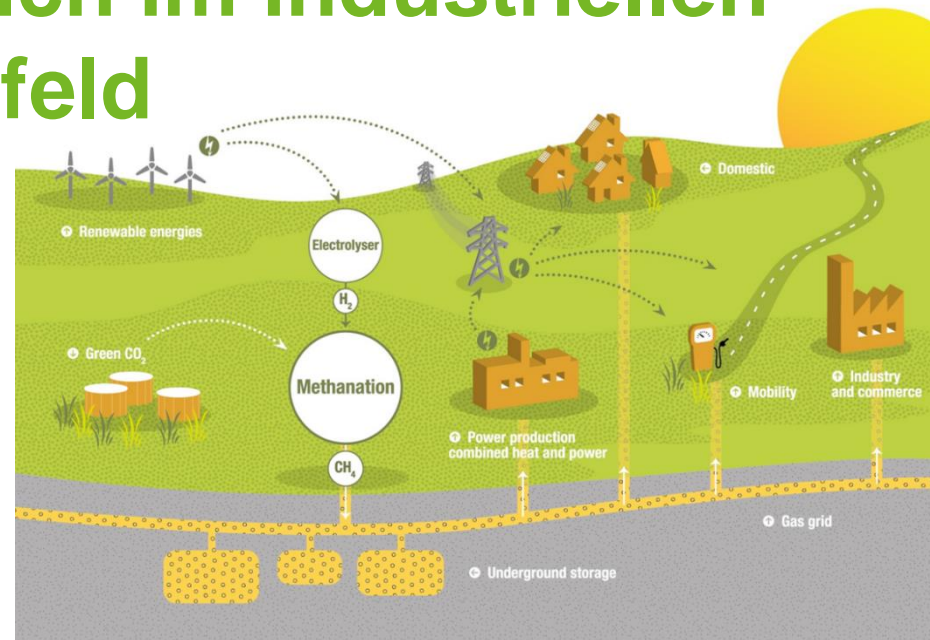


Methanisierung: Verfahrensvarianten und industrielle Perspektiven

—

Technologievergleich im industriellen Umfeld



Jachin Gorre, IET
 13. PtG ExpertInnengespräche
 13. Juni 2018, Rapperswil



Co-funded by
 the European Union
 under grand agreement
 no. 691797

Supported by



Schweizerische Eidgenossenschaft
 Confédération suisse
 Confederazione Svizzera
 Confederaziun svizra

Under contract number 15.0333

STORE&G➔

Innovative large-scale energy **STORagE**
technologies & Power-to-**G**as concepts after
Optimisation

Industrieller/ grosstechnischer Betrieb von PtG-Anlage

➔ Output orientierter Betrieb

- SNG zur Weiterverarbeitung
- SNG als Treib- und Brennstoff



Erlöse durch die Nutzung von SNG in unterschiedlichen Märkten

➔ Input orientierter Betrieb

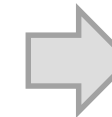
- Bereitstellung von Netzdienstleistungen
- Verwertung von Nebenprodukten, wie Wasserstoff oder Kohlenstoffdioxid



Zusätzliche Erlöse

➔ Stromspeicherung

- Zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch



Speicherprämie

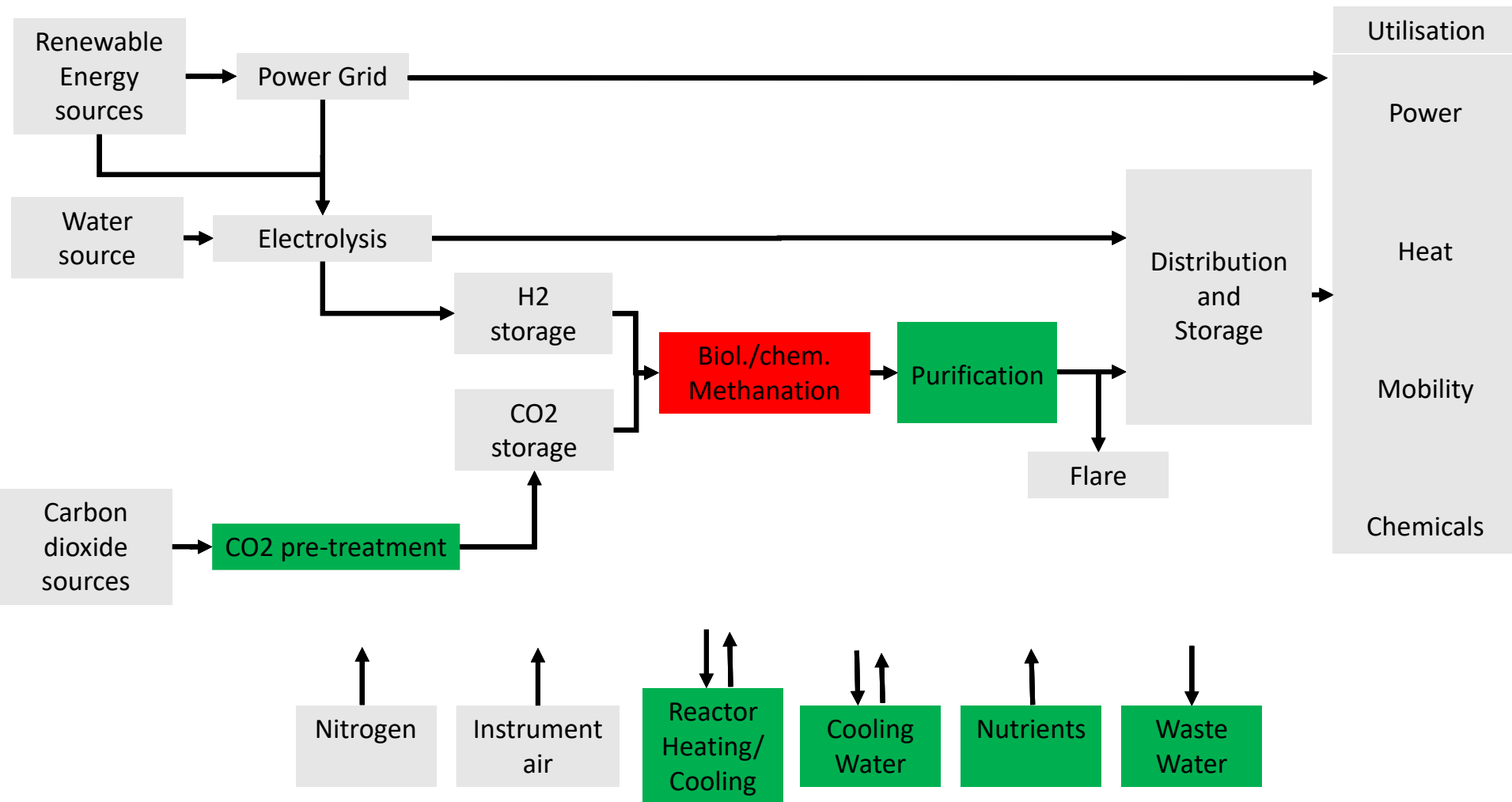
➔ Politische Ziele

- Substitution von fossilen Treib- und Brennstoffen
- Erneuerbare Energien im internationalen Handel weiträumig verfügbar



Anpassung der Rahmenbedingungen

Unterschiede bei biol./chem. PtG Anlagen



Technischer Vergleich

	Biologische Methanisierung	Chemische Methanisierung
Anlage	BioCatProject Avedøre (DK) Electrochaea	Audi Anlage Werlte (D) Audi/ HZI ETOGAS
Output	ca. 500 kW _{SNG} + Biogas	Ca. 3'000 kW _{SNG}

Technischer Vergleich* - Methanisierungsreaktor

	Biologisch	Chemisch
Betriebsdruck	Abhängig von der weiteren Nutzung → 6 – 10 barg	
Produktionsrate $\text{m}^3_{\text{CH}_4} / (\text{m}^3_{\text{Reaktor}} \text{h})$	5 – 15 ¹⁾ bis 33 möglich ²⁾	100 bis 1000 ³⁾

* Alle nachfolgenden Angaben von Gasvolumina beziehen sich auf Standardbedingungen (Standarddruck $p_n = 101\,325 \text{ Pa}$; Standardtemperatur $T_n = 273,15 \text{ K}$)

Quellen:

1) Eigene Berechnungen

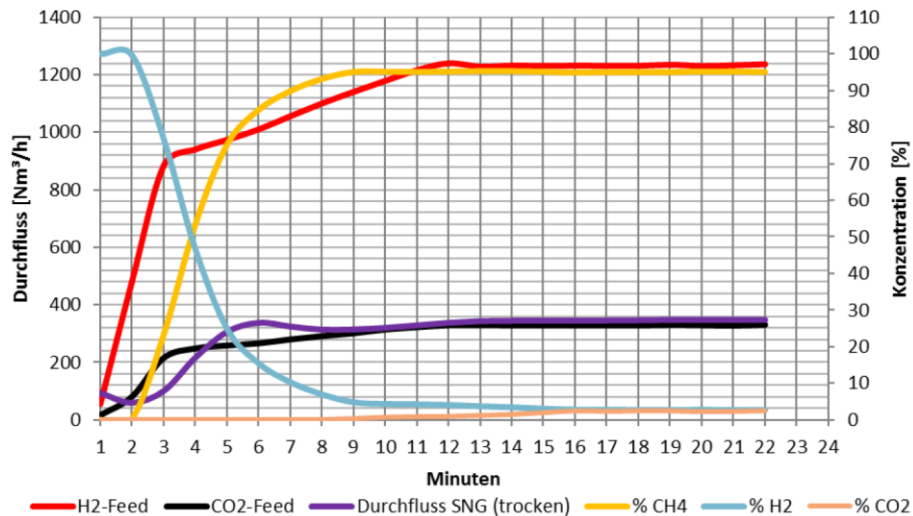
2) EBA / GIE / ERGaR Power-to-Methane Joint Workshop; 6.9.2017; Doris Hafenbradl; Electrochaea

3) Eigene Berechnungen

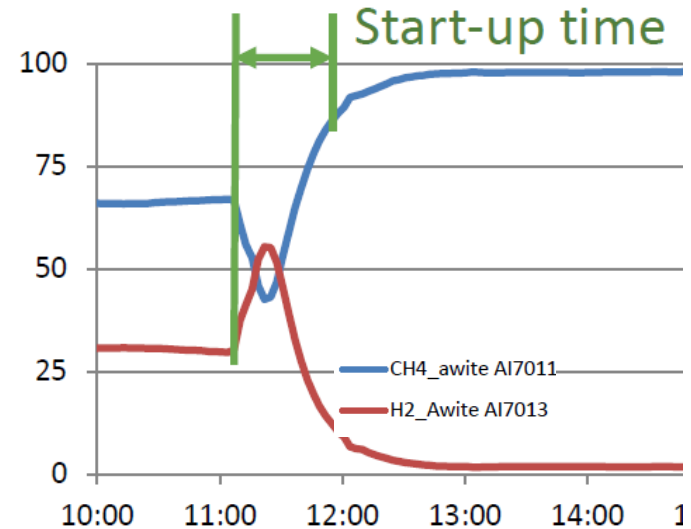
Technischer Vergleich - Anfahrkurven

Chemisch:

Anfahrkurve Methanisierung am 27.04.2015 23:37



Biologisch:



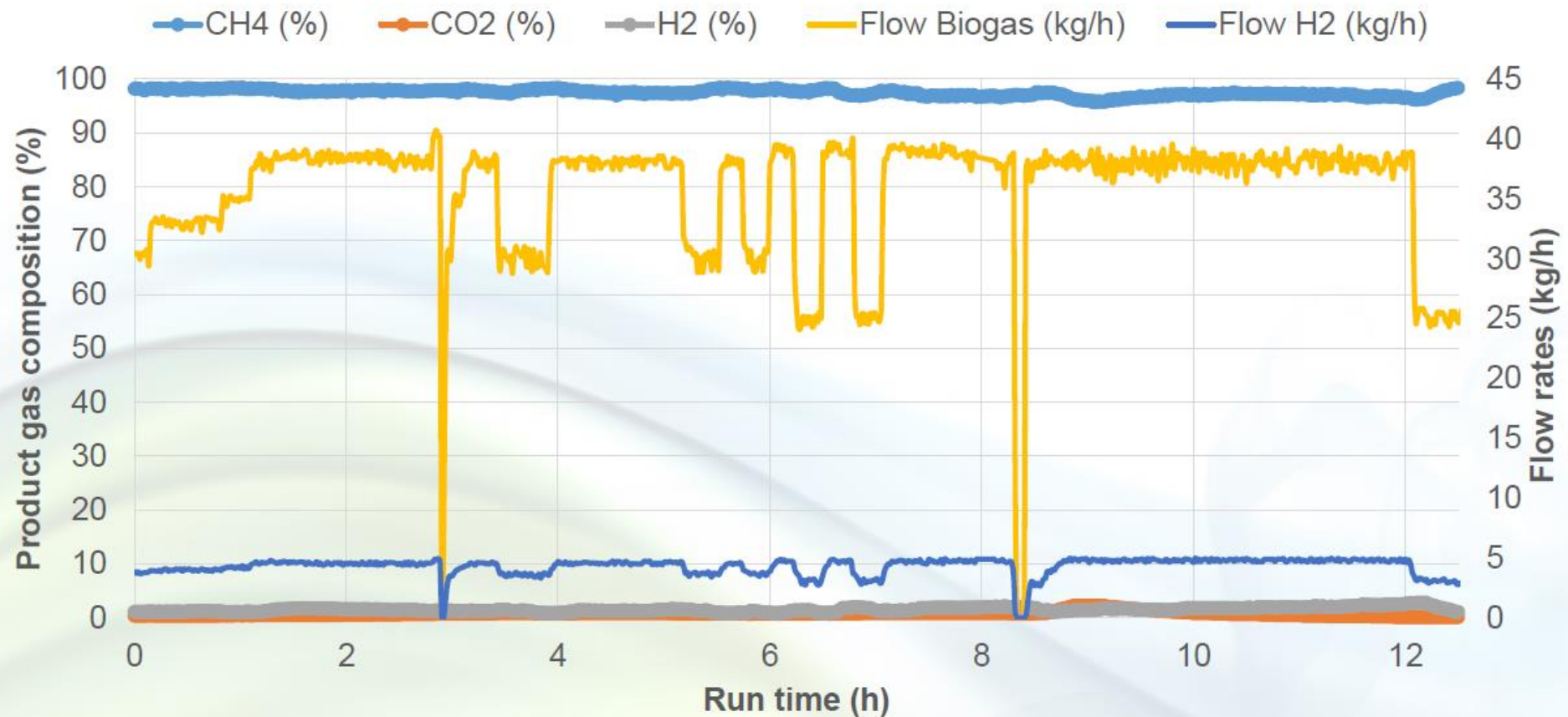
Quellen:

Links: WOMBAT, "Wirkungsgrad-Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts"; Schlussbericht; Verbundprojekt; Projektzeitraum 01.07.2012-30.06.2016

Rechts: Präsentation Electrochaea, L. Lardon; BioCat - Power to Gas Technology by Biological Methanation; Integration to a resource treatment plant

Technischer Vergleich – Lastbetrieb

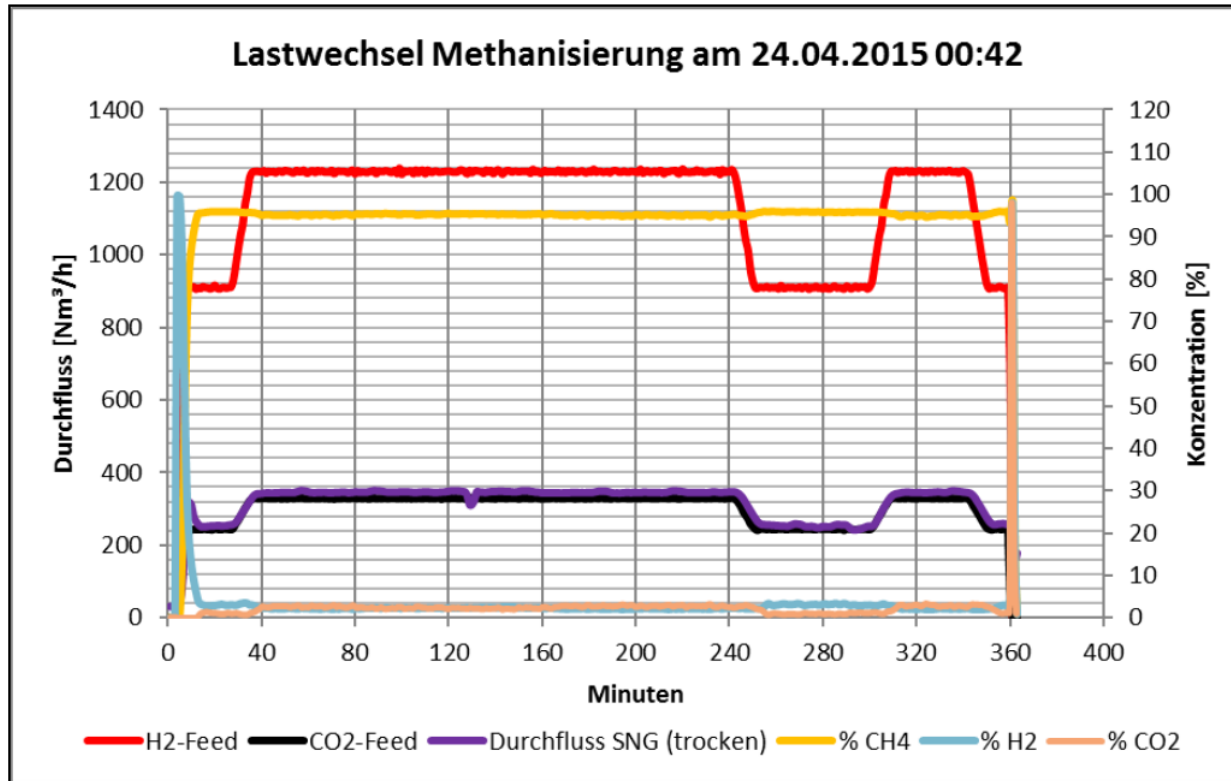
- Biologische Methanisierung (0 - ~67 m³/h H₂ → 0 - ~34 % Last)



Quelle: EBA / GIE / ERGaR Power-to-Methane Joint Workshop; 6.9.2017; Doris Hafenbradl; Electrochaea

Technischer Vergleich – Lastbetrieb

Chemische Methanisierung



Lastwechsel:

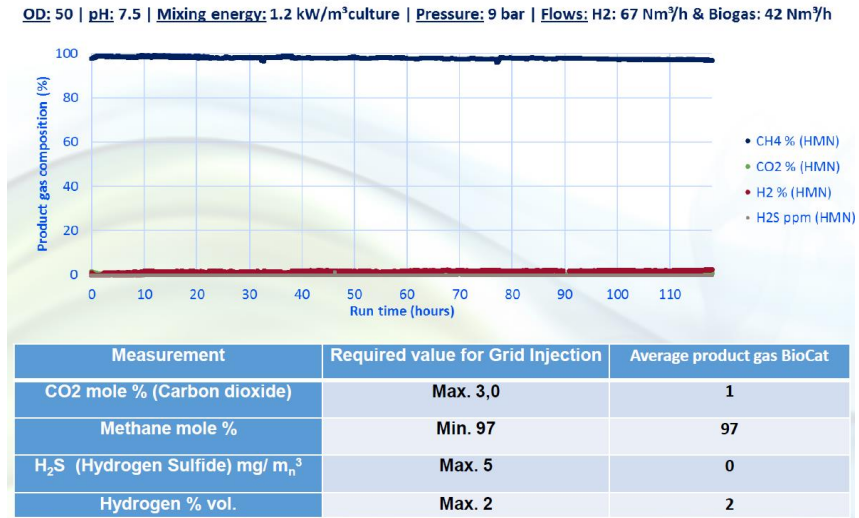
- $\pm 3\%/min$
- 70 – 100 %
- 910 - 1300 m³/h H₂
- Minimale Last vom Hersteller abhängig

Quelle:

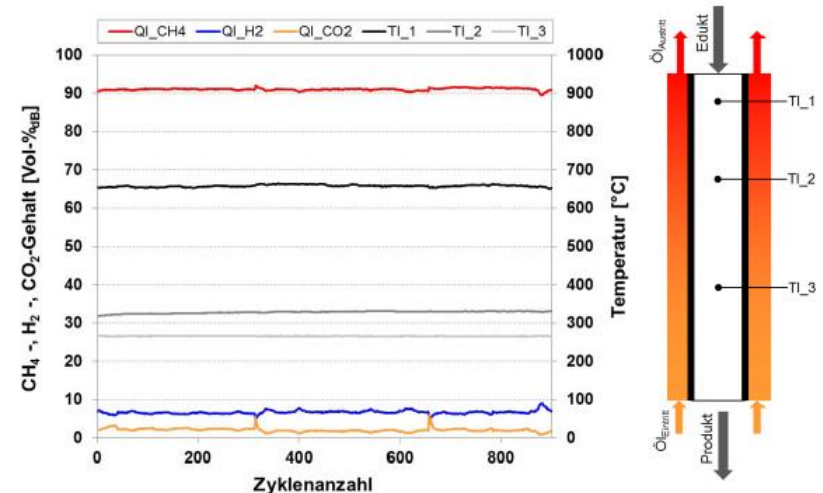
WOMBAT, "Wirkungsgrad-Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speichers-Pilotprojekts"; Schlussbericht; Verbundprojekt; Projektzeitraum 01.07.2012-30.06.2016

Technischer Vergleich - Dauerbetrieb

- ➔ Biologische Methanisierung ¹⁾
 - > 100 h im Lastbetrieb (ca. 34 %)
 - 500 h Betrieb mit einer Verfügbarkeit von > 98 %
 - ➔ Konstante Gasqualität



- ➔ Chemische Methanisierung ²⁾
 - > 24 h im Vollastbetrieb
 - 900 Start/Stop Zyklen (Laborreaktor)
 - ➔ Konstante Gasqualität



Quelle:

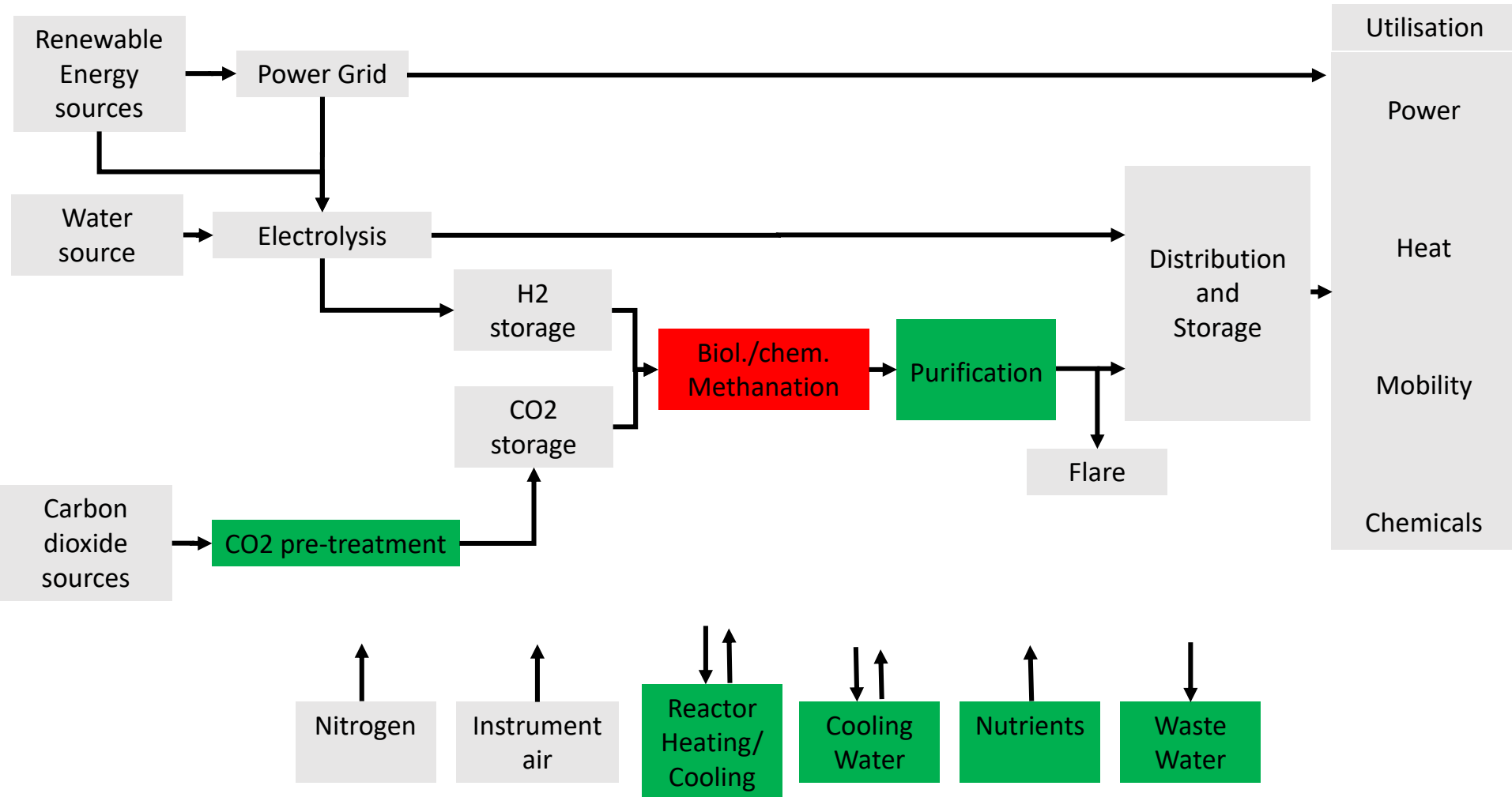
1) EBA / GIE / ERGaR Power-to-Methane Joint Workshop; 6.9.2017; Doris Hafenbradl; Electrochaea

2) WOMBAT, "Wirkungsgrad-Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts"; Schlussbericht; Verbundprojekt; Projektzeitraum 01.07.2012-30.06.2016

Technischer Vergleich - Betriebsverhalten

	Biologisch	Chemisch
Anfahren (CH ₄ > 90 Vol.-%)		
Cold Standby Hot Standby	Ca. 1.5 h 0 - 45 min	5 – 6h (max. 50K/h) < 10 min
Start/Stop	Keine Spülung notwendig Druck halten	Spülung mit Wasserstoff sinnvoll Druck halten
Dauerbetrieb	Teillast- als auch Volllastbetrieb möglich	

Unterschiede bei biol./chem. PtG Anlagen



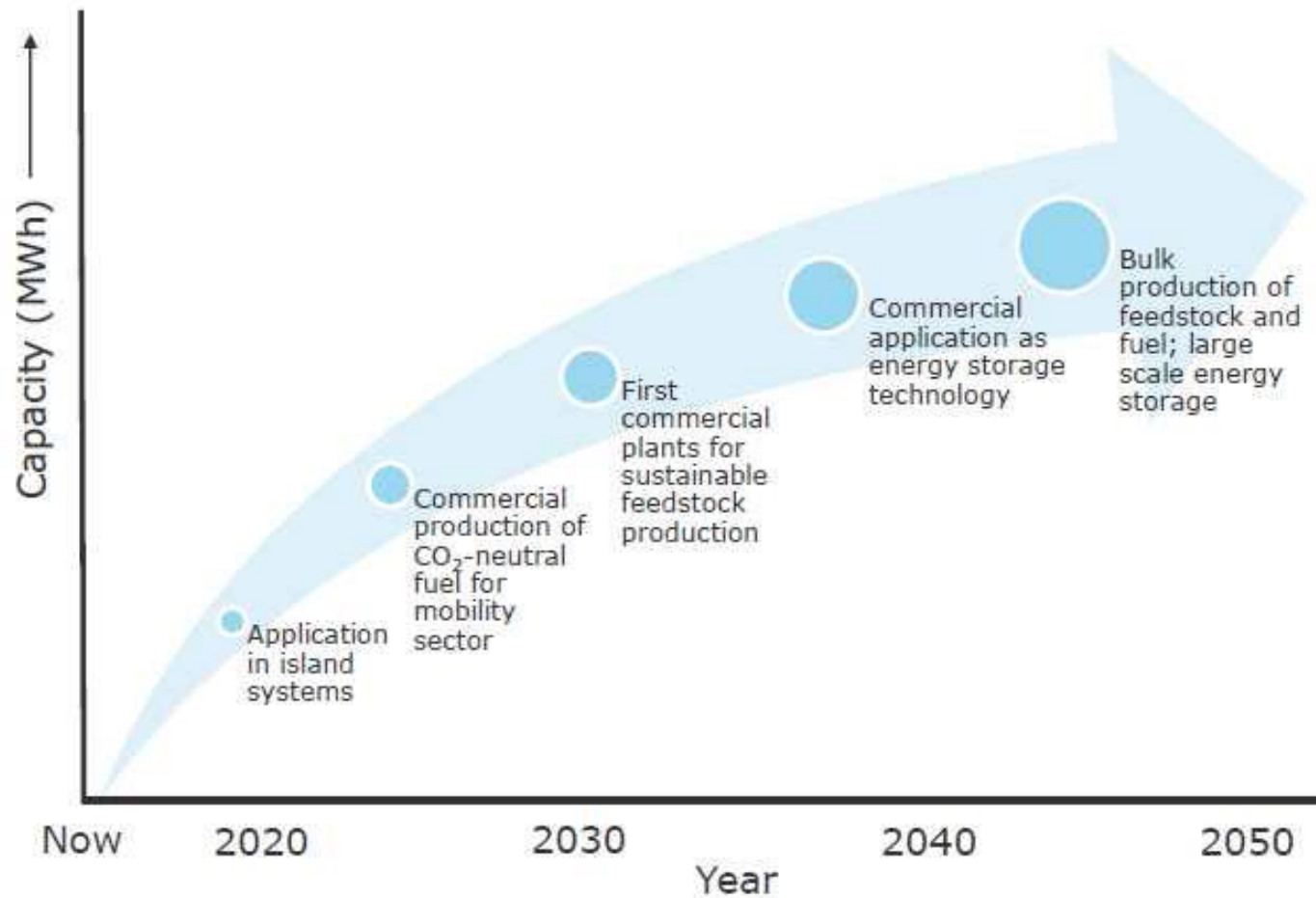
Technischer Vergleich - Balance of Plant

		Biologisch	Chemisch
Reactor Heating/ Cooling	Temperatur Reaktoraustritt (RA) Hot-Spot	35 - 65 °C isotherm	240 - 280 °C bis zu 700°C
Cooling Water	Abwärme Reaktor Abwärme Produktgaskühlung	max. 60 °C 2.87 kW/Nm ³ _{SNG} < 40 °C ~ 0.01 kW/Nm ³ _{SNG}	240-300 °C 2.34 kW/Nm ³ _{SNG} ~ 80 - 90 °C ~ 0.50 kW/Nm ³ _{SNG}
Nutrients	Zusätze	Mikroorganismen Nährstofflösung Anti-foam pH Stabilisator	Nickelkatalysator
Waste Water	Abwasser	Salz- und nährstoffreich (unterhalb der Grenzwerte)	Nickel (unterhalb des Grenzwerts)

Technischer Vergleich - Gasaufbereitung

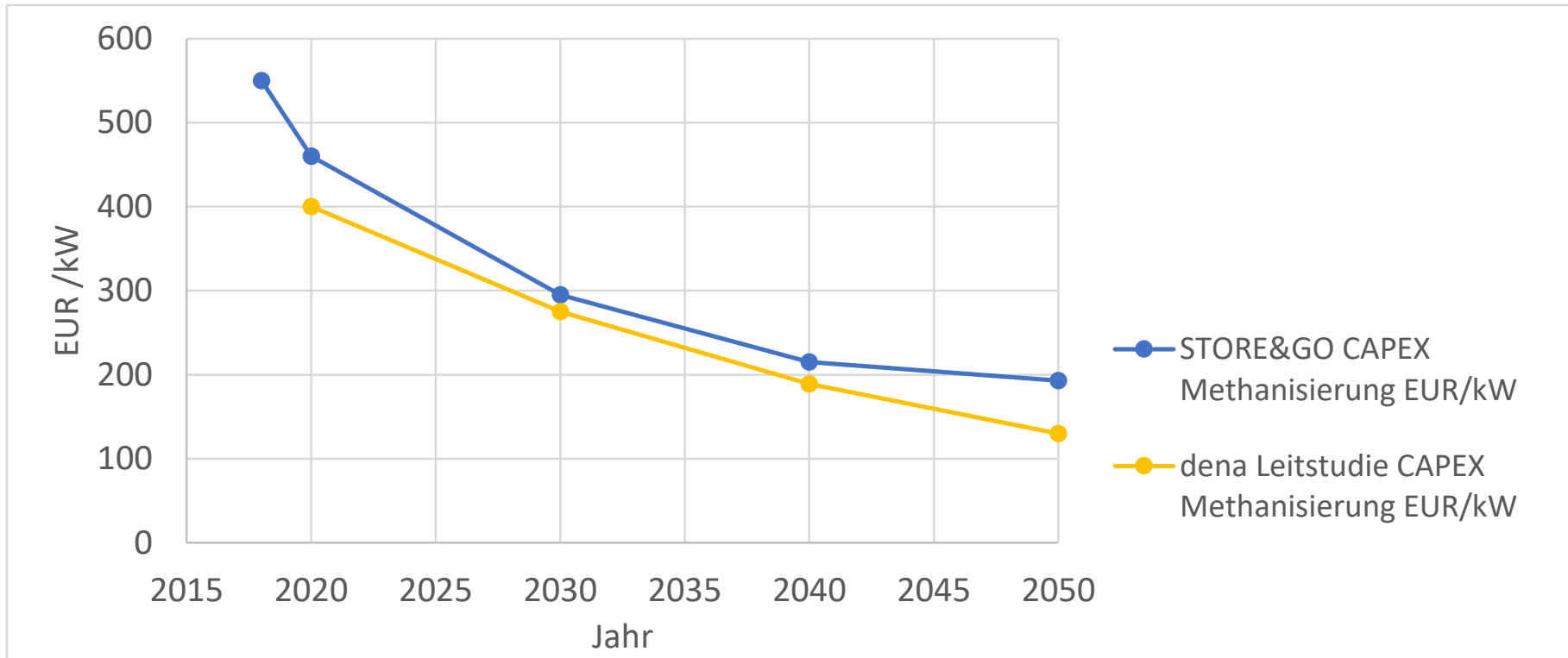
		Biologisch	Chemisch
CO2 pre-treatment	Schwefelabscheidung	-	Notwendig
	CH4 Abscheidung	-	-
unlimitierte Einspeisung Purification	H2S < 3 ppm	Notwendig	-
	Taupunkt < -8°C	Trocknung	Trocknung
	CH4 > 96 Vol.-%	Membran	Membran

Die Zukunft von Power-to-Gas in Europa



Quelle: DNV GL; Breakfast event; Power-to-gas – economic value and technological developments; 06.06.2018; <https://bit.ly/2JL0yZz>; Zugriff: 12.06.2018

CAPEX - Methanisierung



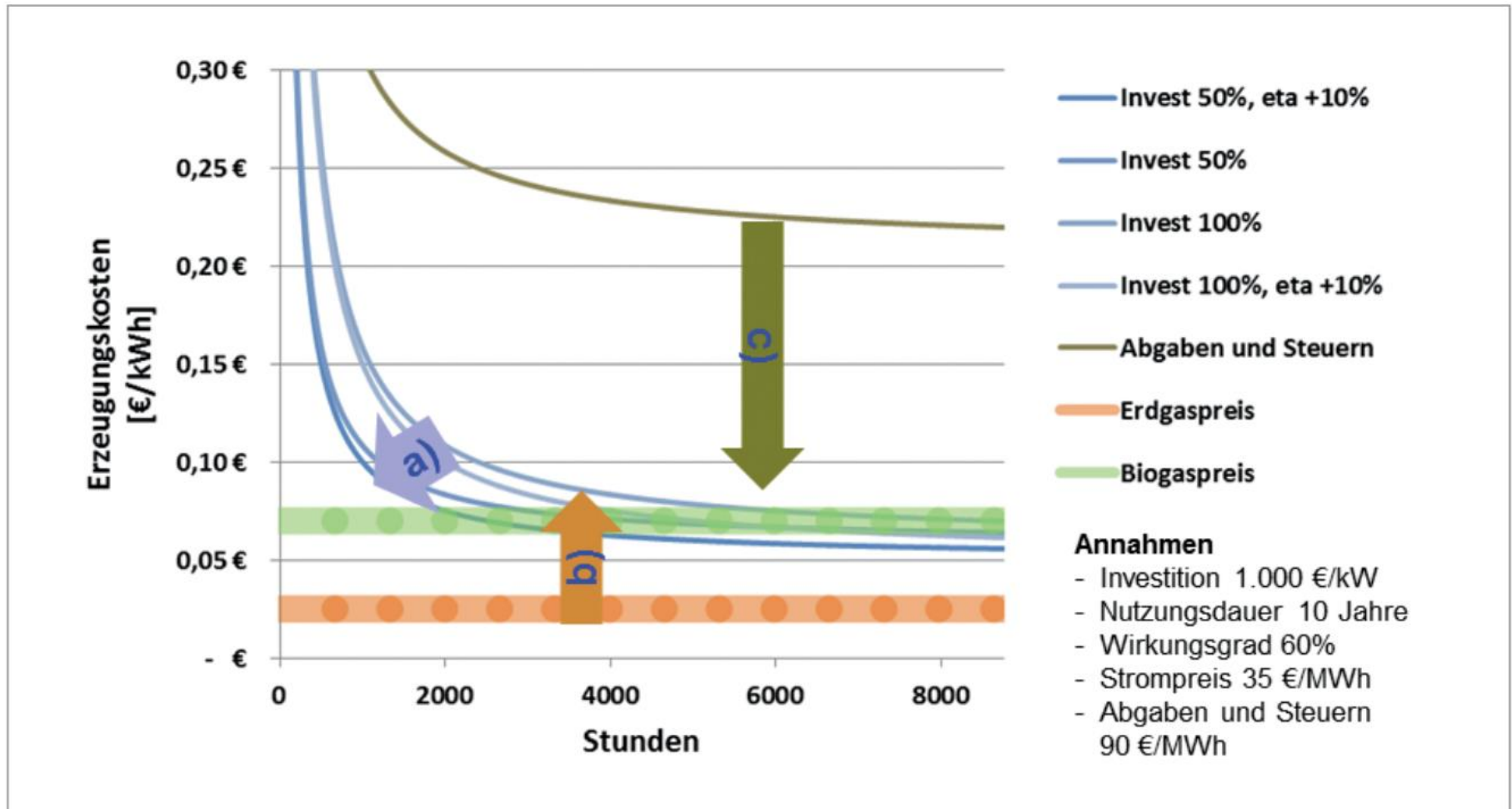
- ➔ Keine Unterscheidung zwischen biologischer und chemischer Methanisierung

Quellen:

dena Leitstudie – Integrierte Energiewende (2018)

STORE&GO calculated specific investment costs based on PtG-potential in Europe (2018)

Einfluss auf die SNG Erzeugungskosten



Quelle: FVEE - Innovationen für die Energiewende (Themen 2017)

Synergien industrieller Prozesse und PtM

	Biologisch	Chemisch
Anaerobe Vergärung Biogasanlagen, Abwasserreinigungsanlage	Wärmebedarf < 50°C «Biologie» bekannt Geschultes Personal	-
Aminwäsche	-	Wärmebedarf bis 160°C
CO ₂ Abscheidung aus der Luft ¹⁾		Wärmebedarf bis 100°C
Fernwärmenetz	4. Generation (30 - 70°C)	3. Generation (< 100°C)
KVA	-	Synergie zw. CO ₂ und Abwärme der Methanisierung
Zement	-	

Geplantes Industrieprojekt in der Schweiz

Eckwerte des Limeco Hybridkraftwerks

El. Leistung Elektrolyse in kW	2'000
Strombezug aus KVA in GWh/a	14-16
Input Klärgas in m ³	2 Mio.
Output Methangas in GWh/a	18-21
CO ₂ Reduktion in Tonnen	3'600 bis 4'100

- Synergie aus KVA (Strom) und ARA (CO₂-Quelle)
- Betriebsstunden in h/a: 7'000 – 8'000
- Technologie: biologische Methanisierung

Quelle: Homepage Swisspower, Factsheet Limeco, Zugriff 06.06.2018

Take home messages

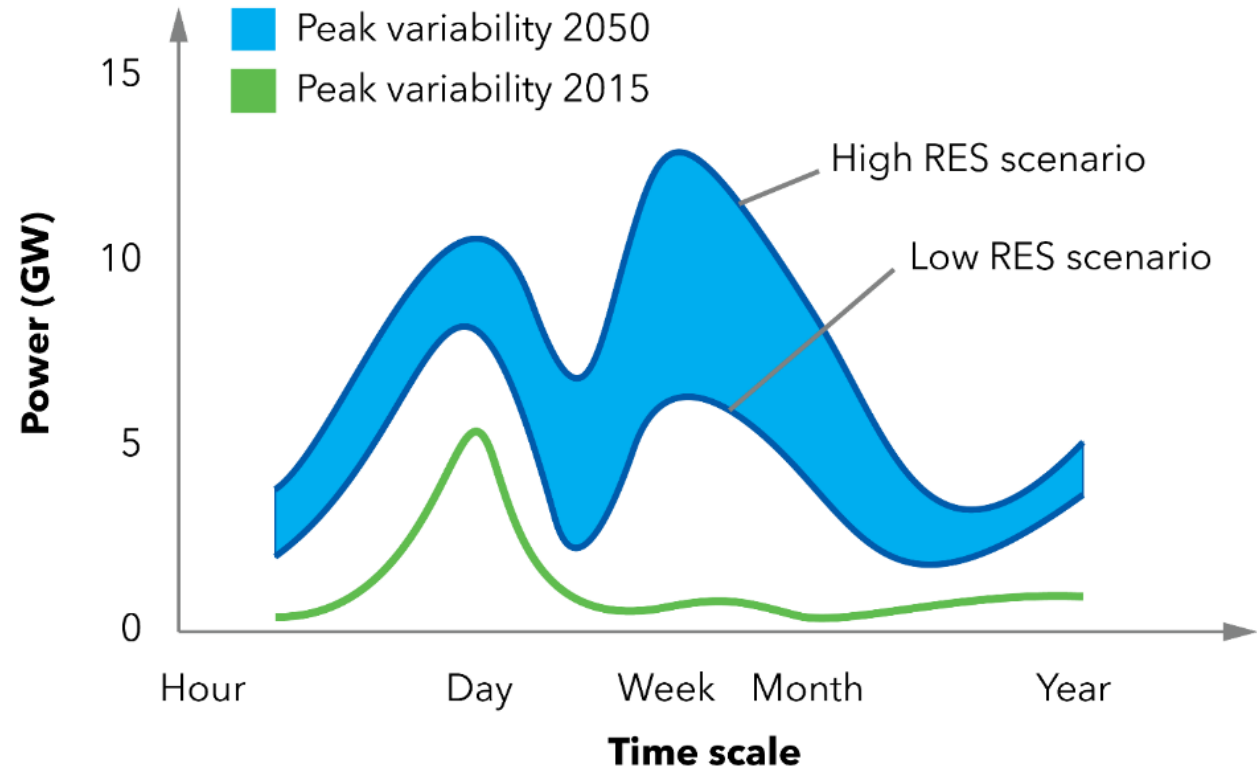
	Für politische ExpertInnen	Für wissenschaftliche ExpertInnen
PtX Anlagen im MW-Bereich sind wirtschaftlich, wenn	der Strombezug von Abgaben und Steuern befreit ist oder Marktanreize für SNG geschaffen sind	technologieoffen geforscht wird. Man kann voneinander lernen.
Biologisch oder chemisch?	Keine PtM Technologie ist besser oder schlechter! Die Rahmenbedingungen (Wärmesenke, CO ₂ -Quelle, Personal) müssen passen.	

**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!**

Back Up

Warum braucht es Stromspeicher?

- Anteil der EE wächst mit schwankenden Erzeugungsmustern
- Starke Schwankungen im Wochen-/ Monatsbereich («Dunkelflaute»)
- Hoher Bedarf an Flexibilität im Energiesystem



Quelle: DNV GL; Breakfast event; Power-to-gas – economic value and technological developments; 06.06.2018; <https://bit.ly/2JL0yZz>; Zugriff: 12.06.2018

Verbrauch an Erdgas in der Schweiz

	GWh*	
	(1 GWh = 3,6 TJ)	
	2015	2016
Stadtgaserzeugung aus Propan/Butan	-	-
Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz	236	277
Einfuhr Erdgas	33'172	34'849
Total	33'408	35'126
Abzüglich:		
Verbrauch von Erdgas für Fernwärme und Elektrizitätserzeugung	1'928	2'453
Netzverluste und Eigenverbrauch der Gaswerke	108	110
Endverbrauch	31'372	32'563

Quelle: BFE - Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2016 nach Verwendungszwecken, Okt. 2017

- **Industriesektor: Entwicklung des Endenergieverbrauchs 2000 bis 2015 nach Verwendungszwecken, in PJ**

Verwendungszweck	2000	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Δ '00 – '15
Raumwärme	23.9	23.0	16.7	18.1	19.1	13.4	15.4	-35.6%
Warmwasser	3.0	3.9	2.8	3.1	3.2	2.3	2.6	-14.1%
Prozesswärme	87.2	90.6	88.8	87.0	87.5	86.9	84.9	-2.6%
Beleuchtung	5.3	6.2	6.2	5.9	5.7	6.0	6.0	+12.0%
Klima, Lüftung, HT	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	-12.3%
I&K, Unterhaltung	0.6	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	+32.0%
Antriebe, Prozesse	39.0	39.5	39.5	39.2	39.3	39.3	38.5	-1.3%
sonstige	6.2	6.7	6.7	6.7	7.1	7.1	7.0	+12.3%
Total Endenergieverbrauch	166.4	171.8	162.6	161.8	163.7	156.7	156.0	-6.2%

HT: Haustechnik, I&K: Information und Kommunikation

Quelle: Prognos 2016

Quelle: BFE - Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2016 nach Verwendungszwecken, Okt. 2017

- *Industriesektor: Entwicklung des Brennstoffverbrauchs (inkl. Fern-, Umwelt- und Solarwärme) nach Verwendungszwecken, in PJ*

Verwendungszweck	2000	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Δ '00 – '15
Raumwärme	23.8	22.7	16.5	17.9	18.8	13.3	15.2	-36.2%
Warmwasser	3.0	3.9	2.8	3.0	3.2	2.2	2.6	-14.4%
Prozesswärme	64.5	68.2	66.0	64.6	64.7	63.6	62.1	-3.8%
Antriebe, Prozesse	2.6	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	-44.2%
sonstige	6.2	6.7	6.7	6.7	7.1	7.1	7.0	+12.3%
Total Endenergieverbrauch	100.1	103.0	93.3	93.6	95.3	87.6	88.2	-11.9%

Quelle: Prognos 2016

Quelle: BFE - Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2016 nach Verwendungszwecken, Okt. 2017

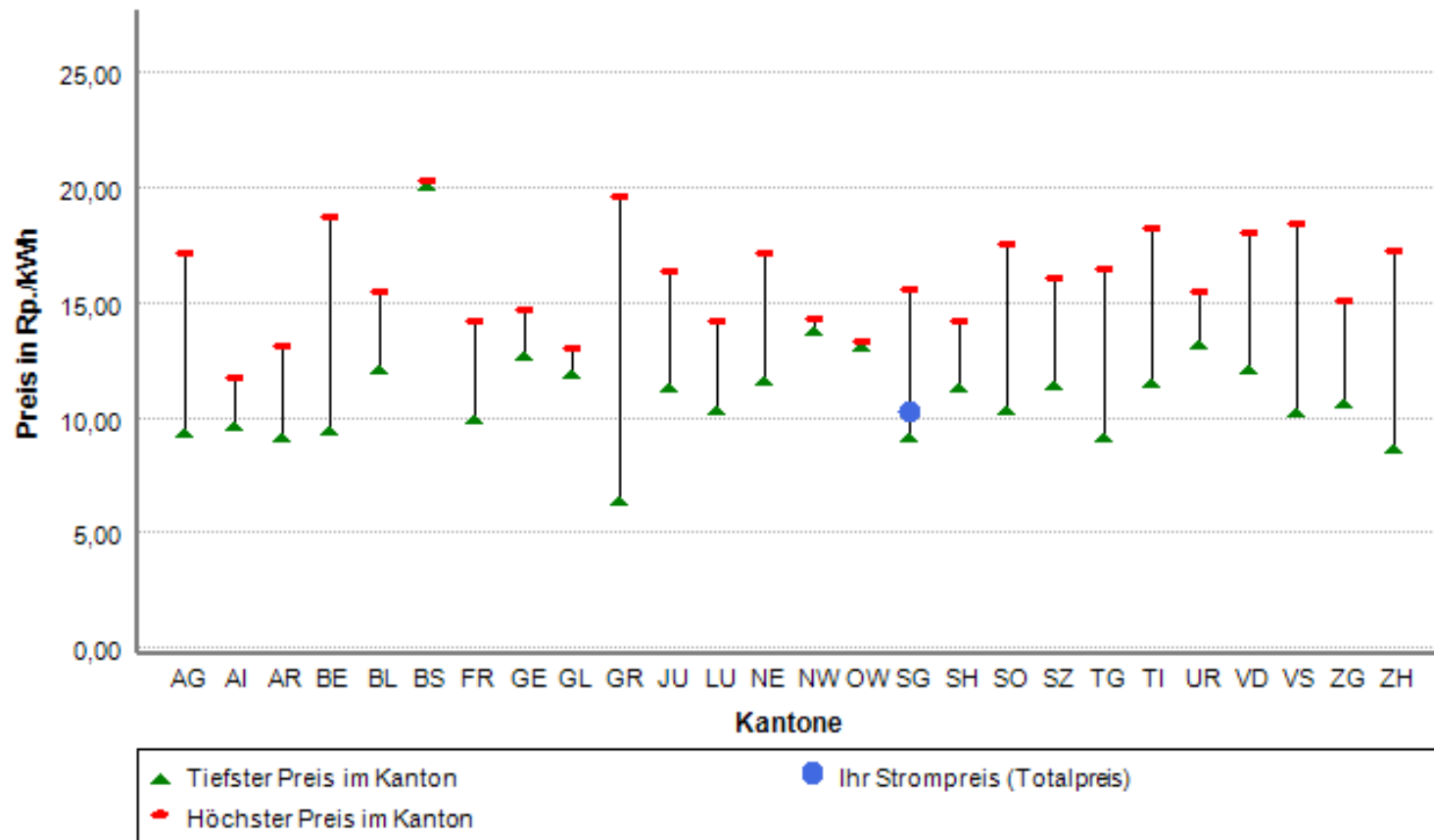
Zusammensetzung Strompreis CH

	Grundlage	Vergleich	+/-
Tarife des Jahres:	2018	2018	
Gemeinde:	Rapperswil-Jona	Bern	
Netzbetreiber:	Elektrizitätswerk Jona- Rapperswil AG	Energie Wasser Bern ewb	
Verbrauchskategorie:	C7	C7	
Produkt:	Standardprodukt	Günstigstes Produkt	
Netznutzung:	3,77	2,74	+37,59 %
Energie:	4,20	7,77	-45,95 %
Abgaben an das Gemeinwesen:	0,00	1,40	-100,00 %
Förderabgaben (KEV):	2,30	2,30	0,00 %
Total:	<u>10,27</u>	<u>14,21</u>	<u>-27,73 %</u>

Quelle: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom

Vergleich Strompreis CH

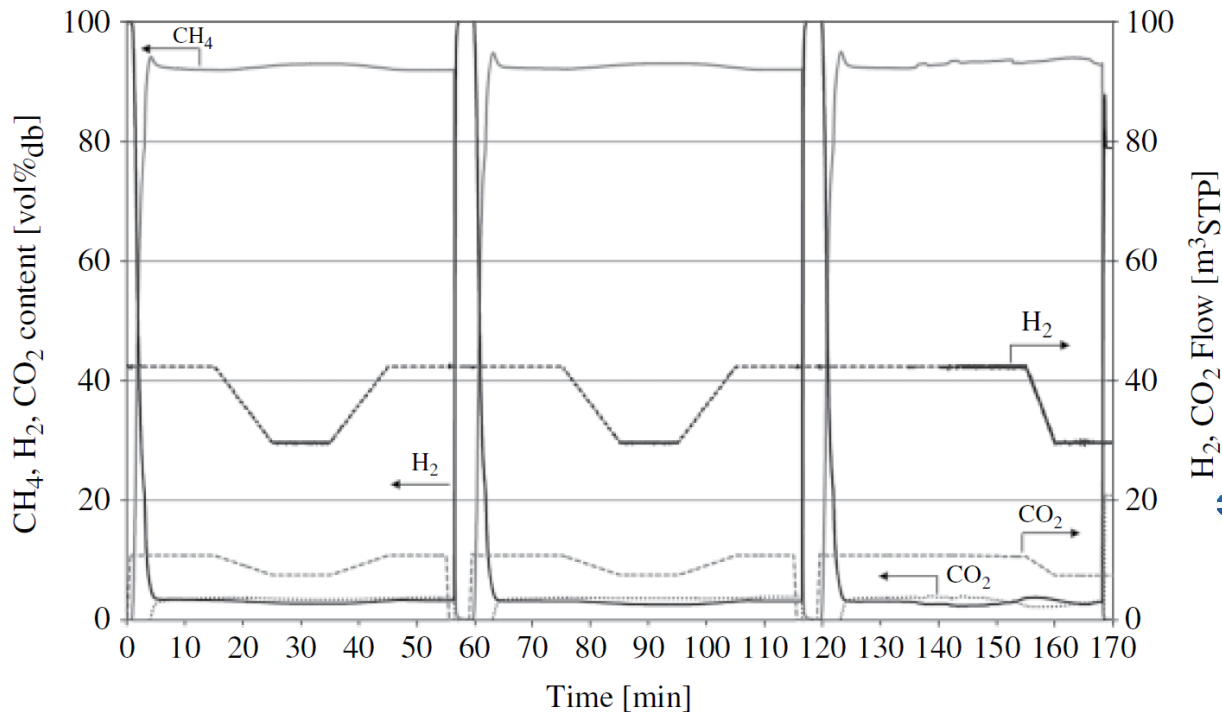
Ihr Tarif im schweizerischen Vergleich: Kategorie C7, Totalpreis für das Jahr 2018



Quelle: Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom

Technischer Vergleich – Lastbetrieb

Chemische Methanisierung (125 kW_{SNG})



Lastwechsel im Betrieb:

- ± 3%/min
- 70 – 100 %
- 30 – 42 m³/h H₂
- Minimale Last vom Hersteller abhängig
- Anfahrtdauer < 5 min

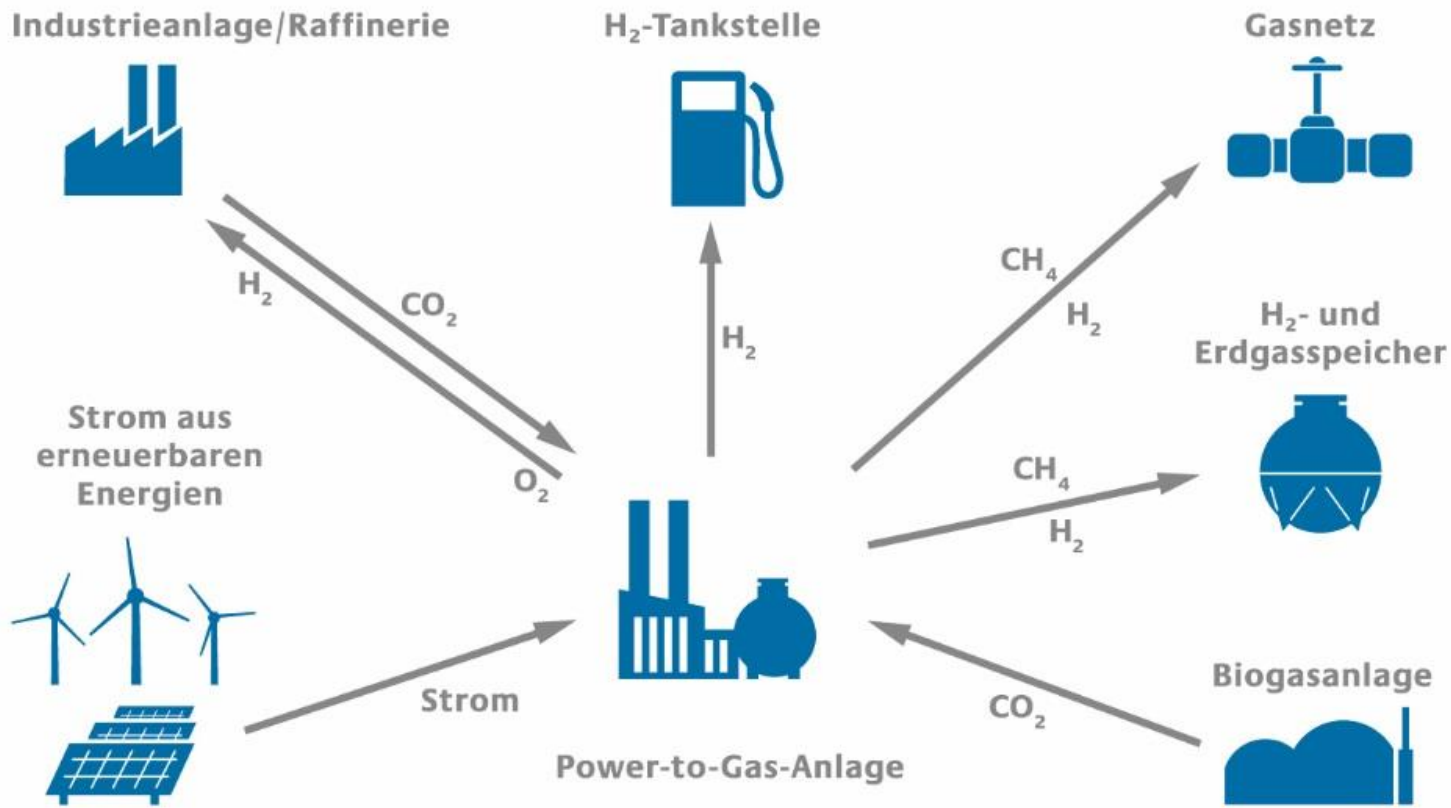
Anfahren aus Hot-Standby:

- + 100 %/min
- 0 – 42 m³/h H₂
- Anfahrtdauer < 5 min

Quelle:

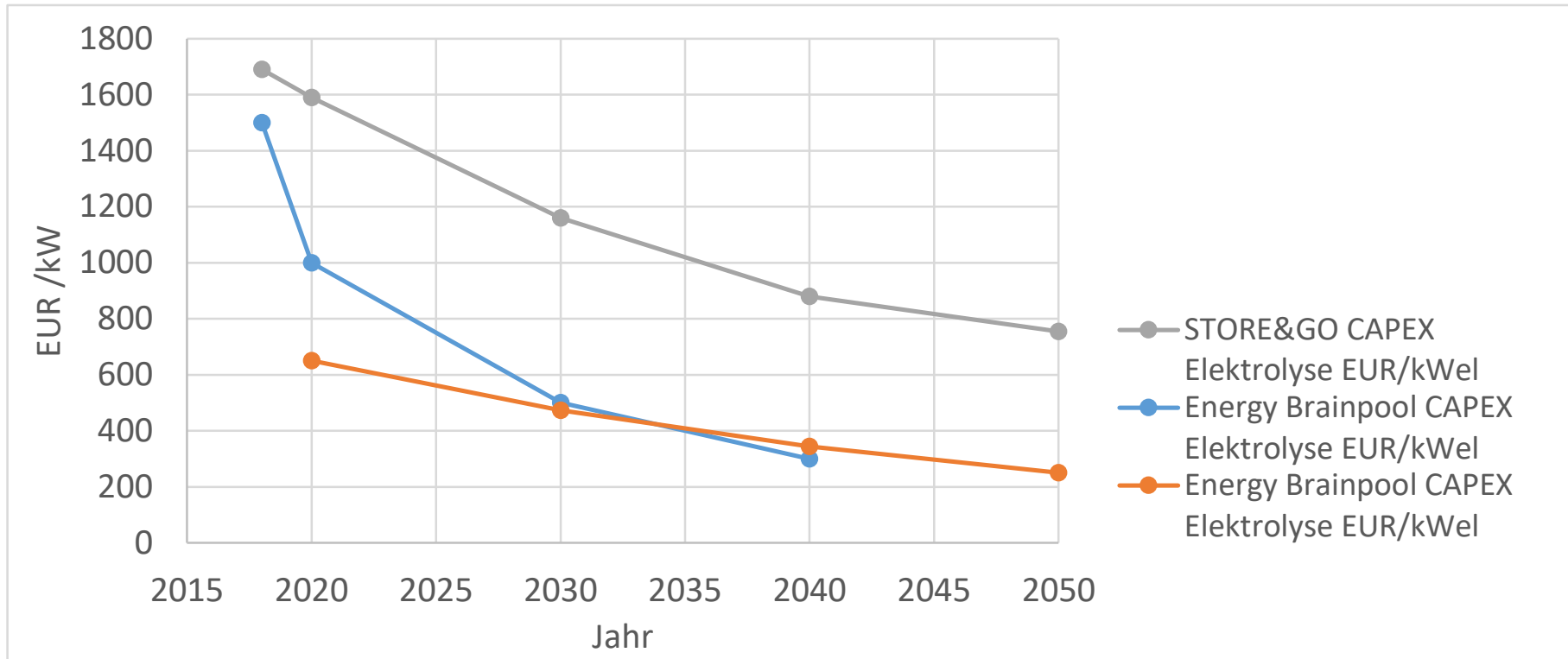
Schildhauer, Tilman J.; Biollaz, Serge M.; Synthetic natural gas from coal, dry biomass, and power-to-gas applications

Standortfaktoren Power to Gas



Quelle: Deutsche Energie-Agentur
www.powertogas.info

CAPEX - Elektrolyse








Quellen:

dena Leitstudie – Integrierte Energiewende (2018)

Energy Brainpool: Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs (2018)

STORE&GO calculated specific investment costs based on PtG-potential in Europe (2018)

Biogaspreis - Regio Energie Solothurn

Produkte	Erdgaspreis	Leistungspreis	Grundpreis pro Zähler
erdgas  Wärme	5.50 Rp. / kWh	1.30 Fr. / kW / Monat mind. 15.60 Fr. / Monat	66.00 Fr. / Jahr
erdgas  Haushalt	9.20 Rp. / kWh	0.00 Fr. / Jahr	66.00 Fr. / Jahr
erdgas  Prozess	9.20 Rp. / kWh	0.00 Fr. / Jahr	66.00 Fr. / Jahr
erdgas  Business	3.85 Rp. / kWh	33.30 Fr. / kW / Jahr	Individuell nach Zählertyp
erdgas  Business duo	3.85 Rp. / kWh	12.50 Fr. / kW / Jahr	Individuell nach Zählertyp

Biogas-Preise

Ihnen stehen folgende Biogasprodukte als Aufpreismodelle zur Verfügung:

5 % biogas 
Aufpreis 0.5 Rp./kWh

20 % biogas 
Aufpreis 2.0 Rp./kWh

100 % biogas 
Aufpreis 10.0 Rp./kWh

biogas  **Fix**
Individuelle in % oder kWh

Biogaspreis – Energie Zürichsee Linth

Für die Versorgungsgebiete in den Kantonen St. Gallen, Schwyz und Glarus
Gültig per 1. Januar 2018

						ErdgasPlus (Erdgas 95% + Biogas 5%)	Biogas
	Stufe	Verbrauch* kWh	Grundpreis pro Monat in CHF *	Leistungspreis pro Jahr und kW in CHF		Konsumpreise* Rp. / kWh	
Haushalt		0 - 5'000	15.00	0.00		14.00	19.00
Wärme				Einstoff	Zweistoff**		
	1	0 - 10'000	25.00	9.00	4.50	7.50	14.70
	2	10'001 - 100'000	50.00	9.00	4.50	7.40	14.60
	3	100'001 - 500'000	100.00	9.00	4.50	7.30	14.50
Flex ***	1	0 - 10'000	25.00	18.00		7.00	14.20
	2	10'001 - 100'000	50.00	18.00		6.90	14.10
	3	100'001 - 500'000	100.00	18.00		6.80	14.00

* Durchschnitt im Monat der Ableseperiode.

** Zweistoffkunden = umstellbar zwischen Erdgas- und Heizölbetrieb > 200 kW (Basis: Vertragliche Regelung)

*** Flex = Alternative Energieerzeugung > 50% für Basisabdeckung (ErdgasPlus wird zur Spitzendeckung eingesetzt)

Quelle: Homepage Energie Zürichsee Linth; https://www.ezl.ch/images/Produkte/Preise/Preisliste_01.2018.pdf; Zugriff 12.06.2018

Erdgaspreis – Erdgastankstelle (EZL, Amag Jona)

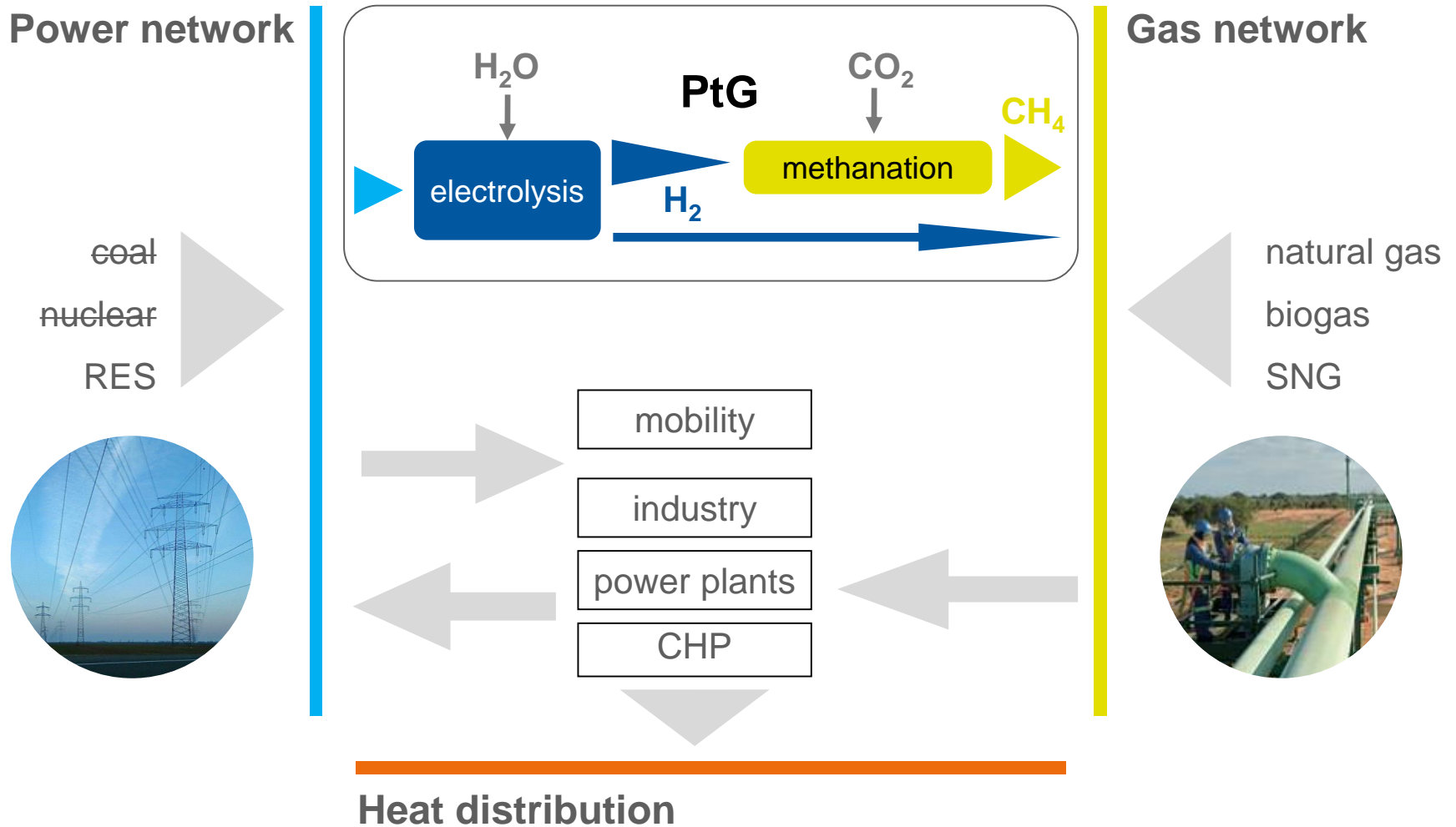
- 2.15 CHF/kg -> ~0.14 CHF/kWh

Quelle: IET und Energie Zürichsee Linth; mündliche Abfrage 12.06.2018

The Role of Power-to-Gas for Our Future Energy Supply

Power network

Gas network



gas pipeline by SASOL, CC BY-SA 2.0

Key - Advantages

- ➔ **Storing** surplus of renewable **energy**
- ➔ Creating a **flexible energy system**
- ➔ **Connectivity through PtG** (Sector coupling)
- ➔ Usage of the already **existing gas infrastructure**
- ➔ **Versatile usage of gas**
- ➔ **Balancing** and **backing up the electricity grid**