

IMPORT VON STROM- BASIERTEM GAS

PROJEKT IMPEGA – IMPORT OF ELECTRICITY-BASED GAS

Im Rahmen der Dekarbonisierung ist Erdgas mittel- bis langfristig durch klimaneutrale Gase in physischer Form zu substituieren und nicht lediglich über Herkunftsnachweise (Zertifikate) zu ökologisieren. Eine vielversprechende Möglichkeit für die Aufskalierung der erneuerbaren Gase ist die Erzeugung mittels der Power-to-X-Technologie aus Regionen mit erneuerbarem Überschussstrom in Bandenergieform wie Island. Doch ist der Import dieses synthetischen Methans technisch möglich, wirtschaftlich attraktiv und ökologisch überhaupt sinnvoll?

Urs Cabalzar, H2 Energy*

Luka Blumer, Nordur Power SNG AG

Roman Fluri, SmartLogistics

Xiaojin Zhang; Christian Bauer, Paul Scherrer Institut

David Finger, Reykjavik University

Christian Bach, Empa

Elimar Frank, Frank Energy GmbH

Bettina Bordenet, SVGW

Christopher Stahel, Erdgas Regio AG

RÉSUMÉ

IMPORTATION DE GAZ À BASE D'ÉLECTRICITÉ

PROJET IMPEGA – IMPORT OF ELECTRICITY-BASED GAS

Pour atteindre les objectifs climatiques de la Suisse, le gaz naturel devra à l'avenir être remplacé par des gaz neutres pour le climat. Il s'agira non seulement de biogaz, mais aussi probablement d'hydrogène et de gaz synthétique renouvelable obtenu par le procédé Power-to-X. L'hydrogène et le méthane synthétique qui en résulte peuvent être produits à l'étranger dans des conditions économiquement plus favorables qu'en Suisse. Cela est particulièrement vrai si l'on tient compte de la disponibilité élevée d'électricité excédentaire renouvelable à bas prix et de la possibilité de construire de grandes installations industrielles. Pour le présent projet, on a étudié la logistique, le bilan écologique et les règles d'importation en Suisse à l'aide d'un exemple de cas dans lequel le gaz est produit et liquéfié en Islande puis expédié par conteneur. Les études et importations pilotes ont montré que la logistique est

AUSGANGSLAGE

Die Schweizer Gaswirtschaft hat sich zur Dekarbonisierung der Gasversorgung drei Etappenziele gesetzt: bis 2030 den Anteil der erneuerbaren Gase im Wärmemarkt für Haushalte auf 30% steigern, bis 2040 den Anteil klimaneutraler Gase im Gesamtmarkt auf 50% heben und bis 2050 die Dekarbonisierung erreichen. Das inländische Potenzial zur Herstellung von erneuerbarem Gas ist in der Schweiz allerdings beschränkt, auch wenn es noch lange nicht ausgeschöpft wird. Dies gilt sowohl für erneuerbares Gas aus Biomasse (ca. 4 TWh/a [1]) als auch für synthetisches Methan, das über das Power-to-X-Verfahren künftig aus erneuerbarem «Überschussstrom» (ca. 5 TWh/a [2]) gewonnen werden kann. Der schweizerische Bruttoerdgasverbrauch lag 2019 bei 34 TWh [3]. Unter Annahme eines Gasverbrauchs in gleicher Grössenordnung sind für die Dekarbonisierung des

* Kontakt: urs.cabalzar@h2energy.ch

(©Sigrg/Wikimedia Commons)

Schweizer Gases folglich zusätzliche Mengen an erneuerbarem Gas notwendig. Hier beschreibt das Projekt IMPEGA (*IMPort of Electricity-based Gas*) neue Wege: Die Produktion von erneuerbarem Gas in der Schweiz wird durch Produktionen im Ausland ergänzt, wo die Voraussetzungen für Power-to-X-Verfahren besonders gut sind (z.B. in Ländern mit tiefen Strompreisen und hohen Produktionspotenzialen). Um später dieses im Ausland produzierte erneuerbare Gas in der Schweiz entsprechend bilanzieren und vermarkten zu können, ist die Ökobilanz bzw. die Auswirkung auf die Treibhausgasemissionen entscheidend. Im konkreten Untersuchungsfall geht es um die Produktion in Island, die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse sollen methodisch auf andere Standorte übertragbar sein. Da im Ausland perspektivisch wesentlich grössere Anlagen realisierbar sind, dürfte die Planung und Realisierung solcher Anlagen im industriellen Massstab – neben der Ökobilanzierung – einen wesentlichen Know-how-Sprung für Schweizer Akteure darstellen.

PROJEKT IMPEGA

DREI SCHLÜSSELASPEKTE BEIM IMPORT

Das einjährige Projekt IMPEGA wurde im Auftrag der Projektentwicklungsgesellschaft *Nordur Power SNG AG* (Nordur) und des *Verbands der Schweizerischen Gasindustrie (VSG)* durchgeführt und im März 2021 abgeschlossen. Aktionäre von Nordur sind *Erdgas Regio AG*, *Swisspower AG*, *Holdigaz SA* und *Nordur Group GmbH*. Das Ziel des Projektes ist die Analyse des Imports von verflüssigtem, strombasiertem Gas – auch *Liquefied Green Gas* bzw. LGG genannt – mit Fokus auf die folgenden drei Aspekte:

Logistik

Gekoppelte technische und ökonomische Analyse der transnationalen Logistik von strombasiertem erneuerbarem Gas im industriellen Massstab. Ausführung:

- *SmartLogistics*
- *Fachhochschule Nordwestschweiz*

Ökobilanz (Life Cycle Assessment, LCA)

Gesamtprozess

Analyse des potenziellen ökologischen Mehrwertes des Imports von strombasiertem erneuerbarem Gas. Ausführung:

- *Paul Scherrer Institut*
- *Universität Reykjavík*

Gesetzliches und regulatorisches Umfeld
Klärung der regulatorischen Rahmenbedingungen für den Import und insbesondere der Möglichkeit zur Anerkennung des ökologischen Mehrwerts in der Schweiz. Ausführung:

- *Nordur Power SNG AG*
- *VSG*

PROJEKTLÉITUNG

Die Projektleitung lag bei *H2 Energy*, während die *Empa* und *Frank Energy* das Projekt als interne Reviewer begleiteten.

Die LCA-Analyse wurde durch *Quantis* als externe Stelle auf Grundlage der ISO 14040/14044 geprüft.

FALLBEISPIEL ISLAND Um möglichst konkrete und realitätsnahe Ergebnisse erzielen zu können, stand bei den Untersuchungen ein geplantes Umsetzungsprojekt m

it unmittelbarem Potenzial zur Realisierung im Vordergrund. Das Umsetzungsprojekt sieht die Errichtung einer Power-to-Gas (PtG)-Anlage mit einer elektrischen Eingangsleistung von rund 25 MW am Geothermiekraftwerk Hellisheiði in Island vor (*Titelbild*). Das Kraftwerk, das über Turbinen mit einer installierten Leistung von über 300 MW verfügt, liegt ca. 15 km südöstlich von Reykjavík und soll als CO₂-Quelle für die Power-to-Gas-

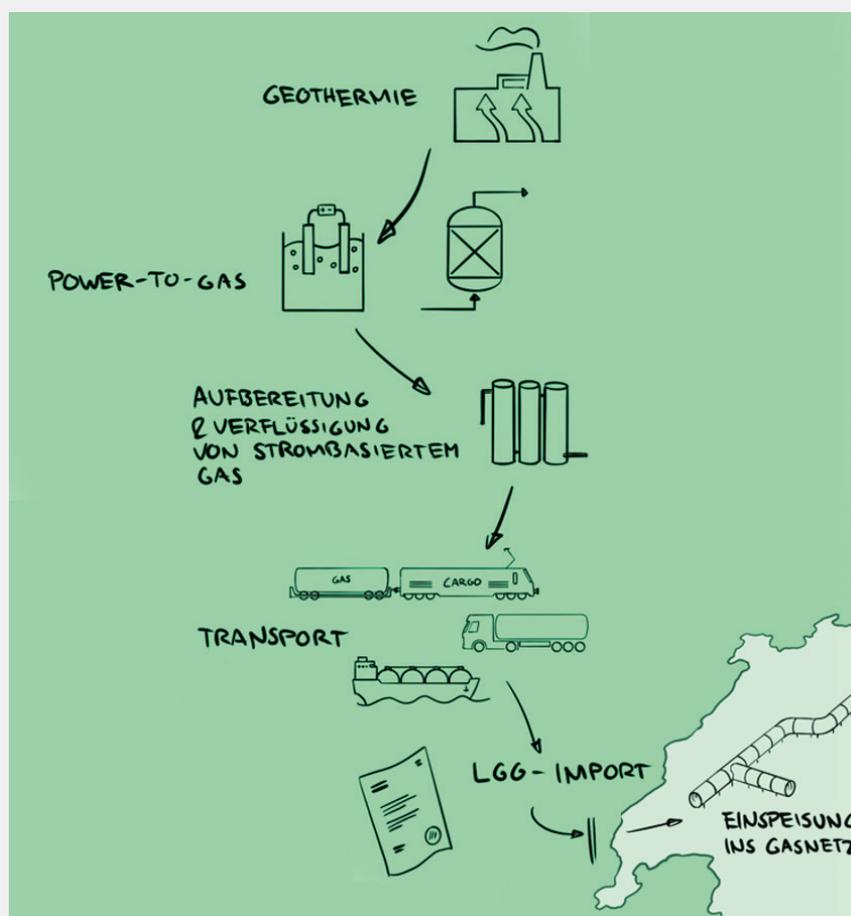


Fig. 1 Gas in Island produziert, verflüssigt und mittels Container verschifft.

(© Empa)



Fig. 2 Tanks in Schiffscontainerrahmen für den Transport von verflüssigtem Methan.

(© Rhenus Logistics AG)

Anlage dienen.

Das üblicherweise im Thermalfluid von Geothermiekraftwerken enthaltene CO_2 wird heutzutage grösstenteils in die Atmosphäre entlassen. Dieses bislang ungenutzte CO_2 soll mit dem vor Ort aus erneuerbarem Strom (aus Wasserkraft) erzeugten Wasserstoff zu Methangas umgewandelt werden, welches anschliessend auf dem Anlagengelände für den Transport verflüssigt wird. Aufgrund noch unzureichend verfügbarer Alternativen ist in einem ersten Schritt der Transport mittels Schiffscontainern vorgesehen. Die Container sollen über die bestehenden Logistikrouten von Island in die Schweiz befördert werden, wo das verflüssigte Methan verdampft und ins Gasnetz eingespeist (Wärmemarkt/Prozessgas etc.) oder direkt genutzt werden kann (flüssig, z. B. in der Transportbranche). Wird die Power-to-Gas-Anlage mit 7500 bis 8000 Volllaststunden betrieben, können so über 6500 Tonnen bzw. rund 100 GWh_{chem} strombasiertes erneuerbares Methan jährlich in die Schweiz importiert werden (Fig. 1 und 2).

PROJEKTERGEBNISSE

LOGISTIK

Um die Auswirkungen von Transportmedien, Transportwegen, Containergrössen und Einspeiseorten auf Ökologie, Ökonomie und Praxistauglichkeit aufzuzeigen, werden acht unterschiedliche Cases untersucht und kalkuliert. Bei allen untersuchten Cases identisch ist der Transport der LGG-Container von Hellisheiði nach Rotterdam und zurück per Hochseeschiff und Lastwagen (Fig. 3).

Die Transportkosten (Kosten für Beförderung per Schiff, Lastwagen etc.) machen mit über 85% den Hauptanteil an den Logistikkosten aus (Capex/Opex für Container bei ca. 15%, je Case). Beeinflussen lassen sich die Transportkosten primär durch eine Reduktion der jährlichen Rundläufe der Container, was wiederum direkt von der Transportkapazität der Container abhängig ist. Soll der Container auf Schweizer Strassen transportiert werden, ergibt sich aufgrund der gesetzlichen Limitierung des Gesamtgewichts für Lastzüge von 40 t eine maximale Kapazität von 16 t LGG (gelbe LKW in Fig. 3). Für Cases, die ohne Strassentransport mit entsprechender Limitierung auskommen, wurden Container mit einer Kapazität von 22,8 t LGG betrachtet. Die Variante

der Verwendung beider Containertypen für bestimmte Teilstrecken wurde ebenfalls untersucht.

Beim Import von 100 GWh_{chem} LGG beläuft sich die Anzahl der jährlichen Rundläufe für die beiden untersuchten Containertypen auf 294 Rundläufe für den 22,8-t-Container bzw. 421 Rundläufe für den 16-t-Container. Die Anzahl der Rundläufe hat einen direkten Einfluss auf die zu beschaffende Anzahl an Containern (34 bis 48 je Case) bzw. auf die jährlichen mit dem Transport verbundenen Treibhausgasmissionen (bis Faktor 2 je Case). Die Kapazität der Container ist eine der wichtigsten Einflussgrössen. Ein direkter Vergleich zwischen dem Best Case (Case

1 «Bahn ab Rotterdam») und dem Worst Case (Case 6 «Lastwagen ab Rotterdam») zeigt deutliche ökonomische wie ökologische Unterschiede. Basierend auf Richtwerten liegen die Logistikkosten (exkl. Capex/Opex) bei ca. 2,6 Rp/ kWh_{ch} für Case 1 und ca. 3,7 Rp/ kWh_{ch} für Case 6. Noch deutlicher unterscheiden sich die Treibhausgasemissionen des Transports. Diese betragen rund 7 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{ch}}$ für Case 1 bzw. rund 14 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{ch}}$ für Case 6. Die Resultate der weiter unten beschriebenen Ökobilanz zeigen allerdings, dass der Beitrag des Transports in Relation zu den insgesamt verursachten Treibhausgasemissionen bei allen untersuchten Cases tief ausfällt. Interessant für

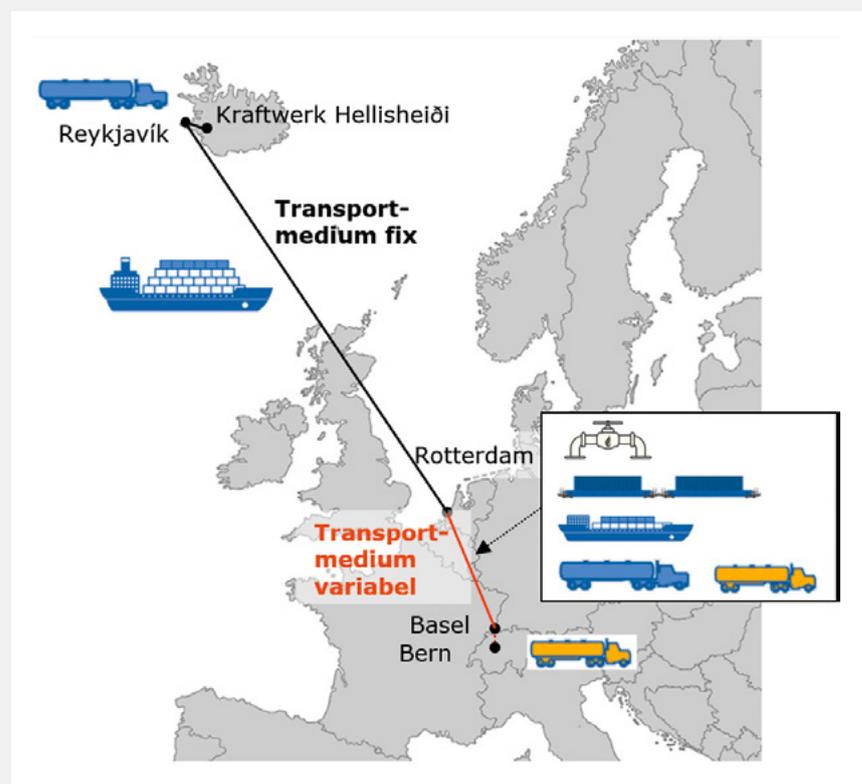


Fig. 3 Transport von Liquefied Green Gas (LGG) in die Schweiz.



Fig. 4 Einspeisung von LBG ins Gasnetz bei Kleinhüningen 2018. (© Nordur Power SNG AG)

den Transportweg Rotterdam – Schweiz bleiben die Transportmedien «Rheinschiff» und «Bahn», wobei dazu ein adäquater Hafen- und/oder Bahnanschluss gewährleistet sein muss. Hinsichtlich der CO₂-Emissionen können die Unterschiede der beiden Transportmedien vernachlässigt werden, da sie nahezu identisch sind. Nebst der reinen Kostenbetrachtung (leichte Vorteile beim Rheinschiff) müssen hier auch die Risiken in der Praxis berücksichtigt werden. Die Rheinschiffahrt ist bei Hoch- bzw. Niedrigwasser eingeschränkt, was sich durch den Klimawandel in Zukunft möglicherweise weiter verschärfen wird. Der Transport über das europäische Gasnetz z. B. mit Einspeisung in Rotterdam würde sowohl ökologisch als auch ökonomisch Vorteile bringen. Wie im Kapitel «Regularien» näher beschrieben wird, ist der aufwendige physische Import via Containerlogistik dem Umstand geschuldet, dass der ökologische Mehrwert des leitungsgebundenen Imports von erneuerbarem Methan gemäss aktuellem Gesetzesstand (noch) nicht anerkannt wird.

Abschliessend lässt sich festhalten, dass sich unter den gegenwärtigen Umständen der Bahntransport mittels grosser 22,8-t-Container von Rotterdam zu den Einspeisepunkten mit entsprechender Infrastruktur (Bahn- und Hafenanschluss) nahe der Schweizer Grenze als vielversprechendste

und sicherste Variante erweist. Die Containerlogistik wurde im Rahmen der Projektentwicklung mit Pilotimporten von verflüssigtem Biogas, auch *Liquefied Biogas* bzw. LBG genannt, getestet. Im November 2018 resp. im Juli und August 2020 fanden Pilotimporte nach Kleinhüningen resp. Bern statt. Das aus Biogasanlagen des nordeuropäischen Festlands stammende LBG wurde ins Schweizer Gasnetz eingespeist und zu Brennstoffzwecken im Schweizer Wärmemarkt verwendet.

ÖKOBILANZ

Im Rahmen einer Ökobilanz (LCA) werden die Umweltbelastungen beziehungsweise der potenzielle ökologische Mehrwert des Imports von strombasiertem erneuerbarem Gas über die gesamte Prozesskette bestimmt. Konkret untersucht wird dabei die Produktion und die Verflüssigung von erneuerbarem Methan in Island mittels lokaler Wasserkraft und der Nutzung von CO₂ aus dem Geothermiekraftwerk Hellisheiði sowie der Transport und die Einspeisung des erneuerbaren Methans in das Schweizer Gasnetz. Miteinbezogen in die Systemgrenze wird dabei auch die anschliessende Nutzung des Methans als Brenn- oder Treibstoff.

Die Erstellung der Ökobilanz erfolgt auf Basis der wissenschaftlich anerkannten Methodik Systemerweiterung und Substi-

tution/Allokation. Letztere Art der Bilanzierung wird vom Regulator gegenwärtig für die Bewertung des ökologischen Mehrwerts von Biogas herangezogen und wird zudem von einer LCA-Richtlinie für die Analyse von CCU-basierten Treib- und Brennstoffen empfohlen, falls produktspezifische Werte für Umweltbelastungen benötigt werden [4] (CCU: *Carbon Capture and Utilization*). In logischer Konsequenz ist davon auszugehen, dass auch die politische/regulatorische Bewertung von importiertem strombasiertem erneuerbarem Gas in Übereinstimmung damit erfolgen wird (Fig. 5). Unter Verwendung des Ansatzes Substitution/Allokation zeigt die durchgeführte Ökobilanz, dass die Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von LGG in einer Gasheizung gegenüber fossilem Erdgas um 74% reduziert werden können. Im Vergleich zur Verwendung von Öl in einem Heizkessel beträgt die Reduktion 79% (Fig. 6). Wird LGG als Treibstoff in Gasfahrzeugen eingesetzt, reduzieren sich die Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Verwendung von fossilem Erdgas um 47%. Gegenüber benzinbetriebenen Fahrzeugen beträgt die Minderung 55% (Fig. 7).

Bei der Verwendung als Treibstoff sind dabei unter anderem auch Treibhausgasemissionen für die Fahrzeugproduktion und den Strassenunterhalt eingerechnet. Für die Bewertung alternativer Antriebs-

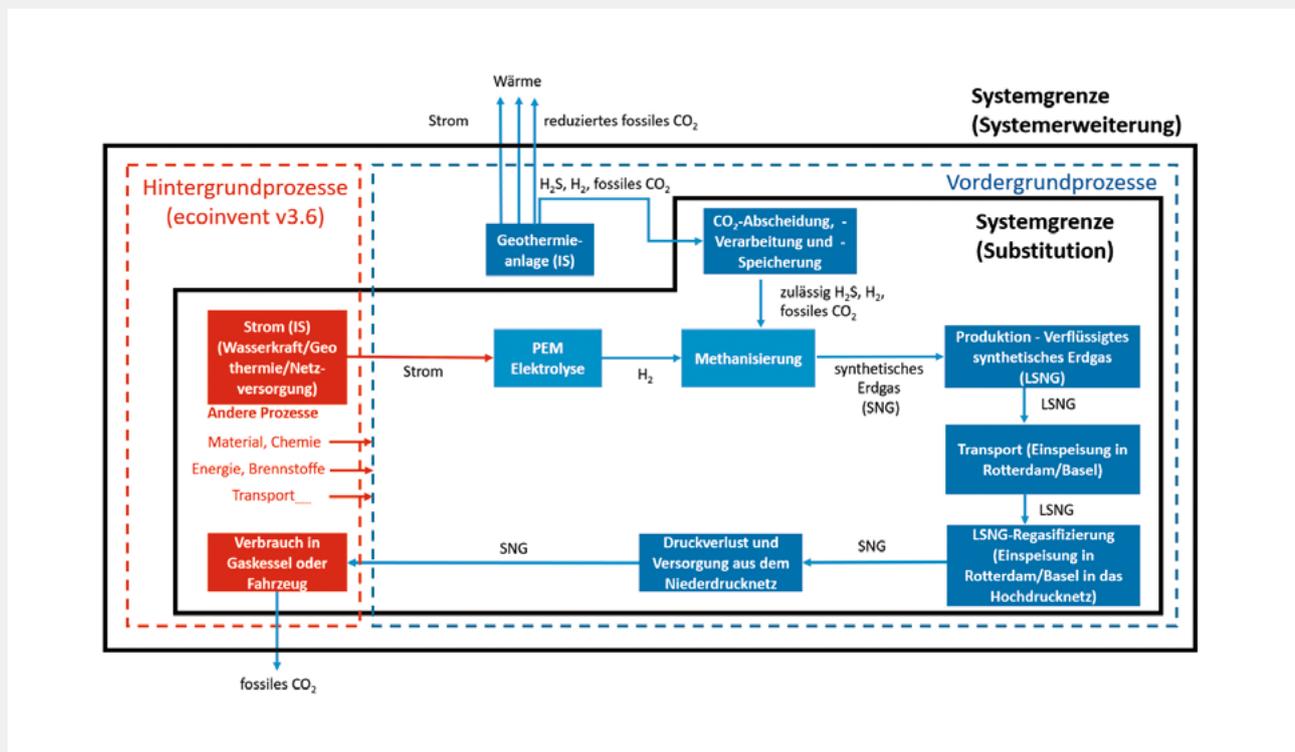


Fig. 5 Systemgrenzen der Ökobilanz für die Ansätze «Systemerweiterung» und «Substitution/Allokation».

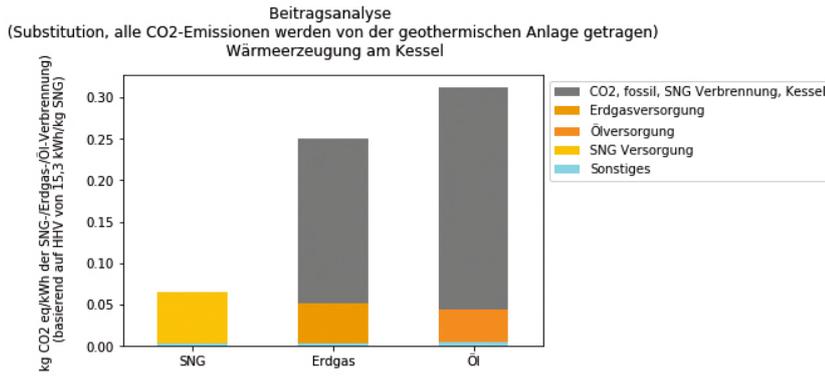


Fig. 6 Vergleich der Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalenten für die Verwendung als Brennstoff. (© PSI)

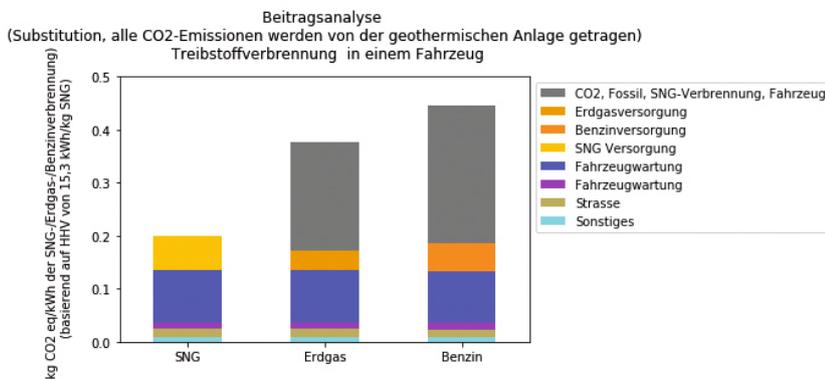


Fig. 7 Vergleich der Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalenten für die Verwendung als Treibstoff. (© PSI)

systeme werden diese Emissionen vom Regulator gegenwärtig allerdings nicht berücksichtigt. Wird diese Betrachtungsweise auch auf LGG angewandt, ergibt sich eine höhere Reduktion der Treibhausgasemissionen für Treibstoffe. Die Emissionsreduktion durch den Einsatz von LGG in Gasfahrzeugen steigt dadurch auf 71% gegenüber Erdgas und 77% gegenüber benzinbetriebenen Fahrzeugen an. Des Weiteren bestätigt die Ökobilanz, dass die Art der Stromquelle zu den entscheidenden Faktoren für die Reduktion von Treibhausgasen von strombasierten Treib- und Brennstoffen zählt. In Island weisen sowohl der im vorliegenden Projekt betrachtete Strom aus Wasserkraft als auch der Strommix aus dem Netz einen vergleichsweise sehr tiefen CO₂-Fussabdruck auf. Zudem zeigen die Resultate, dass sämtliche für die Logistik untersuchten Transportvarianten nur einen kleinen Teil zu den insgesamt aus-

gestossenen Treibhausgasen beitragen. Der Transport des LGG von Island in die Schweiz stellt folglich aus ökologischer Sicht keinen gewichtigen Nachteil dar. Beide Faktoren lassen sich verallgemeinern, das heisst auf Importe aus Ländern, die ähnliche Rahmenbedingungen aufweisen wie Island, übertragen. Im Allgemeinen zeigt die Ökobilanz, dass die angestrebte LGG-Produktions- und Lieferkette im Vergleich zum Einsatz fossilbasierter Energieträger ein grosses Potenzial zur Reduktion von Treibhausgasemissionen aufweist und nicht mit wesentlichen negativen Umweltnebenwirkungen verbunden ist. Die Ökobilanz wurde durch Quantis als projektexterne unabhängige Stelle im Rahmen eines LCA-Reviews geprüft.

REGULARIEN

Im Rahmen des Projektes IMPEGA wird auch das rechtliche und regulatorische

Umfeld für den Import von strombasiertem erneuerbarem Gas analysiert. Dazu wurden die aktuellen gesetzlichen Grundlagen sowie das vom Parlament verabschiedete totalrevidierte CO₂-Gesetz (Volksabstimmung am 13.06.2021) insbesondere hinsichtlich der nachfolgend aufgelisteten Themen geprüft.

Mengendeklaration

Beim physischen Import von erneuerbaren Gasen muss dieses an der Schweizer Grenze nach Art, Menge und Beschaffenheit deklariert werden. Dies geschieht heute in Kilogramm.

Anrechenbarkeit der Erneuerbarkeit

Beim containerbasierten Import von erneuerbarem Gas kann die Erneuerbarkeit des Gases angerechnet werden. Aktuell muss beim Import als Brennstoff plausibel dargelegt werden können, dass der Inhalt des Containers aus einer Produktionsanlage für erneuerbare Gase stammt. Beim Import als Treibstoff müssen die Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung (Art. 12b MinöStG, Art. 19a ff. MinöStV) erfüllt sein, auch muss ein entsprechender Nachweis der Eidgenössischen Zollverwaltung (EZV) vorliegen.

Anrechenbarkeit an Schweizer Treibhausgasbilanz

Wird das Gas physisch (bspw. mittels Container) in die Schweiz eingeführt, so werden die Emissionseinsparungen der Schweizer Treibhausgasbilanz angerechnet (Substitution Erdgas).

Steuerbefreiungen

Nach jetzigem Gesetzesstand unterliegt erneuerbares Gas zu Brennstoffzwecken weder der Mineralölsteuer (kein Treibstoff) noch der CO₂-Abgabe (nicht fossil). Dies würde sich voraussichtlich auch mit der Umsetzung der Totalrevision des CO₂-Gesetzes nicht ändern. Erneuerbares Gas zu Treibstoffzwecken unterliegt der Mineralölsteuer, kann aber von einer Steuererleichterung oder sogar -befreiung profitieren, wenn es die sozialen und ökologischen Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung erfüllt (Art. 12b MinöStG, Art. 19a ff. MinöStV). Diese Steuerbefreiung ist bis zum Inkrafttreten des neuen CO₂-Gesetzes bzw. maximal bis Ende 2023 begrenzt. Zu berücksichtigen ist vor allem auch Art. 35d USG: «Werden in erheblichem Mass biogene Treib- und Brennstoffe [...]

in Verkehr gebracht, welche die Anforderungen nach Artikel 12b [MinöStG] nicht erfüllen, so kann der Bundesrat vorsehen, dass von ihm bezeichnete biogene Treib- und Brennstoffe nur in Verkehr gebracht werden dürfen, wenn sie bestimmte ökologische oder soziale Anforderungen erfüllen.» Dieser Artikel wird bei der Inkraftsetzung des revidierten CO₂-Gesetzes umgesetzt. Bisher hat der Bundesrat diese Kompetenz nur für erneuerbare Treibstoffe, nicht aber für erneuerbare Brennstoffe genutzt. Werden in erheblichem Masse erneuerbare Brennstoffe importiert, wird der Bundesrat ökologische und soziale Auflagen definieren und eine Zulassungspflicht auch für erneuerbare Brennstoffe einführen.

Erfüllung der Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung

Die Resultate der Ökobilanz belegen, dass gemäss jetziger Auslegung der Vorgaben der Mineralölsteuerverordnung (CO₂ aus Geothermie = Abfall) die gesetzlichen Anforderungen an eine Mineralölsteuerbefreiung von LGG aus Island (verwendet als Treibstoff) erfüllt sind. Sollten mit dem neuen CO₂-Gesetz dieselben Anforderungen auch für erneuerbare Brennstoffe gelten, so sind diese ebenfalls erfüllt (analog Mineralölsteuergesetzgebung: min. 40% THG-Reduktion und max. +25% Umweltbelastung im Vergleich zu fossilem Heizöl).

Herkunftsnachweis

Zum heutigen Zeitpunkt gibt es kein internationales Register, in dem Herkunftsnachweise für erneuerbare Gase gehandelt werden können, wie dies im Strommarkt der Fall ist.

Zertifizierung

Es besteht die Möglichkeit, Produktionsanlagen für erneuerbare Gase auf freiwilliger Basis zertifizieren zu lassen. Das in der Schweiz etablierte und bekannteste Label «naturemade star» zertifiziert schwergewichtig Produktionstechnologie und Substrateinsatz. Internationale Zertifikate wie «REDcert» von TÜV Süd oder *International Sustainability & Carbon Certification* (ISCC) legen den Schwerpunkt stärker auf die gesamte Wertschöpfungskette, Schnittstellen und Stoffflüsse inkl. Transport. Über eine explizite Prüfmethode für erneuerbares Gas aus der Power-to-Gas-Technologie verfügt einzig TÜV Süd mit

dem Label «GreenMethane».

FAZIT

Die im Rahmen der Projektentwicklung vorgenommenen Pilotimporte lieferten den Nachweis, dass der Import von verflüssigtem erneuerbarem Gas technisch möglich ist. Die Einfuhr inklusive Zollformalitäten und die physische Einspeisung über Verdampferanlagen in das Schweizer Gasnetz wurden erfolgreich durchgeführt.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit haben die vorliegenden Untersuchungen gezeigt, dass der Import trotz des gegenwärtig ineffizienten Transportes mit Containern durchaus ökonomisch interessant ist. Dies gilt bereits, wenn die Kosten für den Strombezug einer Power-to-X-Anlage im Ausland um ca. 1–2 Rp./kWh_e tiefer liegen als im Inland. Die Transportkosten werden unter diesen Umständen durch den tieferen Strombezugspreis überkompensiert. Island verfügt mit dem erneuerbaren Strom in Form von Bandenergie, der eine hohe jährliche Betriebsstundenzahl der Power-to-X-Anlage erlaubt, über ideale Standortfaktoren.

Zur Beantwortung der Frage nach der ökologischen Sinnhaftigkeit des Imports von LGG stehen die Gegebenheiten um die Quelle des Stroms und des CO₂ für die im Ausland errichtete Power-to-X-Anlage im Vordergrund. Der Strom muss aus erneuerbarer bzw. CO₂-armer Produktion stammen. Das CO₂ kann aus der Atmosphäre, aus erneuerbaren Quellen (z. B. Biogasanlage) oder aus Abgasen bestehender Prozesse stammen, bei denen der Ausstoss des CO₂ zwar möglicherweise reduziert, aber nicht gänzlich vermieden werden kann (Abfall-CO₂). Die Untersuchungen haben ergeben, dass die beim Transport verursachten Treibhausgasemissionen gering ausfallen und daher von untergeordneter Bedeutung sind.

Sind die genannten Voraussetzungen zu Strom- und CO₂-Quelle gegeben, haben die durchgeführten Analysen gezeigt, dass die Nutzung von importiertem LGG im Vergleich zum fossilen Pendant eine deutliche (und durch die effektive physische Substitution von Erdgas in der Treibhausgasbilanz der Schweiz ersichtliche) Reduktion der Treibhausgasemissionen ermöglicht. Die gesetzlichen Anforderungen aus der Mineralölsteuergesetzgebung von min. 40% Reduktion der Treibhausgase und max. +25% Umweltbelastung im Vergleich zu fossilem Heizöl bzw. Benzin

werden eindeutig erfüllt. Die Anerkennung dieses ökologischen Mehrwerts erfordert derzeit allerdings noch den physischen Import des LGG.

Es kann festgehalten werden, dass der Import von strombasiertem erneuerbarem Gas das Potenzial hat, einen wesentlichen Teil zur Erreichung der Klimaziele der Gasindustrie und der Schweiz beizusteuern. Der Realisierungsentscheid für den Bau der Power-to-Gas-Anlage in Island wird voraussichtlich Ende 2021 gefällt.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Hanser Consulting AG (2018): *Erneuerbare Gasstrategie für die Schweiz* (unveröffentlicht)
- [2] Empa/PSI (2019): *Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz*
- [3] VSG (2020): *Erdgas/Biogas in der Schweiz, Jahresstatistik Ausgabe 2020*
- [4] Müller, L. J. et al. (2020): *A Guideline for Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilization*,

POWER-TO-X

Mit Power-to-X wird das Verfahren der Umwandlung von Strom bzw. elektrischer Energie (Power) zu einer anderen Energieform (X) bezeichnet. Dabei kann zum Beispiel Wärme (Power-to-Heat) oder ein chemischer Energieträger wie ein Gas (Power-to-Gas) aus Strom erzeugt werden. Stammt der Strom aus erneuerbaren Quellen, können mit diesem Verfahren folglich erneuerbare chemische Energieträger erzeugt werden (wie z. B. strombasiertes erneuerbares Methan).

> SUITE DU RÉSUMÉ

à la fois économiquement possible et judicieuse du point de vue écologique. La part du transport est proportionnellement faible, non seulement en matière de coûts, mais aussi d'émissions. Si le gaz naturel (combustible ou carburant) est remplacé en Suisse par du gaz synthétique liquéfié renouvelable d'Islande (Liquefied Green Gas, LGG), cela entraîne une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'environ -70 % dans le contexte actuel pour le consommateur final. Si le gaz est importé physiquement à l'aide de conteneurs, contrairement à l'importation par le réseau de gaz, cela est comptabilisé dans le bilan suisse de gaz à effet de serre et le client final peut faire comptabiliser la valeur ajoutée écologique.