ENERGIEINSTITUT
an der Johannes Kepler Universität Linz

JOHANNES KEPLER UNIVERSITÄT LINZ

Techno-ökonomisches Potenzial der Methanisierung

DI Hans Böhm

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

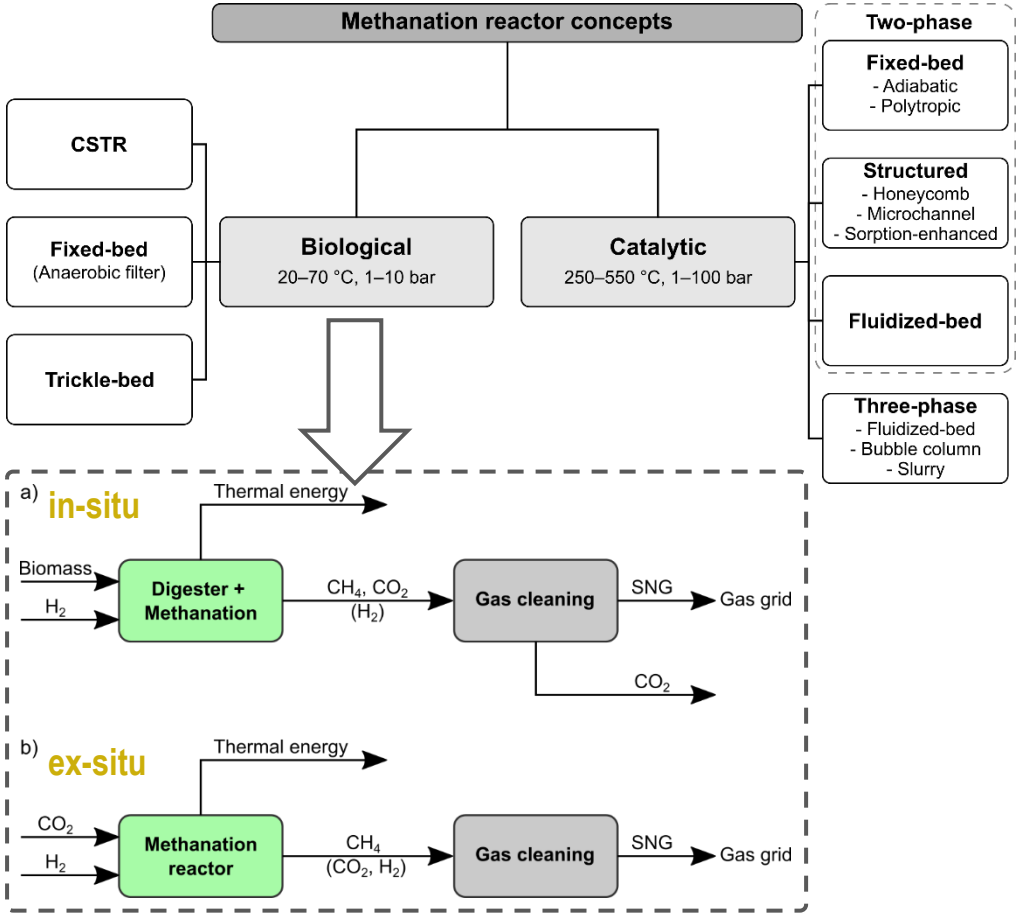
WIVA P&G Erfahrungsaustausch, Leoben, 06.07.2022

Technologieüberblick

Biologische vs. chemische Methanisierung

- **Katalytische** (chemische) Methanisierung
  - Prozesstemperatur: **200–700 °C**
  - Betriebsdruck: **bis 80 bar**
  - Anlagenkapazität: **bis ca. 500 MW**
  - geringe Toleranz für Verunreinigungen (Katalysatorgifte, z.B. H_2S)
  - unterschiedliche Reaktorkonzepte bzw. Katalysatorkonfigurationen möglich

- **Biologische** Methanisierung
  - Prozesstemperatur: **ca. 15–100 °C**
  - Betriebsdruck: **>1 bar**
  - Anlagenkapazität: **bis ca. 15 MW**
  - hohe Toleranz für Verunreinigungen
  - in-situ–Prozess in Kombination mit Biogasanlagen möglich



Quelle: Böhm (2022) "Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods", Dissertation, April 2022

Technologieüberblick

Umwandlungsprozess

- CO_2-Methanisierung:

$$CO_2(g) + 4\,H_2(g) \longleftrightarrow CH_4(g) + 2\,H_2O(g) \qquad \Delta H_r^o = -165{,}1\ \frac{kJ}{mol}$$

Wirkungsgrade ($\frac{LHV_{in}}{LHV_{out}}$) bei vollständiger Umwandlung:

⇨ $\eta \approx 83\%$

- CO-Methanisierung:

$$CO(g) + 3\,H_2(g) \longleftrightarrow CH_4(g) + H_2O(g) \qquad \Delta H_r^o = -206{,}3\ \frac{kJ}{mol}$$

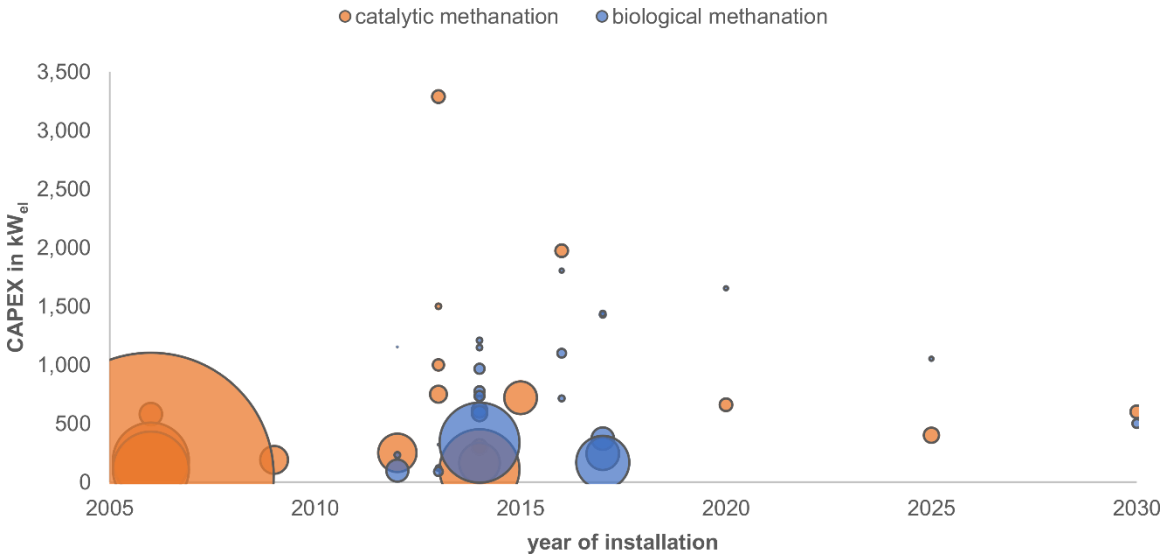
⇨ $\eta \approx 80\%$

Ökonomisches Potenzial der Methanisierung

Entwicklung der Systemkosten

- Kostenabschätzungen weisen **hohe Bandbreite** auf (für 1–30 MW_{SNG})
  - Katalytisch: 160–1970 €/kW_{SNG}
  - Biologisch: 100–1430 €/kW_{SNG}
- Nur **wenige Abschätzungen** zu zukünftigen Kostenentwicklungen
- Vereinzelt sind **Kostenreduktionen durch Skaleneffekte** („economies of scale“) **erkennbar**
  - Lernkurven
  - Upscaling

Literaturdaten zu spezifischen CAPEX für Methanisierungsanlagen bezogen auf das Jahr der Installation (Kreisfläche repräsentiert die Anlagenkapazität von 100 kW bis 1000 MW)



Quelle: Böhm (2022) Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods”, Dissertation, April 2022

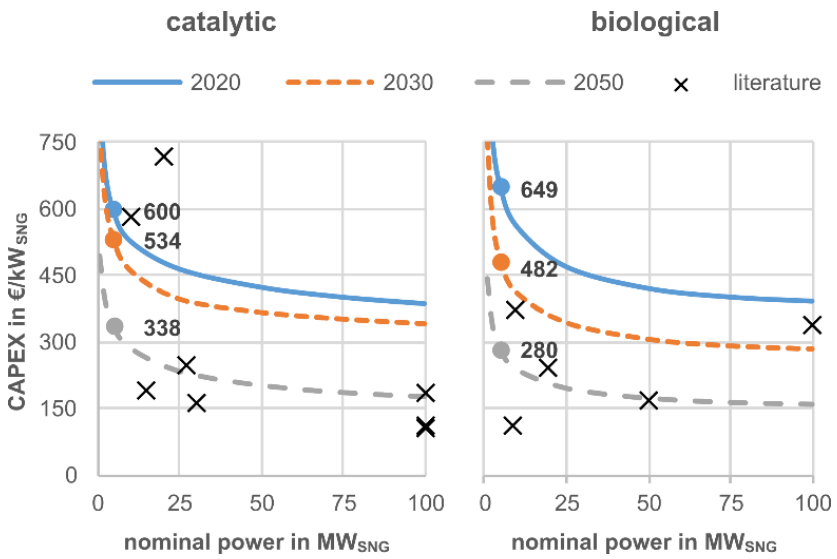
Ökonomisches Potenzial der Methanisierung

Lernkurven vs Upscaling

bei **„economies of scale“** sind zwei Effekte zu unterscheiden:

- Reduktion der CAPEX durch steigende kumulierte Produktion der Technologie
  - → „economies of number scale“ = **Lernkurveneffekte**
- Reduktion der (absoluten) CAPEX durch Erhöhung der individuellen Anlagenkapazität
  - → „economies of unit scale“ = **Upscalingeffekte**

Methanisierungsanlagen profitieren primär von Upscalingeffekten



Quelle: Böhm (2022) “Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods”, Dissertation, April 2022

Ökonomisches Potenzial der Methanisierung

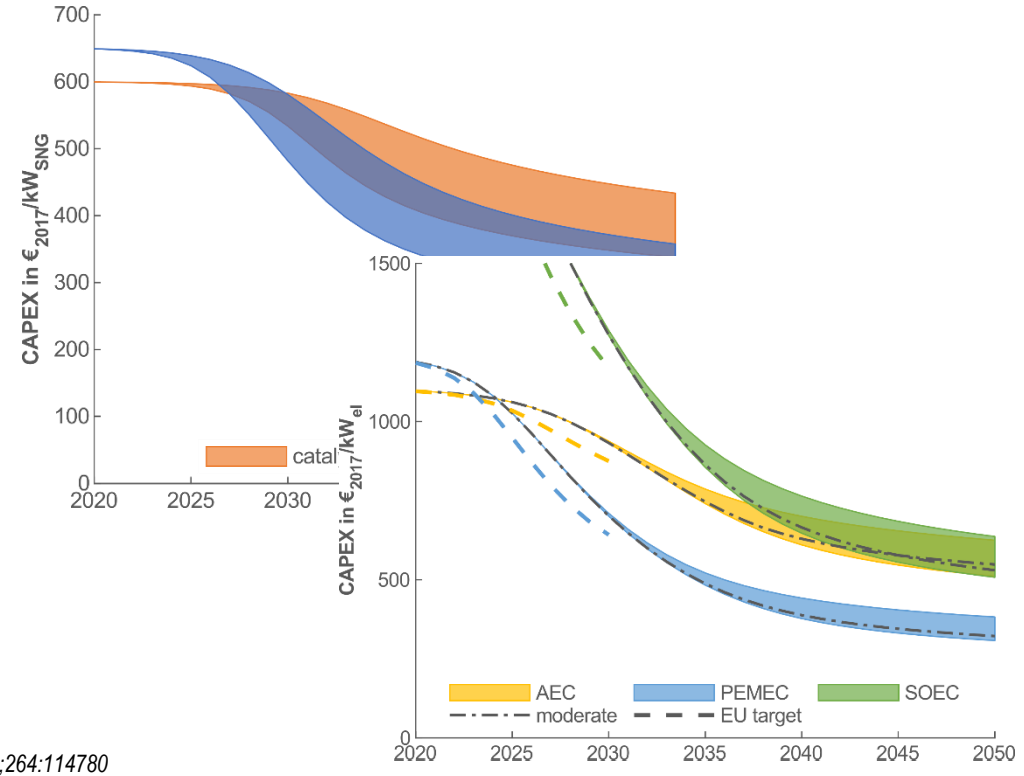
Lernkurveneffekte

Methanisierungsanlagen:

- Für die **biologische Methanisierung** werden langfristig **höhere Potenziale zur Kostenreduktion** erwartet
- Grundsätzlich bewegen sich **beide Technologien** (katalytisch & biologisch) langfristig **auf ähnlichem Kostenniveau**

Elektrolysesysteme:

- Für alkalische Elektrolyse sind **kurzfristig nur geringe Kostensenkungen** zu erwarten
- **Kosten für PEM-Elektrolyse** können kurz- bis mittelfristig jene für **alkalische Systeme nachhaltig unterschreiten**
- **HT-Elektrolyse** ist (bezogen auf die Input-Leistung) nur langfristig gesehen **ökonomisch konkurrenzfähig**



Quellen:

- *Böhm, H., et al. (2020) "Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects", Applied Energy 2020;264:114780*
- *Böhm (2022) "Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods", Dissertation, April 2022*

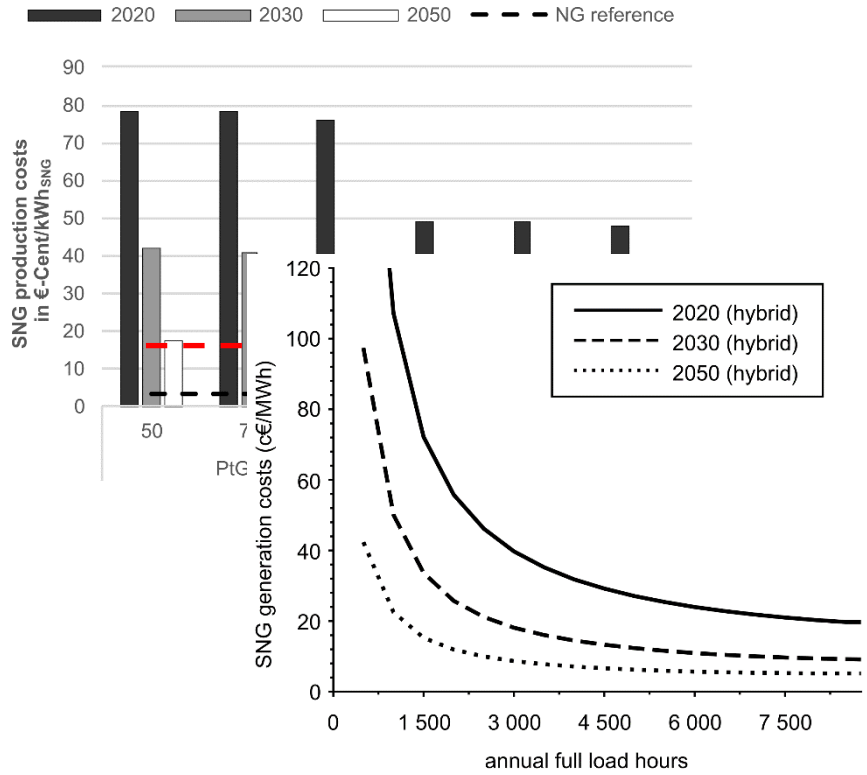
Ökonomisches Potenzial der Methanisierung

Zusammensetzung & Entwicklung der Gestehungskosten

- Durch Skaleneffekte ist eine **Reduktion der CAPEX um > 75%** für alle PtG-Technologien bis 2050* zu erwarten
  * unter Voraussetzung eines entsprechenden „Learning Investment“
- Gestehungskosten für SNG auf dem Niveau von Erdgaspreisen vor 2022 sind auch langfristig nicht realistisch

→ **ABER:** Abhängigkeit der „levelized costs“ von den Volllaststunden flacht ab

- → Maximierung der Anlagenauslastung nicht mehr unbedingt optimal
- → Optimierte Betriebsstrategien zwischen Elektrolyse (geringe VLS = optimierte Stromkosten) und Methanisierung (hohe VLS = kleinerer Reaktor) möglich



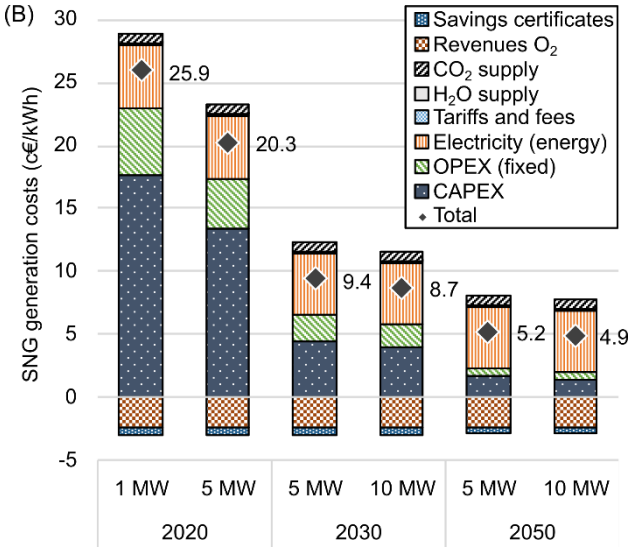
Quellen:

- *Böhm, H., et al. (2020) “Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects”, Applied Energy 2020;264:114780*
- *Böhm, H., et al. (2021) “Techno-Economic Assessment of Thermally Integrated Co-Electrolysis and Methanation for Industrial Closed Carbon Cycles”, Frontiers in Sustainability 2021;726332*

Ökonomisches Potenzial der Methanisierung

Zusammensetzung & Entwicklung der Gestehungskosten

- Power-to-Methane-Anlagen benötigen **für langfristige Wirtschaftlichkeit**
  - **hohe Anlagenkapazitäten** > 50 MW_{el}
  - günstige **erneuerbare Stromerzeugung**
  - **hocheffiziente** Technologien und **Systeme** (HT-Co-Elektrolyse)
  - **Nutzung von Synergieeffekten** (Abwärmenutzung, O_2-Valorisierung)
- **Primäre Kostentreiber** sind jedenfalls auch langfristig **CAPEX** (+ fixe OPEX) ↓ und **Stromkosten** ↑



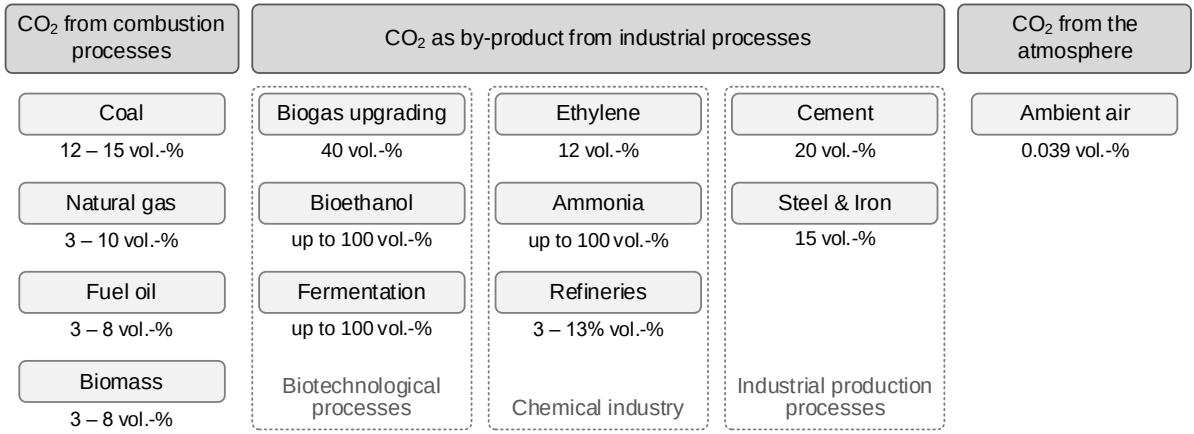
Quelle: Böhm (2022) "Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods", Dissertation, April 2022

Ökonomisches Potenzial der Methanisierung

Einfluss der CO_2-Quelle

- **Unterschiede liegen im** Wesentlichen in der Art der Quelle bzw. dem **Aufwand der Abscheidung** (→ CO_2-Konzentration im Stoffstrom)
- **Einfluss der CO_2-Quelle** bzw. der verbundenen Kosten auf die gesamten **SNG-Gestehungskosten ist gering**
  - **ABER:** wesentlicher Unterschied bei ökologischen Aspekten (fossil vs biogen vs DAC) und damit evtl. auch zukünftig großer **Einfluss durch CO_2-Bepreisung**

CO_2 source		capture costs in €/t_{CO_2}
energy industry; power & heat	coal	19–63
	natural gas	35–101
	biomass	54–101
chemical industry	refinery	29–97
	ammonia production	12–54
	other chemicals	12–52
iron & steel production		19–83
cement, clinker & lime production		17–82
pulp, paper & board production		18–87
biogenic sources	biogas upgrading	0–90
	bioethanol fermentation	0–25
	bioethanol fermentation (incl. co-generation)	42–111
direct air capture (DAC)		18–475



Quellen:

- *Böhm (2022) „Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods", Dissertation, April 2022*
- *Rodin, V., et al. (2020) "Assessing the potential of carbon dioxide valorisation in Europe with focus on biogenic CO_2", Journal of CO_2 Utilization 2020;41:101219*

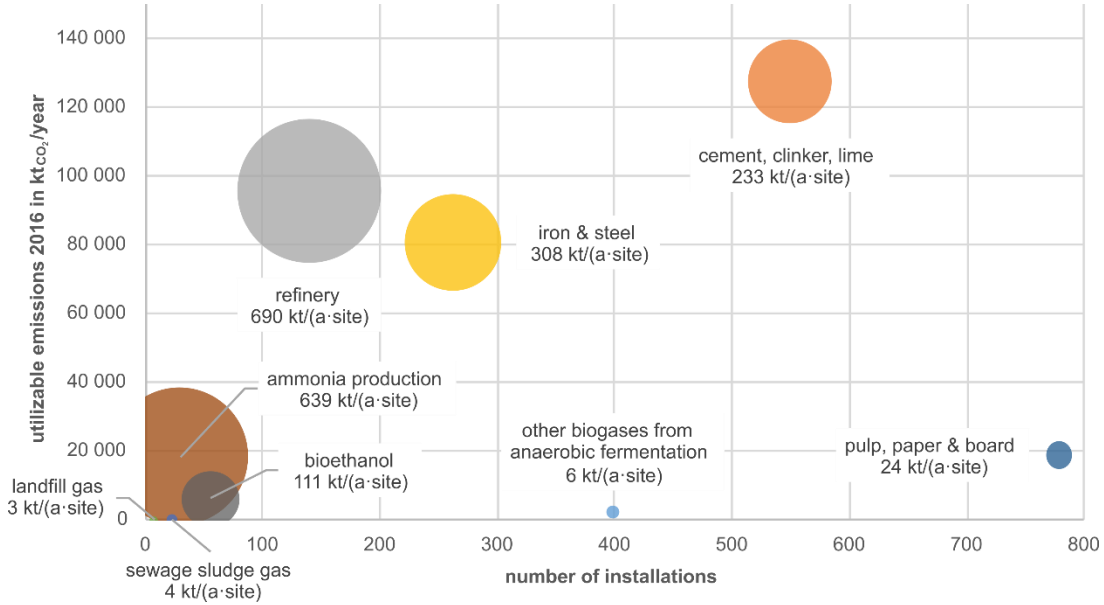
Ökonomisches Potenzial der Methanisierung

Verfügbarkeit von CO_2

- **EU-weites CO_2-Potenzial** aus biogenen Quellen: ca. **507 Mt pro Jahr**
  - **ca. 23 Mt aus Biogas**, davon ca. 3 Mt bereits abgeschieden (Biomethan)
  - **ca. 5,7 Mt aus Bioethanolproduktion** (ca. 2 Mt davon bereits in Nutzung)
  - ca. 3 Mt aus Bier- und Weinproduktion
  - Restpotenzial aus Verbrennung biogener Brennstoffe (inkl. fester Biomasse)
  - → ca. 2800 TWh SNG → ca. 90 Mt H_2 Bedarf

- **AT: ca. 210 kt/a** aus Biomethan- und Bioethanolanlagen
  - → ca. 1 TWh SNG → ca. 38 kt H_2 Bedarf (≙ 300 MW_{el})

Verwertbare CO_2-Potenziale in der EU



Quellen:

- *Böhm (2022) „Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods", Dissertation, April 2022*
- *Rodin, V., et al. (2020) "Assessing the potential of carbon dioxide valorisation in Europe with focus on biogenic CO_2", Journal of CO_2 Utilization 2020;41:101219*

Ökonomisches Potenzial der Methanisierung

Kostenoptimierung durch Synergieeffekte

- Kombination exothermer Methanisierung mit endothermer Hochtemperatur-Elektrolyse
  → KLIEN-Leitprojekt **HydroMetha**
  - → Entwicklung eines stationären Stromspeichersystems mittels Hochtemperatur-Co-Elektrolyse und katalytischer Methanisierung
  - → **Ziele:**
    - Signifikante Steigerung des **Systemwirkungsgrades über 80%$_{el}$**
    - **Verbesserung der Langzeitstabilität** und Lebensdauer
    - Deutliche **Reduktion der Investitionskosten**
    - Untersuchung von Möglichkeiten zur **Implementierung im Industriemaßstab**
    - Etablierung einer **nationalen/europäischen Wertschöpfungskette** für Co-SOEC

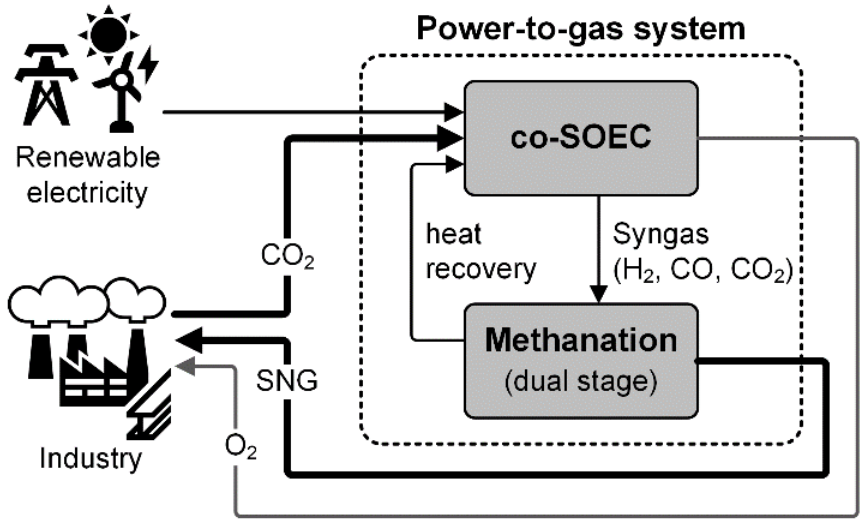
- Nutzung von Nebenprodukten, wie
  - O_2 aus Elektrolyse
  - Abwärme aus Methanisierung oder Elektrolyse

Technical Goals	State of the Art	*HYDROMETHA Targets*	
Overall electrical efficiency [%]	<60%	**>80%**	**+33%**
Total system heat losses [%] from power input	~20%	**<10%**	**-50%**
Current density of SOEC stacks [mA/cm²]	-276	**-600**	**+117%**
Power density [W/Cell]	-41	**-85**	**+107%**

Technologisches Potenzial der Methanisierung

Potenzielle Anwendungsszenarien

- Etablierung von **„Closed Carbon Cycles“**
  - **Direkte Einbindung von** prozessgebundenen **CO_2-Emissionen**
  - Wiedereinbringung des **Produktgases als Substitut für fossile Brennstoffe** und Prozessgase
  - Vermeidung fossiler Netto-Emissionen
  - → vor allem dort, wo auch mittel- und langfristig mit fossilen Emissionen zu rechnen ist (z.B. Zementindustrie, Stahlindustrie)
- Anwendungen mit **geringem Anlagen(betriebs)kosten** und/oder **systemischem Zusatznutzen** (z.B. Speicherkapazitäten)
  - → Geomethanisierung (Projekt „Underground Sun Storage“)
  - → Biologische in-situ–Methanisierung



Quelle: Böhm, H., et al. (2021) “Techno-Economic Assessment of Thermally Integrated Co-Electrolysis and Methanation for Industrial Closed Carbon Cycles”, Frontiers in Sustainability 2021;726332

Systemisches Potenzial der Methanisierung

Systemischer Nutzen

- Langfristiger Bedarf für erneuerbares Methan:
  - es wird auch mittel- und langfristig gasförmige Energieträger zur **Abdeckung von Spitzenlasten bei Strom und Wärme** brauchen (erneuerbare KWK)
  - keine/geringe **Umrüstkosten für Infrastruktur und Endverbraucher**
  - **Nutzung bestehender Infrastruktur**
- **Kurzfristige Bindung von CO_2**
  - Doppelte Nutzung bzw. Verzögerung von Emissionen
  - Klimaneutrales Direktsubstitut für Erdgas bei CO_2 aus biogenen Quellen oder Direct Air Capture
- Hohes Potenzial für **nutzbare Abwärme** – sowohl aus Elektrolyse (NT bis 100 °C) als auch (katalytischer) **Methanisierung (> 250 °C)**

Conclusio

Zusammenfassung und Fazit

- **SNG** durch zusätzlichen Umwandlungsschritt (inkl. WG-Verlust) noch **„wertvoller“ als Ausgangsstoff H_2**
  - → Einsatz vor allem in hocheffizienten Umwandlungsprozessen
- **Limitierender Faktor** für die Methanisierung ist in erster Linie die **Verfügbarkeit von H_2**, nicht CO_2
- Wahl der **CO_2-Quelle hat eher Einfluss auf ökologische** als ökonomische **Aspekte**
  - → Klimaneutrales SNG bedingt die Nutzung von CO_2 aus biogenen Quellen oder DAC
  - → Verwendung von fossilem CO_2 setzt Einsatz in geschlossenen Kreisläufen voraus

Conclusio

Zusammenfassung und Fazit

- Kostenreduktion durch **„economies of numbers“ für** SNG aus **Methanisierung eher gering**
  - → profitiert primär von Upscaling und Lernkurveneffekte der Elektrolyse
- **Verwertung der Abwärme** aus dem Power-to-Methane-Prozess sollte unbedingt berücksichtigt werden
  - intern → Effizienzsteigerung
  - extern → als Raum- oder Prozesswärme (auch von Elektrolyse)
- **Reduktion von Kosten durch biologischen Prozesse** (biologische bzw. geologische Methanisierung)
  - → Reduktion von Anlagenkosten und Erhöhung der Ressourceneffizienz
  - → Infrastruktur (Einspeisung) potenziell bereits vorhanden

DI Hans Böhm

Senior Researcher – Energy Technologies

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Altenberger Straße 69
4040 Linz, AUSTRIA
Tel: +43 723 2468 5665
e-mail: boehm@energieinstitut-linz.at

Techno-ökonomisches Potenzial der Methanisierung

WIVA P&G Erfahrungsaustausch, Leoben, 06.07.2022