

Power to Gas - aktueller Forschungsstand

Dr. Robert Tichler
Gerda Reiter, MSc

Linz, 5. März 2014

Inhalt

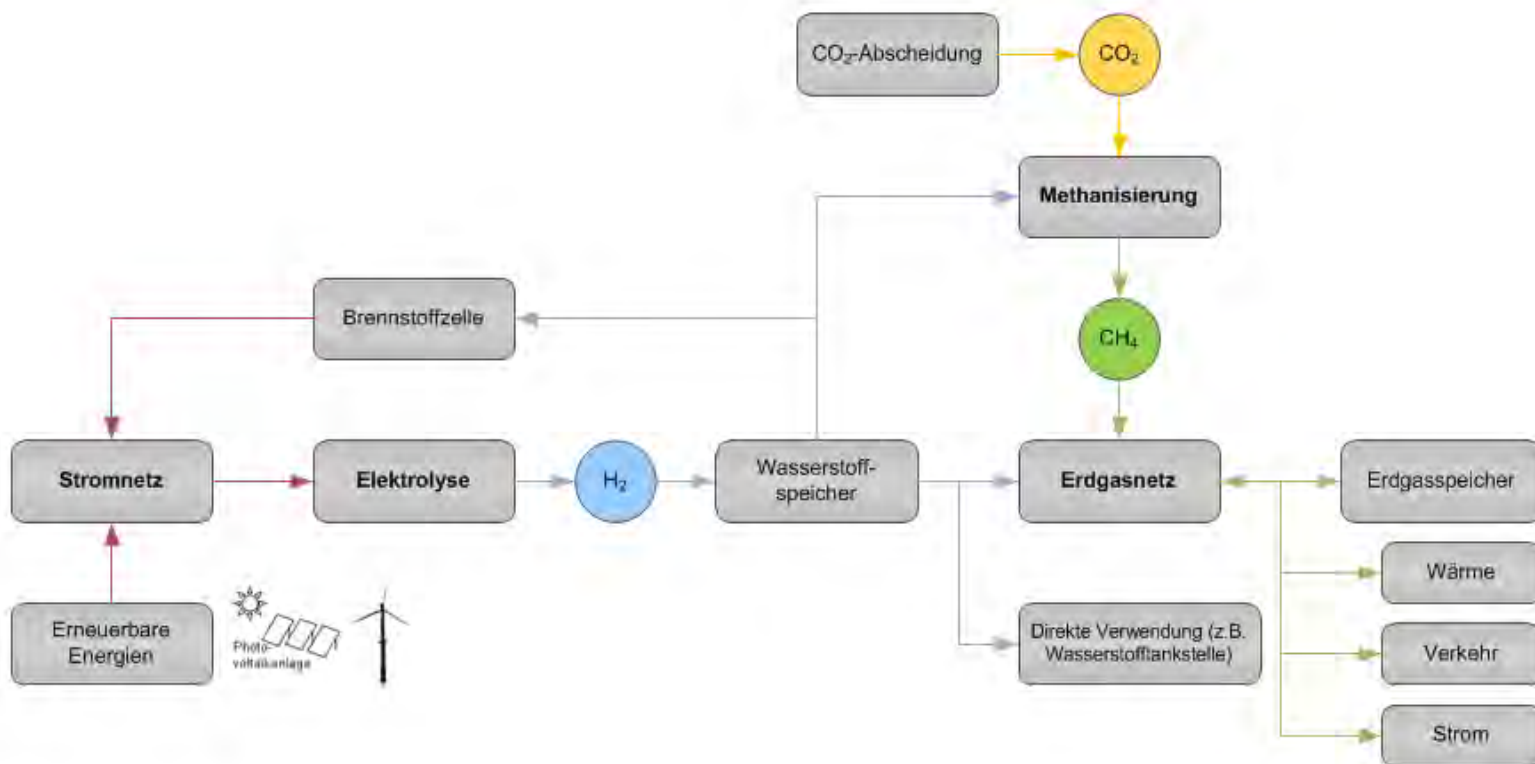
- Das System Power-to-Gas
- Forschungsprojekte und Pilotanlagen
 - Projekte am Energieinstitut an der JKU Linz
 - Projekte und Pilotanlagen weltweit
 - Power-to-Gas Anlagen in Deutschland
- (Makro-)ökonomische Aspekte
 - Generelle volkswirtschaftliche Einordnung
 - Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas Anlagen
 - Ökonomische Aspekte – Gestehungskosten & Volkswirtschaftliche Benchmarks

Das System Power-to-Gas

Power-to-Gas

= Produktion von Wasserstoff aus (erneuerbarer) elektrischer Energie

= Produktion von synthetischem Methan aus Wasserstoff und Kohlendioxid



ACCM, Energieinstitut an der JKU Linz, JKU/LIOS
Power to Gas – Analyse der Technologien und Systeme

MU Leoben, RAG
Carbon Capture and Utilization – Verfahrenswege und deren Bewertung

Energieinstitut an der JKU Linz, RAG, OÖ Ferngas AG, Linz AG, Salzburg AG, E.ON Ruhrgas
Machbarkeitsstudie zu einer P2G-Anlage in Österreich

EVN, AGRANA, TU Wien
GECO - Umwandlung von Grünstrom in speicherbare Energieträger in Smart Grids

Joanneum Research, OMV, BMVIT
Die Öko-Wasserstoff-Tankstelle der Zukunft

TU Wien (EEG), Joanneum Research
Energiespeicher der Zukunft, store

Systementwicklung und -bewertung

Förderung des **BMWFJ** für das **Energieinstitut an der JKU Linz Power to Gas** – Markt- und Technologiescouting und -analyse

LEGENDE Projektstatus
abgeschlossen
laufend
in Planung

Prozessentwicklung, technologische Forschung, Verwertung

CO₂
F&E CO₂-Abtrennung und -verwertung

H₂
F&E Wasserstoffproduktion und -verwertung

CH₄
F&E Methanisierung, Produktion von Kohlenwasserstoffen

F&E Technologiesysteme

TU Graz, Research Studios Austria, OMV, Fronius, AVL
Flex-Fuel-Reformer

CD Labor Cambridge
Erneuerbare Syngas Chemie

Fronius International -
Entwicklung und Betrieb der Energiezelle (Brennstoffzelle und Energiezelle)

Profactor GmbH, Energieinstitut an der JKU Linz, LIOS
REGSTORE (CO₂-Bindung durch Elektro-Biotechnologie)

TU Wien – Institut für VT, Synthetische Biotreibstoffe, OMV, BioEnergy 2020+, Repotec - BioH₂ 4Refineries

TU Wien – Institut für VT, Bioprocess Technology
Coupling of BioH₂ and BioCO₂ production for BioCH₄ production

MU Leoben, OMV, ecoduna, BOKU Wien, Energieinstitut an der JKU Linz, VOEST, EVN, Wopfinger - Next Generation Crude Production

RAG, MU Leoben, BOKU-IFA TuIn, Energieinstitut an der JKU, Verbund, Axion - Underground Sun Storage (Leitprojekt elmission)

Linde, Fronius, DB Schenker, OMV, HyCentA, Joanneum Research
E-LOG-Biofuel

AVL List, MU Leoben, div. Partner
HYDROCELL (Entwicklung SOEC)

F&E Brennstoffzellen

CD-Labor TU Graz
Brennstoffzellensysteme mit flüssigen Elektrolyten

Hydrogen Center Austria (HyCentA) - Brennstoffzellen mit Wasserstoffspeicher

Profactor, TU Wien
LIFE_BIOSOFC (Bau und Demonstration von 4 KWK mit zwei 5 kW SOFC)

TU Graz (Institut für Wärmetechnik)
BIOCELLUS (Biomass Fuel Cell Utility System)

Plansee Werke
Weiterentwicklung SOFC

TU Graz (Institut für VT u. U.)
Projekte F&E Brennstoffzelle (DuraPEM, A3 FALCON, KEEPEMALIVE,...)

MU Leoben (phys. Chemie)
Projekte F&E SOFC

EVN, TU Wien (IET)
CCS in PCC slipstream Anlage Dürnröhr

TU Graz, Institut für Wärmetechnik IWT, TU Dänemark, TU München
Friendly Coal

MU Leoben
Forschung zur CO₂-Bindung in Mineralien

Profactor
CCP (CO₂ als wertvoller Rohstoff)

TU Wien – Institut für VT, Zero Emission Technologies, Messer Group GmbH
O₂fuel

AIT, DSM Fine Chemicals
CARBORG
RSA-Projekt

JKU-LIOS
von der Niedertemperaturelektrolyse zur Direktreduktion

Profactor, TU Wien
HYVOLUTION (Herstellung von Wasserstoff in Kleinanlagen aus lokal produzierter Biomasse)

Profactor, Fronius, Bitter, etc.
Bio-Hydrogen Biogasreformierung zur Erzeugung von Wasserstoff für PEM-Brennstoffzellen

Hydrogen Center Austria (HyCentA), MU Leoben, TU Graz
Projekte F&E Wasserstoff in der Mobilität

TU Wien – Institut für VT
HyTime – Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse der 2. Generation

Profactor, Fronius, MAGNA STEYR, OMV, Uni Wien, JKU
H2desorb

JKU
Photolytische Wasserspaltung

A3PS
zahlreiche projekte unter <http://www.a3ps.at/>

TU Graz, Institut für Wärmetechnik IWT, Agnion
Smart SynGas (Methanierung von Produktgasen aus der allthermen Biomassereformierung)

TU Wien – Institut für VT, Biom. KW Betriebs GmbH, Binder
Industrieanlagenbau, CTS GmbH
Simple SNG (investigate previous found catalysts for methanation)

Green Thitan
GreenTech Process CO₂

TU Wien – Institut für VT, Bioprocess Technology -
Quantitative Bioprocess Development for Methanogenesis from Gaseous Substrates

MU Leoben, Ceram, Profactor, TU Wien – Institut für VT, Repotec, Energieinstitut an der JKU Linz,
Chemischer Speicher EE-CH₄ RSA-Projekt

Energieinstitut an der JKU Linz, Profactor, MU Leoben, TU Wien – Institut für VT
OptFuel RSA-Projekt

Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Projekte des Energieinstituts an der JKU Linz

Aktuelle Power to Gas-Projekte mit Beteiligung des Energieinstituts:

- Power to Gas - eine Systemanalyse.
Markt- und Technologiescouting und –analyse
- FTI-Roadmap Power-to-Gas
- Optimierung der Energieträger-Gewinnung aus Biomasse unter Einbindung von Überschussstrom („Optfuel“)
- Entwicklung eines katalytischen Prozesses zur Methanisierung von CO₂ aus industriellen Quellen („EE-Methan aus CO₂“)
- Underground Sun.Storage (Chemical storage of renewable energy in porous subsurface reservoirs with exemplary testbed)
- wind2hydrogen (Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff zur Speicherung und zum Transport im Erdgasnetz)
- Österreichische Power-to-Gas Plattform:
informelle Plattform – offen für weitere Teilnehmer

Projekte des Energieinstituts an der JKU Linz

Power-to-Gas – eine Systemanalyse

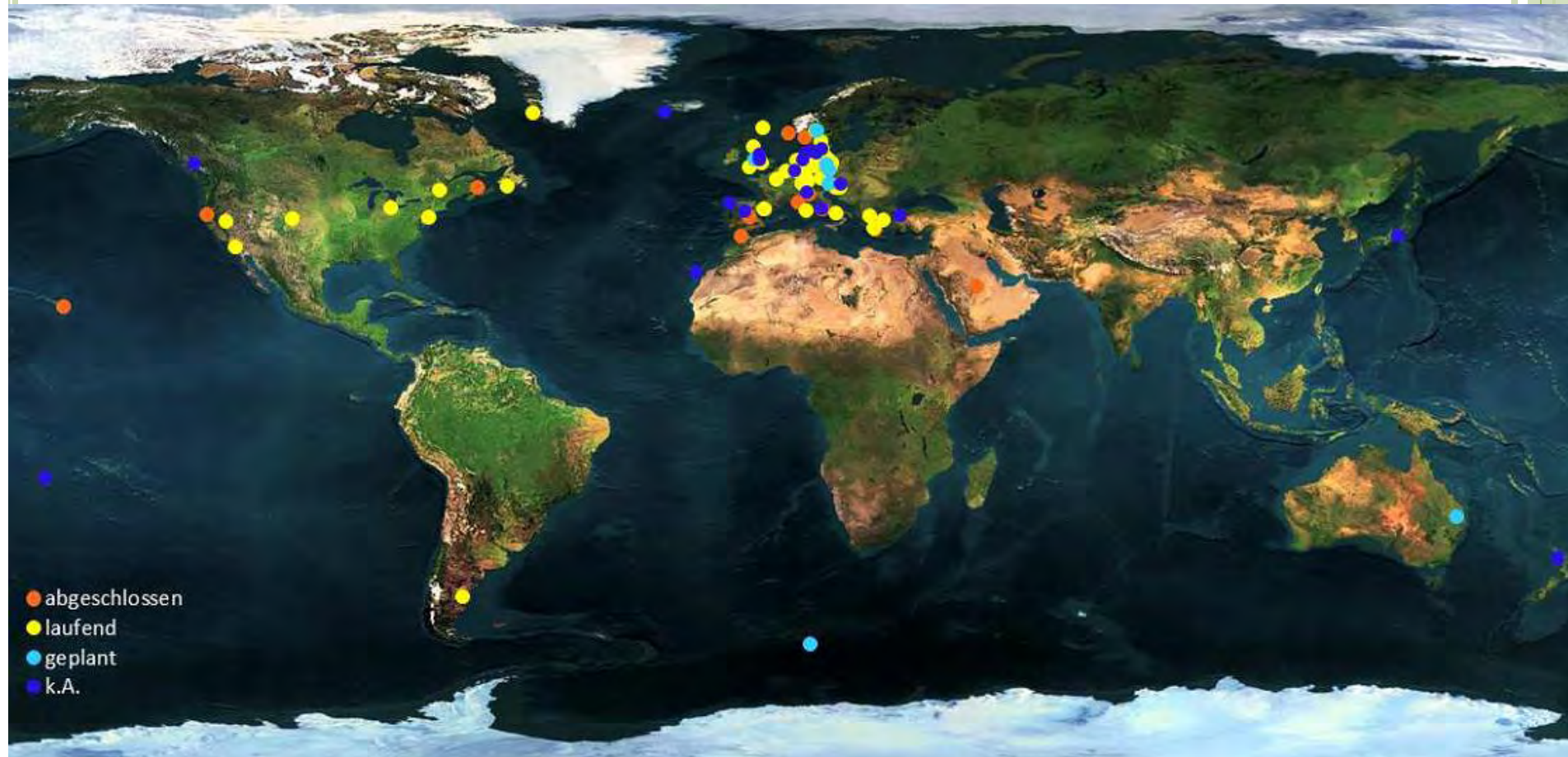
Markt- und Technologyscouting und -analyse.

- Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
 - Institut für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Montanuniversität Leoben
 - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien
 - Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften, TU Wien
 - Institut für Energietechnik und Thermodynamik, TU Wien
 - Institut für betriebliche und regionale Umweltwirtschaft, Johannes Kepler Universität Linz
- Förderung durch das BMWFJ; Co-Förderung durch Österreichs Energie, ÖVGW, FGW
 - In welchen F&E-Bereichen im Segment Power-to-Gas können/werden österreichische Forschungsinstitute und österreichische Unternehmen zukünftig auf internationaler Ebene Potentiale aufweisen?
 - Im Fokus: Aktives Scouting nach Technologien / Systemen im Segment Power-to-Gas
 - Analyse der Verbesserungsmöglichkeiten der einzelnen Verfahrensschritte des Power-to-Gas-Systems sowie die Einbindung der Power to Gas Technologie in ein zukünftiges Energiesystem.



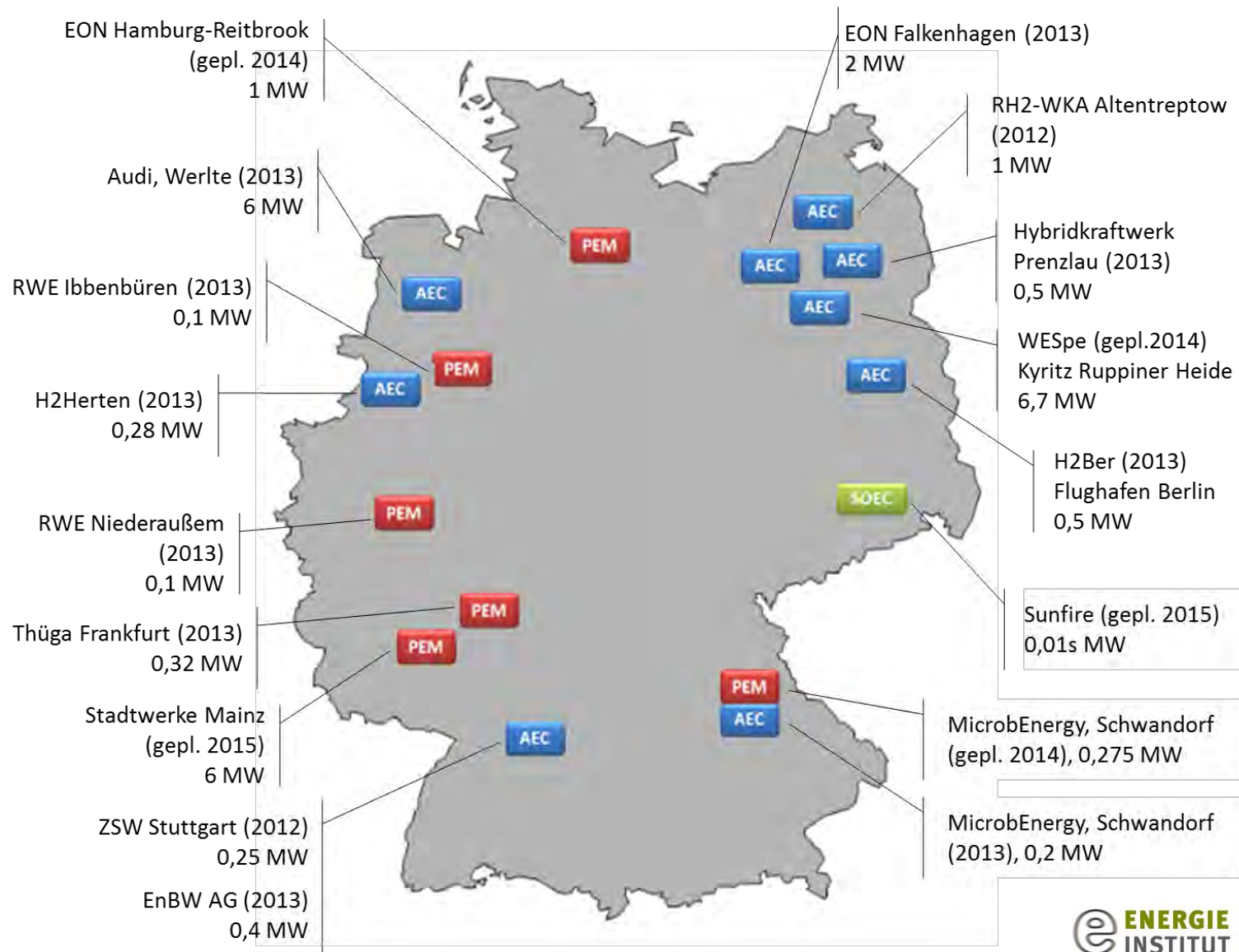
Abschluss des Projekts: März 2014

Projekte und Pilotanlagen weltweit



Quelle: eigene Darstellung anhand von Informationen aus Gahleitner (2013).
Anmerkung: Kein Anspruch auf Vollständigkeit; Stand Dezember 2013

Power-to-Gas Anlagen in Deutschland



(Makro-)ökonomische Aspekte

○ Generelle volkswirtschaftliche Einordnung (I)

- Die Ausprägung eines multifunktionalen Einsatzes von Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem weist eine breite volkswirtschaftliche Relevanz der Technologie auf.
- Die eigentliche Intention der Weiterentwicklung des Systems Power-to-Gas entspringt der Herausforderung einer steigenden Stromerzeugung aus volatilen Erzeugungsquellen dar.
- Die Aufrechterhaltung eines hohen Niveaus an Versorgungssicherheit bei einem simultanen Wachstum der Stromproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen stellt eine zentrale Herausforderung der mitteleuropäischen Volkswirtschaften dar.
- Alternative Speichertechnologien bilden etwa ebenso eine Option der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

(Makro-)ökonomische Aspekte

○ Generelle volkswirtschaftliche Einordnung (II)

- Die chemische Speicherung von elektrischer Energie bietet zudem auch die Option, den Anteil erneuerbare Energieträger insbesondere im Sektor Verkehr zu erhöhen, ohne eine Ressourcenkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion zu generieren.
- Neue Speichertechnologien können auch die fundamentalen Problemstellungen eines starken Infrastrukturausbaus zum Teil lösen, zudem bieten Sie auch die Möglichkeit einer Flexibilisierung für verschiedene Marktteilnehmer.
- Der in Zukunft potentielle betriebswirtschaftliche Nutzen des Betriebs von Power-to-Gas-Anlagen wird deutlich überlagert durch den Systemnutzen der Technologie. Dies ist bei einer ökonomischen Analyse zu berücksichtigen.
- Es ist somit nicht nur von zentraler Bedeutung, in welchem spezifischen Bereich Power-to-Gas Anlagen eingesetzt werden, sondern auch welche Alternativkosten entstehen dem Gesamtsystem.

(Makro-)ökonomische Aspekte

- Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas Anlagen in Österreich
 - Stromnetztarife
 - Befreiung für Power-to-Gas Anlagen von Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt lt. §111 Abs. 3 EIWOG 2010
 - Weiterhin zu entrichten sind Messentgelt, Ökostrompauschale, Netzbereitstellungsentgelt und Elektrizitätsabgabe.
 - Netzzutrittsentgelt wird in den Berechnungen nicht berücksichtigt. Dieses ist einmalig bei Herstellung bzw. Erweiterung des Stromnetzanschlusses zu bezahlen und ist stark standortabhängig.
 - Situation in Deutschland
 - Befreiung PtG von der Stromsteuer nach 9a (1) StromStG - auf Antrag
 - Befreiung PtG von Stromnetzentgelten für 20 Jahre gem. §118 (6) Satz 1 EnWG
 - EEG-Umlage von 5.28 Cent/kWh_{el} (2013) ist zu entrichten. Befreiung für Speichergas (PtG mit ausschließlicher Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien) nur bei Rückverstromung (direkt oder bilanziell).

(Makro-)ökonomische Aspekte

- Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas Anlagen in Österreich
 - Europarechtliche Grundlage
 - Art. 1 der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie: Gegenstand und Anwendungsbereich; Erdgas (LNG), Biogas, Gas aus Biomasse oder andere Gasarten
 - Situation in Österreich
 - GWG 2011 gilt prinzipiell für Erdgas
 - §7 (4) GWG - Gleichstellung von „auf Erdgasqualität aufbereitete biogene Gase“
 - **H₂ und CH₄ aus Power-to-Gas fällt weder unter den Begriff „Erdgas“ noch unter den Begriff „biogene Gase“.**
- Lösungsmöglichkeiten:
 - ➡ Richtlinienkonforme Interpretation?
 - ➡ Gesetzesänderung?

(Makro-)ökonomische Aspekte

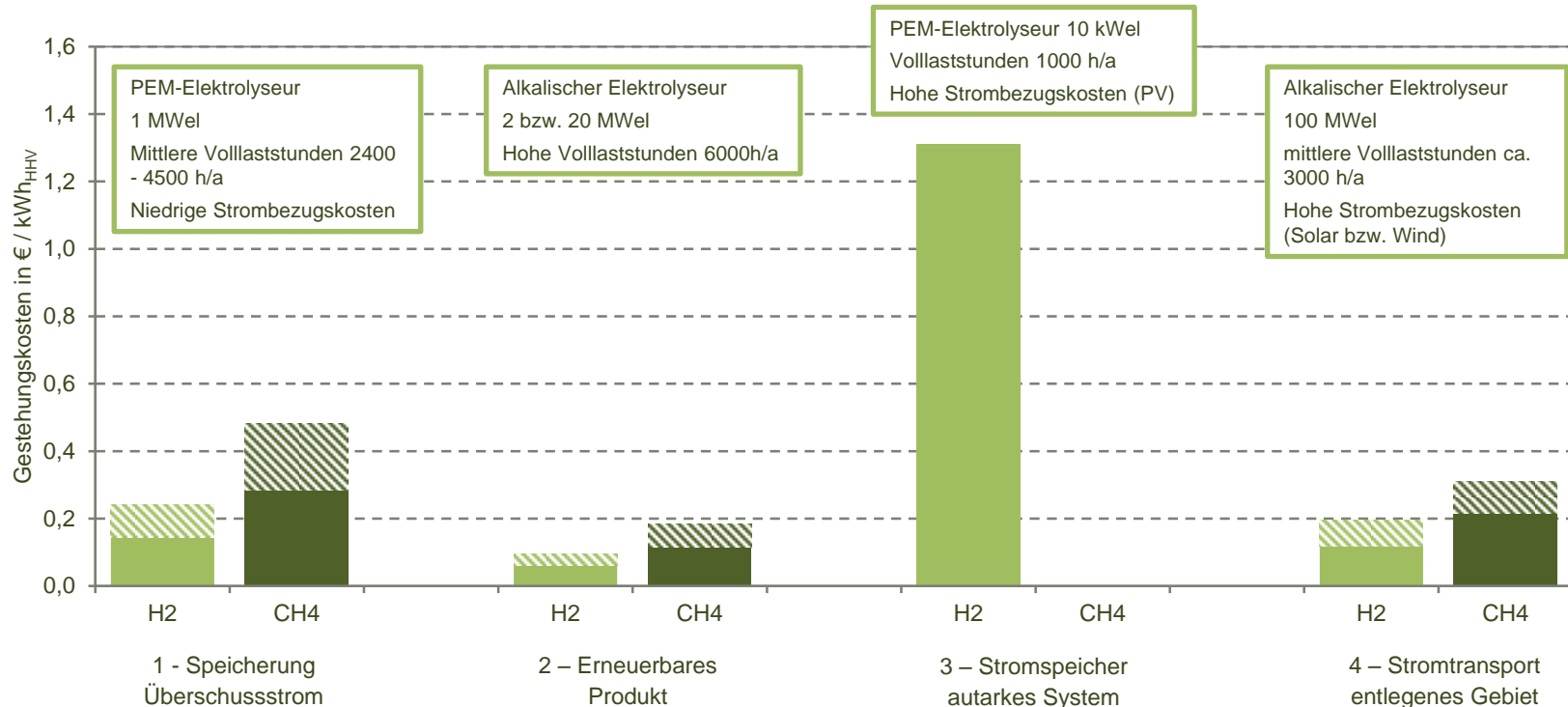
Die konkrete wirtschaftliche Ausprägung der Power-to-Gas-Anlage hängt v.a. vom prioritären Einsatz bzw. Nutzen der Anlage ab.

- Die Analysen zeigen, dass das Power-to-Gas-System ein sehr flexibles Instrument darstellt, das für verschiedene Anwendungen innerhalb des Energiesystems eingesetzt werden kann.
- Generell können vier abgrenzbare prioritäre Nutzen für das Energiesystem konstatiert werden:
 1. die Bereitstellung eines **Langzeitspeichers** für elektrische Energie und das damit verbundene verbesserte Management einer stark volatilen Stromproduktion;
 2. die Verlagerung des **Energietransportes** vom Stromnetz zum Gasnetz und die damit verbundene geringere Intensität des Ausbaus der Netz-Infrastruktur;
 3. die Möglichkeit zur Anhebung des Anteils erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor durch die Nutzung von synthetischem Methan (aber auch von Wasserstoff) aus erneuerbaren Quellen („**Greening**“);
 4. die Schaffung von **autarken Energielösungen** in topografisch schwierigen und abgelegenen Regionen für alle relevanten Energiesegmente: Strom, Wärme und Verkehr.

(Makro-)ökonomische Aspekte

Überblick über ökonomische Ergebnisse verschiedener PtG-Anwendungen

Gestehungskosten von H₂ bzw. CH₄ in den unterschiedlichen Prozessketten 2030



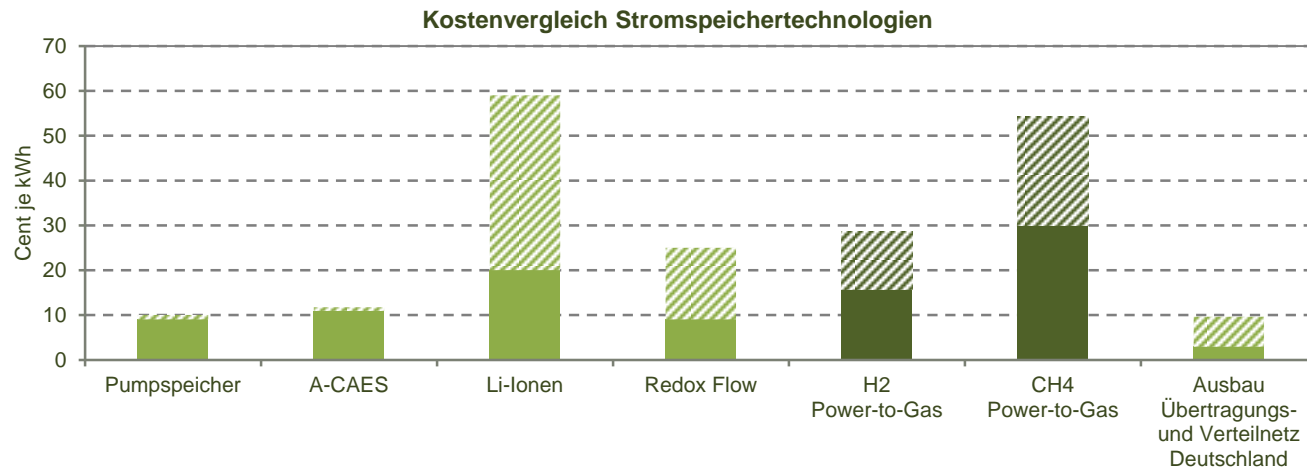
Anmerkung: In dieser Abbildung werden die reinen Gestehungskosten der einzelnen Prozessketten dargestellt. Kosten der Einspeisung in das Erdgasnetz, der Nutzung in einer Tankstelle oder der Rückverstromung sind hier nicht berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

(Makro-)ökonomische Aspekte

- Die umfassende Einschätzung der verschiedenen Prozessketten hängt schlussendlich von den spezifischen systemischen **Benchmarks** ab
- Erreichbare Volllaststunden sowie Ausprägung der Technologiekosten sind die wichtigsten Einflussgrößen der gesamten Gesteungskosten
- Eine **globale Weiterentwicklung der Technologiekomponenten** im Zusammenhang mit **intelligenten Einsatzkonzepten** ist der Schlüssel für den zukünftigen Einsatz von Power-to-Gas-Systemen
- Strompreise, Effizienz und Kosten für CO₂ haben deutlich weniger Einfluss auf die Gesteungskosten.
- Eine **Rückverstromung** des eingespeisten H₂ bzw. CH₄ ist mit hohen Effizienzverlusten behaftet, weshalb die Energieträger besser direkt genutzt werden sollten.

(Makro-)ökonomische Aspekte

- Volkswirtschaftliche Benchmarks - *Speicherung von Überschussstrom*
 - Stromspeichertechnologien als Benchmarks

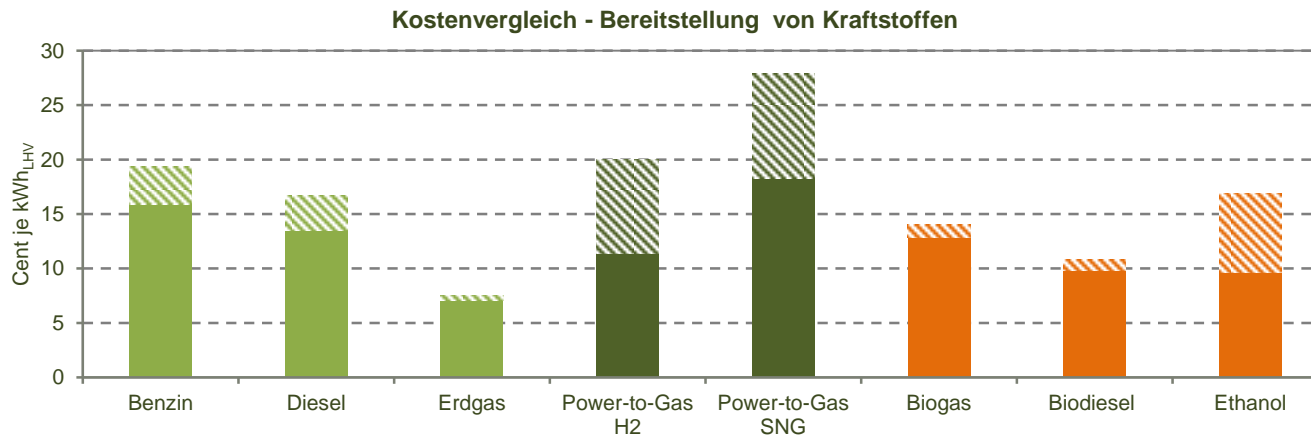


Benchmark	Beschreibung und Quelle
Pumpspeicher	Berechnungen der EEG, TU Wien
Druckluftspeicher A-CAES	SRU: 100% Erneuerbare bis 2050 - Szenario 2050 national bzw. Szenario Verbund NOR (509 bis 700 TWh/a Strombedarf)
Li-Ionen	Werte aus Studie „Energiespeicher der Zukunft“
Redox-Flow	Werte aus Studie „Energiespeicher der Zukunft“
Power-to-Gas H2 2030	Berechnungen Prozesskette 1 – Einspeisung in das Erdgasnetz bzw. Rückverstromung im GuD (2030)
Power-to-Gas CH4 2030	Berechnungen Prozesskette 1 - Einspeisung in das Erdgasnetz bzw. Rückverstromung im GuD (2030)
Ausbau Übertragungs- und Verteilnetz D	Dena Netzstudie, BDEW 2011 - Ausbau Übertragungsnetz bis 2020 bzw. Ausbau Verteilnetz bis 2030 (Summe)

(Makro-)ökonomische Aspekte

o Volkswirtschaftliche Benchmarks - *Erzeugung eines erneuerbaren Produkts*

- Fossile und biogene Kraftstoffe als Benchmarks



Anmerkungen:

- Endverbraucherpreise fossiler Kraftstoffe (ohne MwSt.)
- Strombezug für PtG inklusive Stromnetztarife!
- Biotreibstoffe ohne Steuern & Abgaben!

Benchmark	Beschreibung und Quelle
Benzin	Aktueller Preis Benzin bzw. Preis bei einer Ölpreiserhöhung auf 200 USD je Barrel
Diesel	Aktueller Preis Diesel bzw. Preis bei einer Ölpreiserhöhung auf 200 USD je Barrel
Erdgas	Aktueller Preis Erdgas bzw. Preis bei einer Ölpreiserhöhung auf 200 USD je Barrel
Power-to-Gas H2	Berechnungen Prozesskette 2 – optimistische Werte für 2013 bzw. 2030
Power-to-Gas SNG	Berechnungen Prozesskette 2 – optimistische Werte für 2013 bzw. 2030
Biogas	BMBF-Studie Biogas inkl. Tankstelleninfrastrukturkosten (siehe SNG)
Biodiesel	GSI (2013) Biofuels - At What Cost? A review of costs and benefits of EU biofuel policies
Ethanol	GSI (2013) Biofuels - At What Cost? A review of costs and benefits of EU biofuel policies

(Makro-)ökonomische Aspekte

- Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Effekte der Energiespeicherung im Zuge der Dämpfung der „Peak-Einspeisung“ von volatilen Erneuerbaren
 - Möglichkeit zur Reduktion von zukünftigen stranded investments im fossilen Kraftwerkspark.
 - Einspeisung v.a. von PV zu Peak-Zeiten reduziert Margen/Rentabilität des existierenden „konventionellen“ Kraftwerksparks; es kommt zu Stilllegungen von (Gas-)Kraftwerken (auch durch den Einfluss anderer Parameter).
 - Chemische Energiespeicherung in den Verteilnetzen – dezentral, direkt bei den (PV-) Erzeugungsanlagen reduziert die Peak-Einspeisung Erneuerbarer und ermöglicht die Nutzung des bestehenden – noch nicht abbeschriebenen – Systems.

(Makro-)ökonomische Aspekte

o Zusammenfassung und Fazit

- Die Evaluierung der verschiedenen Prozessketten zeigt, dass das flexible Energiespeicherungsinstrument Power-to-Gas je nach spezifischem Einsatz sehr unterschiedliche Gestehungskosten mit sich bringt.
- Der in Zukunft potentielle betriebswirtschaftliche Nutzen des Betriebs von Power-to-Gas-Anlagen wird deutlich überlagert durch den Systemnutzen der Technologie. Dies ist bei einer ökonomischen Analyse zu berücksichtigen.
- Ein Vergleich mit direkten Konkurrenzsystemen, aber auch mit volkswirtschaftlichen Alternativlösungen zeigt, dass aus direkten ökonomischen Aspekten allerdings eine Wettbewerbskompatibilität im bestehenden Rechtsrahmen v.a. kurz- und mittelfristig nicht zu erreichen ist.
- Allerdings beinhaltet Power-to-Gas eine Reihe von weiteren – schwierig zu quantifizierenden – volkswirtschaftlichen Vorteilen/Aspekten (hohe Akzeptanz der Umsetzung, Erhöhung der Versorgungssicherheit, Reduktion von stranded investments, ökologische Vorteile v.a. im Mobilitätseinsatz, Entlastung anderer Speichersysteme, etc.).
- Aus volkswirtschaftlichen und wohlfahrtsökonomischen Aspekten ist somit Power-to-Gas als eine Lösungsoption weiterzuverfolgen und seitens der öffentlichen Hand zu unterstützen.

Danke für die Aufmerksamkeit!

Kontakt: Dr. Robert Tichler

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Altenberger Straße 69

4040 Linz

AUSTRIA

Tel: +43 70 2468 5659

Fax: + 43 70 2468 5651

e-mail: tichler@energieinstitut-linz.at

