die interessierte Öffentlichkeit über den Stand der Forschung und Massnahmen für eine nachhaltige Energieversorgung informiert.

### IG PtX

Erneuerbare Energien mit Zukunft



Abbildung 54: Logos der Mitglieder der IG Power-to-X

## **Impressum**

### **Datum**

28. Januar 2021

### **Verfasst von**

Markus Friedl, Luiz de Sousa,  
Matthias Frommelt, Jachin Gorre,  
Robin Leonhard, Justin Lydement,  
Boris Meier, Sandra Moebus,  
Fabian Ruoss, Silvan Schmid,  
Luca Schmidlin, Zoe Stadler,  
Christoph Steiner

OST – Ostschweizer Fachhochschule  
Departement Technik  
IET Institut für Energietechnik  
Oberseestrasse 10, Postfach  
8640 Rapperswil, Schweiz

iet@ost.ch  
ost.ch