

Renewable Steel Gases

Einbindung erneuerbarer Energie in die Stahlproduktion

Katharina Rechberger und Markus Lehner

Projektpartner

1. „Power-to-Gas“, Zweibettwirbelschichtvergasung und Kuppelgase eines integrierten Hüttenwerkes
2. Kopplung erneuerbarer Energien und integriertes Hüttenwerk
3. Ziele und Fragestellungen
4. Prozessvarianten und deren Bewertung
5. Zusammenfassung

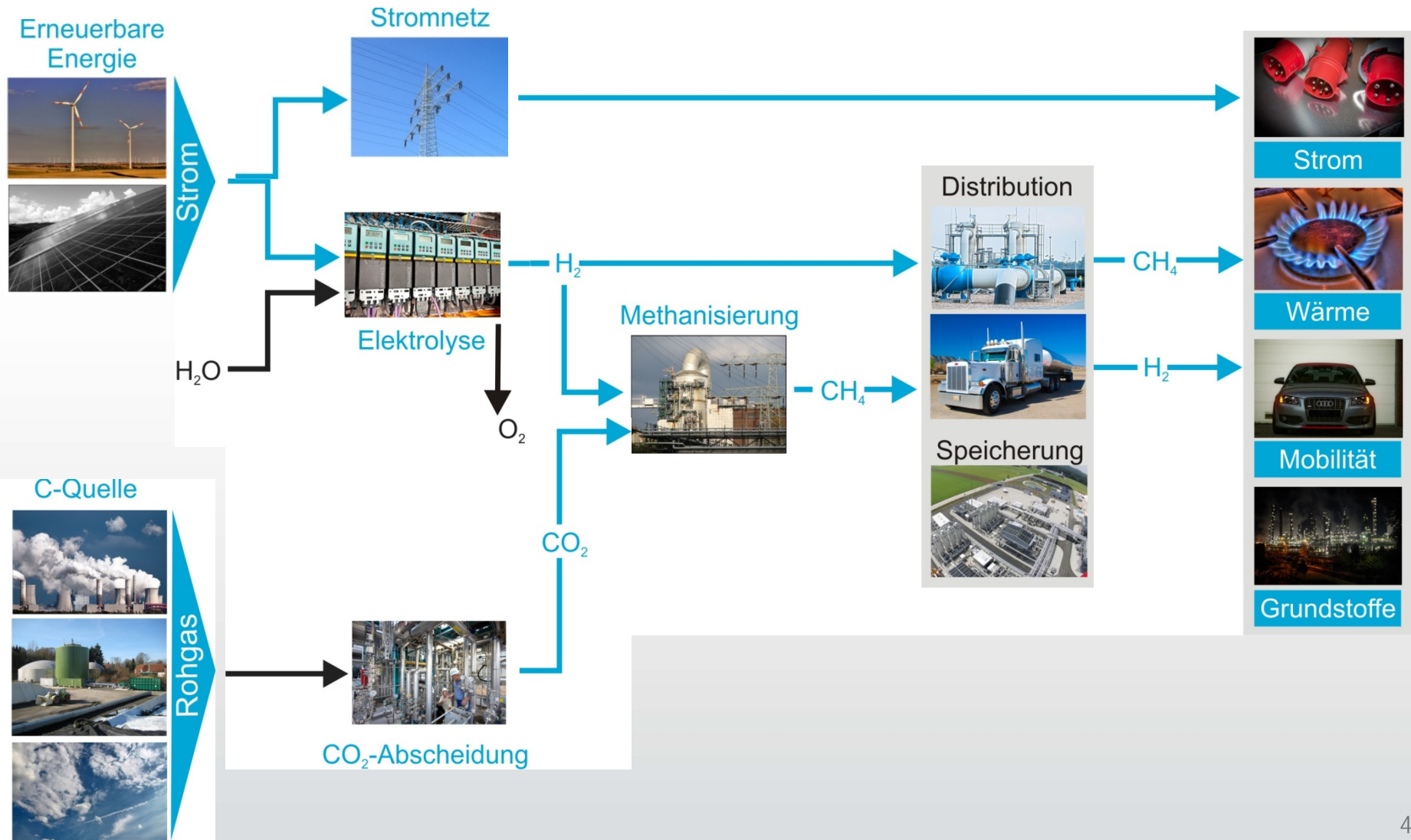
„Einbindung erneuerbarer Energie in die Stahlproduktion zur Energieeffizienzsteigerung und Reduktion der CO₂-Emissionen“ (2017-2020)

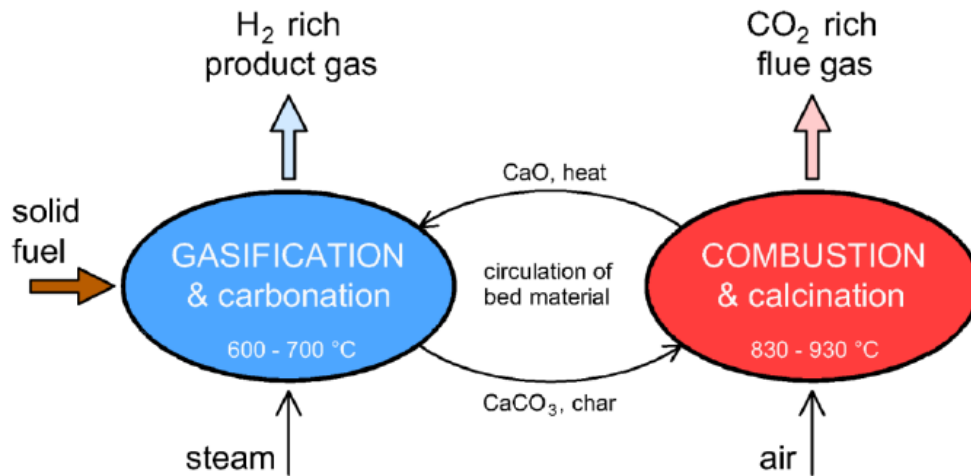
„Renewable Steel Gases“

Projektpartner:

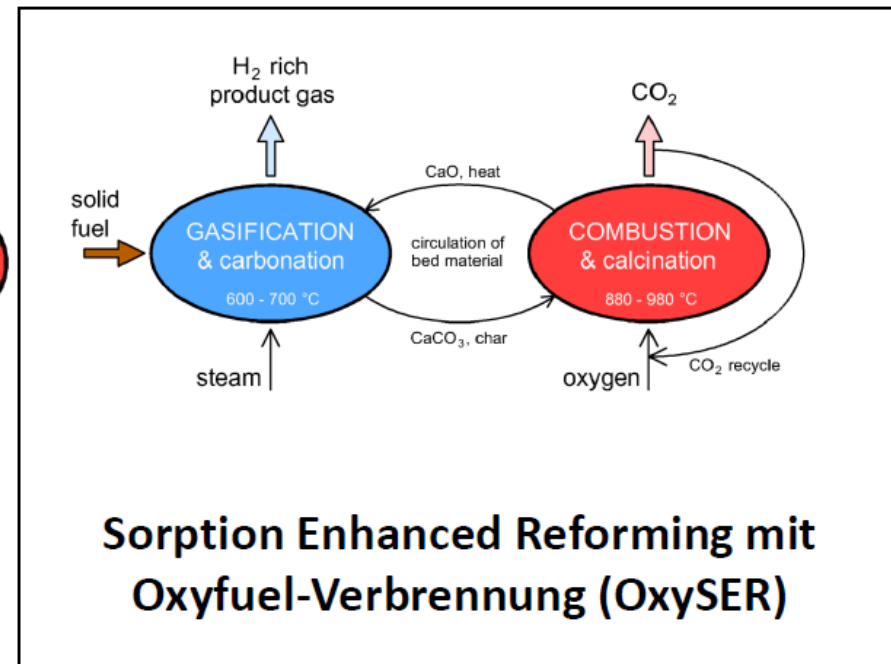


Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2016 durchgeführt.

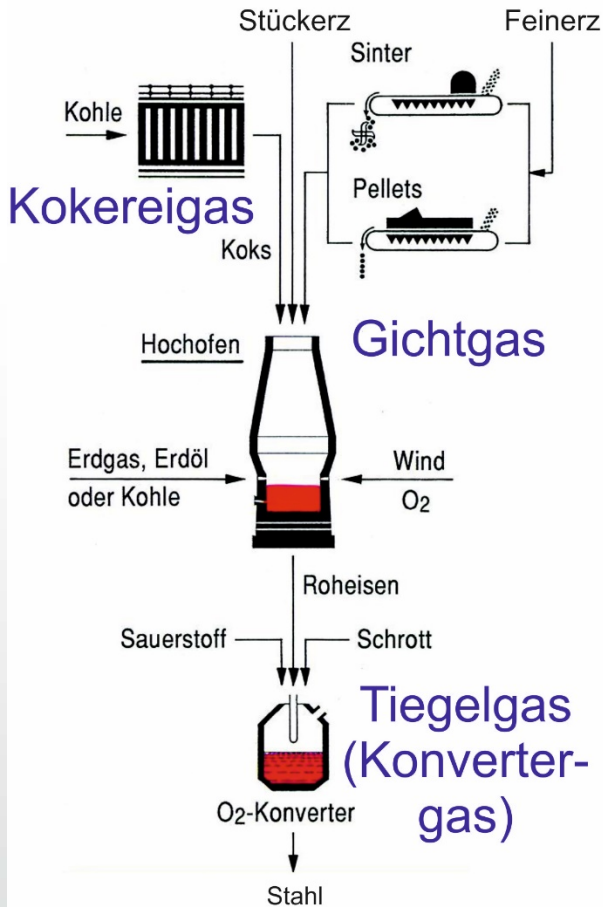




Sorption Enhanced Reforming (SER)



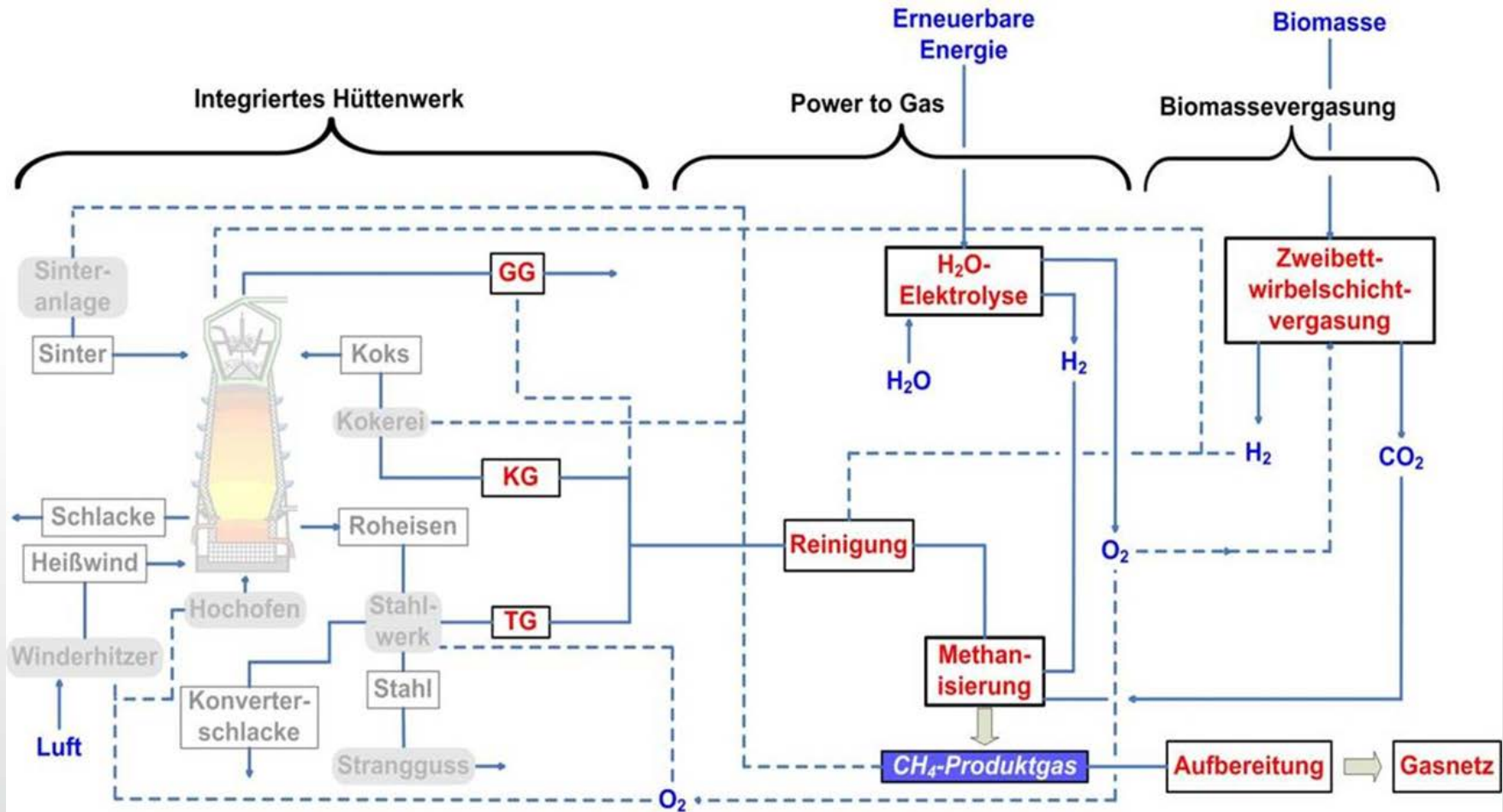
Sorption Enhanced Reforming mit Oxyfuel-Verbrennung (OxySER)



Typische Zusammensetzung von Prozessgasen in einem integrierten Hüttenwerk

		Gichtgas		Kokereigas		Tiegelgas
		Min.	Max.	Min.	Max.	Mittel
CO	[Vol-%]	19	27	3,4	5,8	60,9
H ₂	[Vol-%]	1	8	36,1	61,7	4,3
CO ₂	[Vol-%]	16	26	1	5,4	17,2
N ₂	[Vol-%]	44	58	1,5	6	15,5
CH ₄	[Vol-%]			15,7	27	0,1
C _x H _y	[Vol-%]			1,4	2,4	
Unterer Heizwert	[kJ/Nm ³]	2 600	4 000	9 000	19 000	8 184
Staubgehalt	[mg/Nm ³]	0	10			
Schwefelgesamt	[mg/Nm ³]		170	100	800	

* Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production, Industrial Emissions Directive 2010/75/EU Integrated Pollution Prevention and Control, 2013.



Projekthalte

1. Prozessketten zur Nutzung von Kuppelgasen unter Einbindung von erneuerbaren Energien

Fragestellungen:

- Welche Prozessketten sind grundsätzlich möglich?
- Welche Prozessketten lassen sich in die bestehende Infrastruktur am besten integrieren?
- Welche Größenordnung der Einbindung erneuerbarer Energie ist möglich und sinnvoll?
- Was ist das CO₂-Einsparpotenzial und was ist die techno-ökonomische Performance?

Projekthalte

1. **Prozessketten zur Nutzung von Kuppelgasen** unter Einbindung von erneuerbaren Energien
2. **Nutzung von Synergien** im Umfeld eines integrierten Hüttenwerkes

Fragestellungen:

- Einspeisefähiges Erdgas oder Schwachgas?
- Einbindung des Produktgases in das Hüttenwerk?
- Nutzung des Sauerstoffs aus der Elektrolyse?

Projekthalte

1. **Prozessketten zur Nutzung von Kuppelgasen** unter Einbindung von erneuerbaren Energien
2. **Nutzung von Synergien** im Umfeld eines integrierten Hüttenwerkes
3. **Techno-ökonomische Bewertung der Prozessketten und CO₂-Einsparpotenzial**

Fragestellungen:

- Was sind die Kosten 2030 und 2050?
- Welche Prozesskette(n) sind ökonomisch am sinnvollsten?
- Wie viel CO₂ wird eingespart?

Um welche Größenordnungen handelt es sich?

Szenario 1: 100 % Erdgas-Ersatz

Szenario 2: maximale CO_x-Reduktion

Szenario 3: Nutzung der gesamten CO₂-Emissionen

voestalpine
ONE STEP AHEAD.

IM **MET**
metallurgical competence center

Weitere Festlegung:

Kokereigas wird hüttenwerksintern genutzt und nicht weiter in die Prozesskettenentwürfe einbezogen.

Szenario 1 - 100% Erdgas Ersatz

		GICHTGAS		TIEGELGAS	
		Werk I	Werk II	Werk I	Werk II
Nutzung Kuppelgas	%	11 %	15 %	87 %	151 %
Notwendige Elektrolyseleistung*	[MW]	524	224	510	-
Deckung des Sauerstoffbedarfs	%	78 %	163 %	77 %	-

*Annahme:

PEM-Elektrolyse, 35 bar 5 kWh/Nm³ H₂

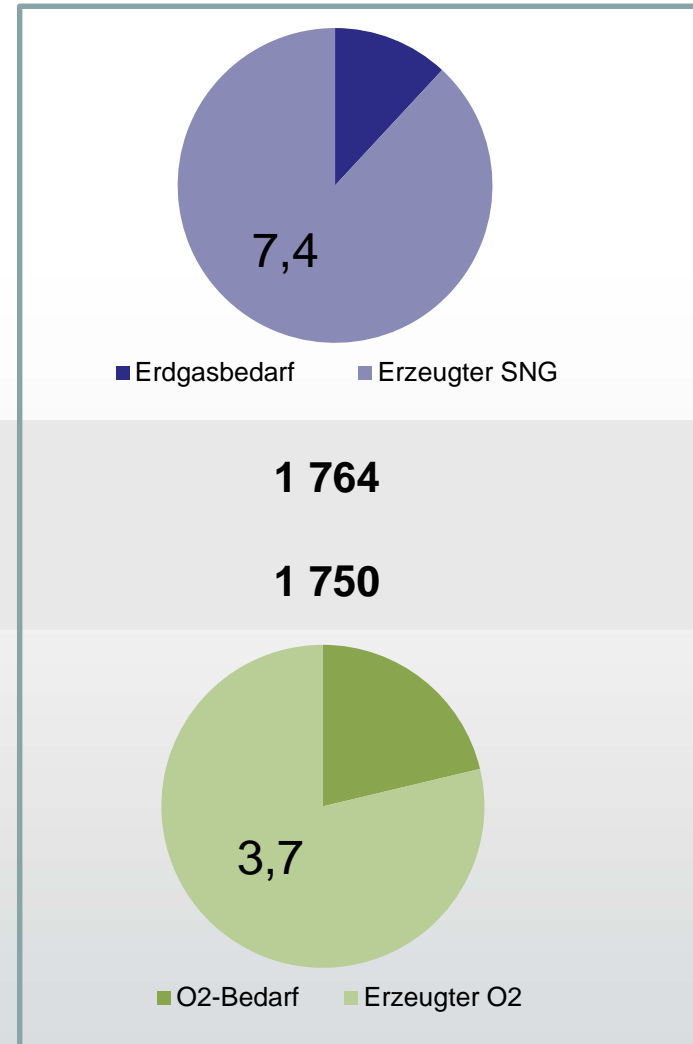
Szenario 3 - Nutzung der gesamten CO₂-Emissionen des Hüttenwerks

Werk I

50 % H ₂ -Bedarf	Notwendige Elektrolyseleistung*	[MW]
50 % H ₂ -Bedarf	Biomassevergasung	[MW]

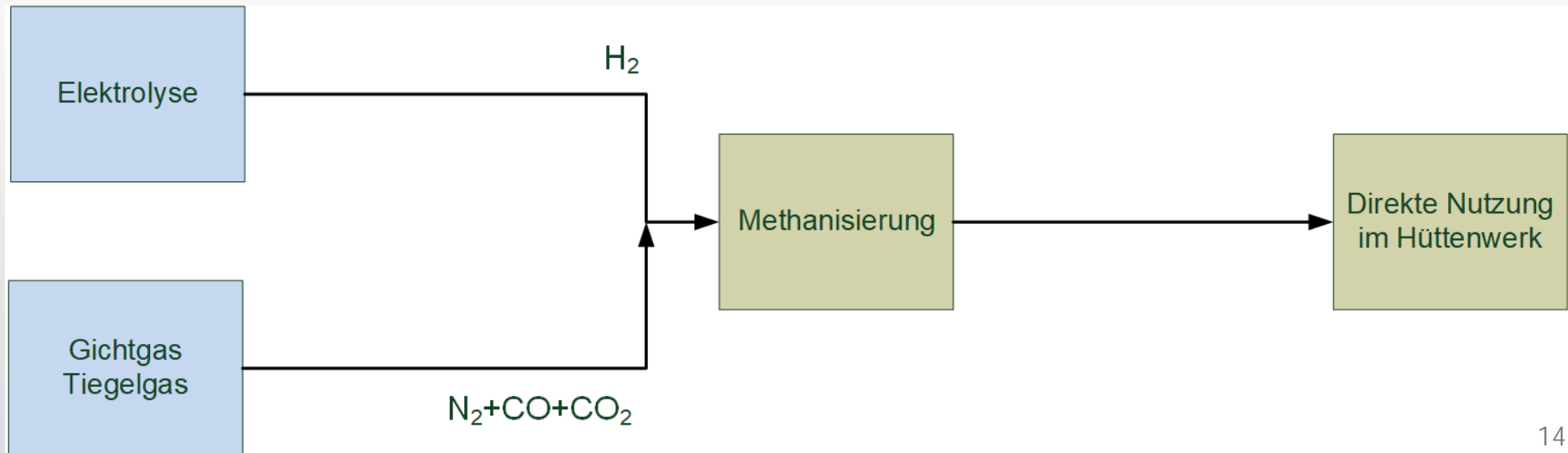
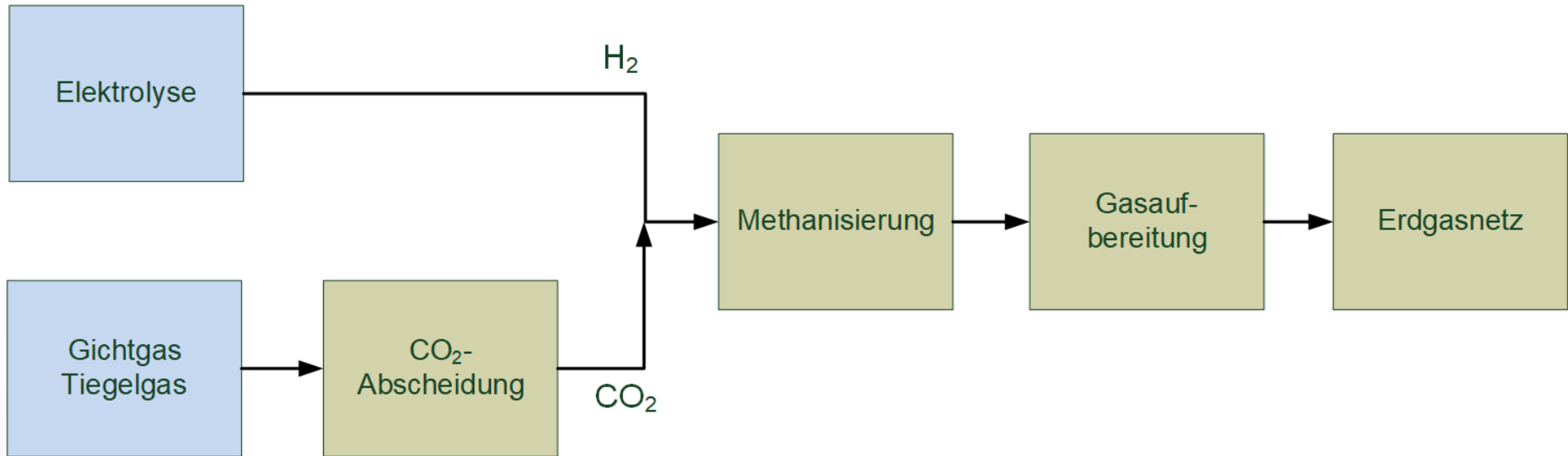
*Annahmen:

- PEM-Elektrolyse,
35 bar, 5 kWh/Nm³ H₂



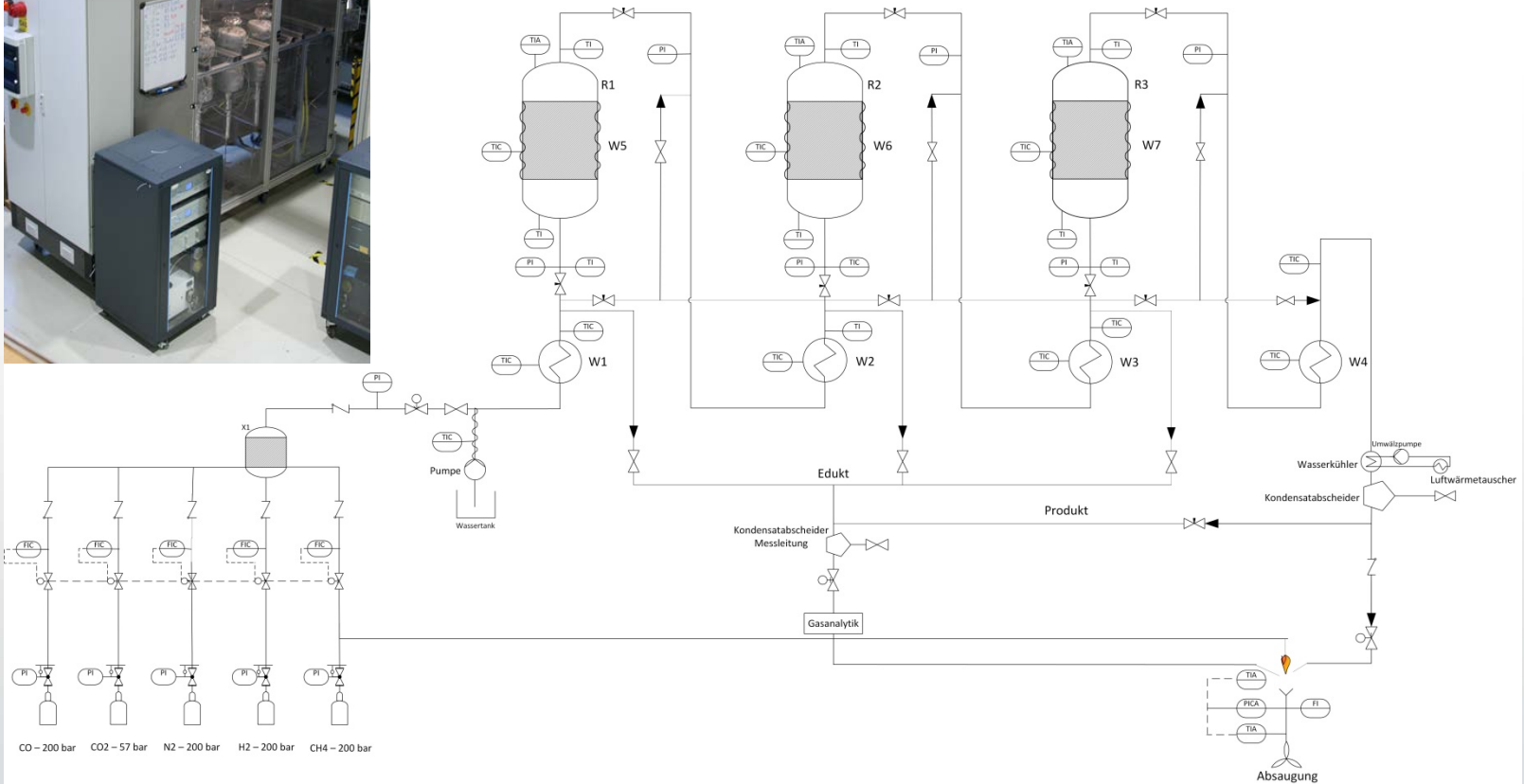
1 764

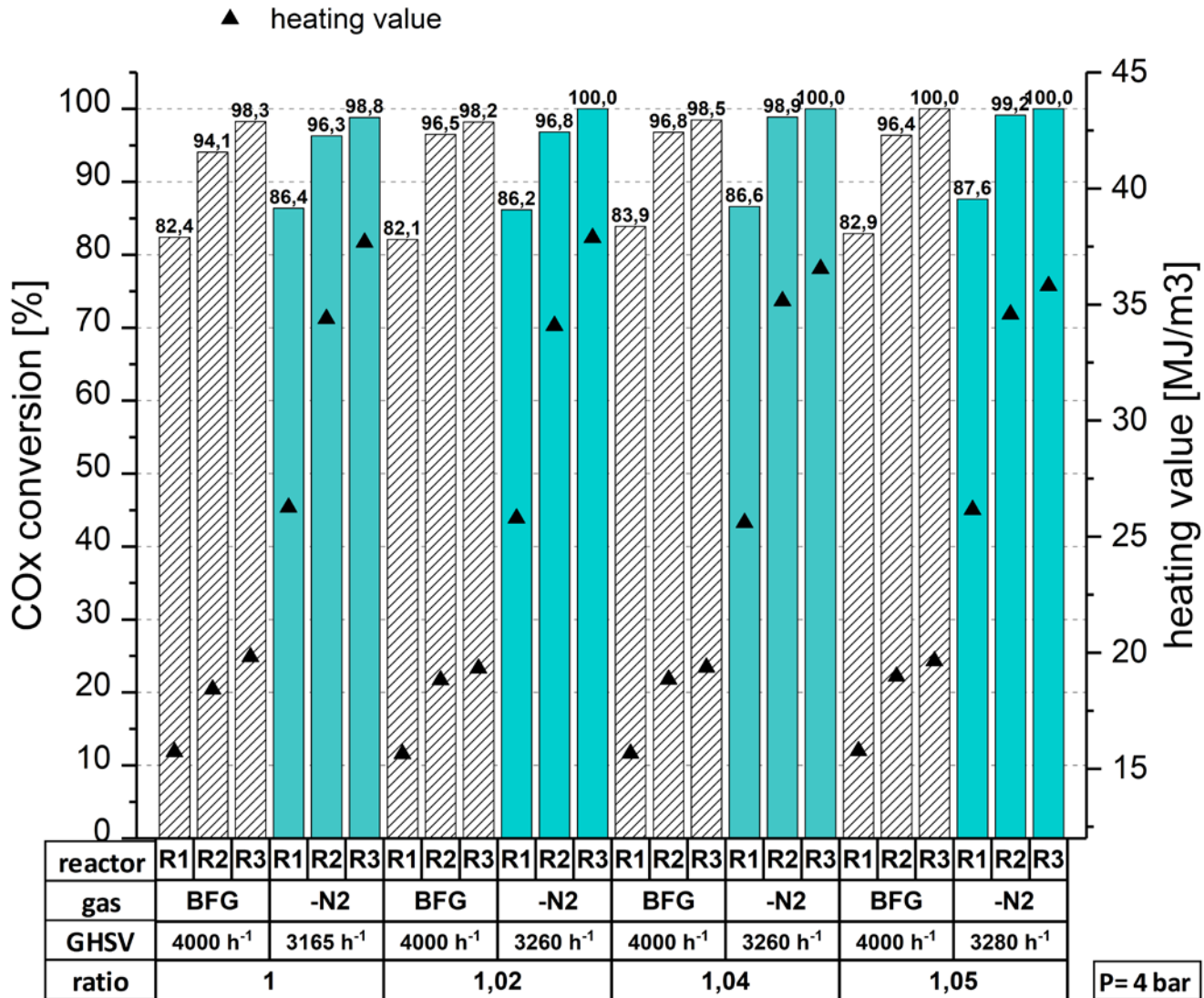
1 750





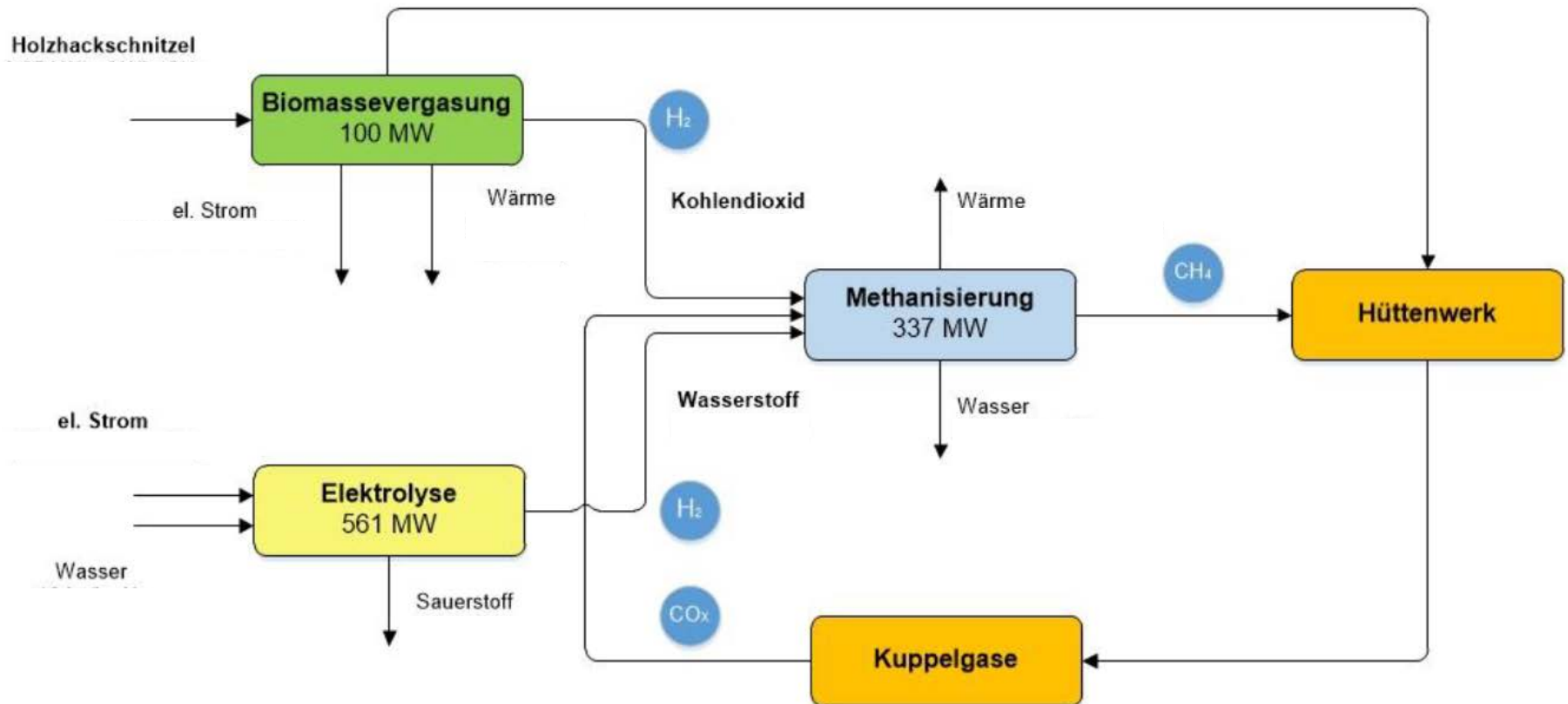
- 3 Festbettreaktoren in Serie
- Durchflüsse bis 50 NL/min
- $p = 1 - 20 \text{ bar}$
- $T \text{ bis } 700 \text{ }^\circ\text{C}$





Beispiel der „Variante 7“: 100% Ersatz fossiles Erdgas, 100 MW BMV C-Quelle ist Gichtgas

Restsynthesegas



	2030	2050
Szenario 7 - GG		
Elektrolyseleistung [MW]	601	561
Methanisierungsleistung [MW]	337	
Szenario 7 - TG		
Elektrolyseleistung [MW]	616	575
Methanisierungsleistung [MW]	345	

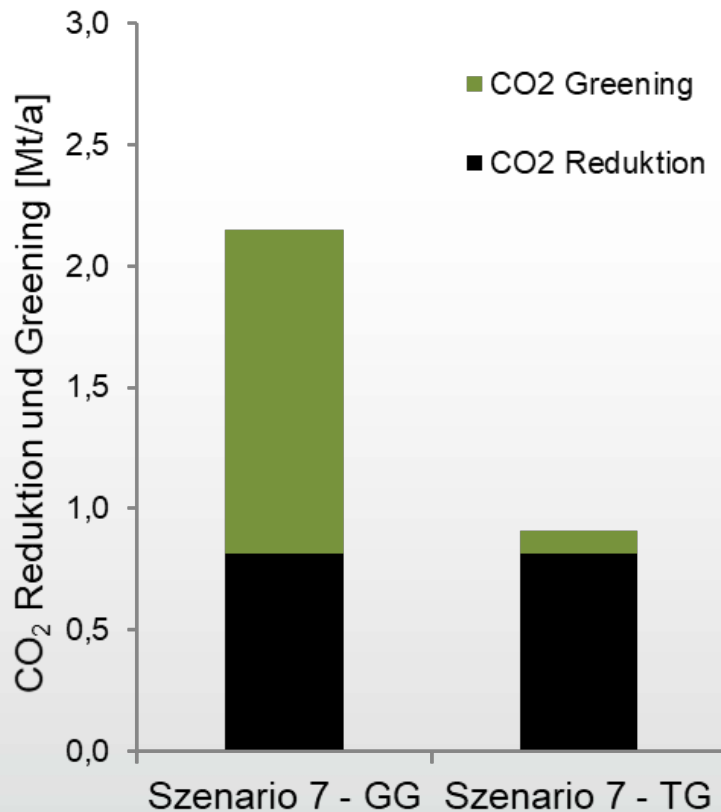
LCOE (Levelized Cost of Energy) - Szenario 7 - GG 2050

	Gesamtkosten [Mio. €/a]	spez. Gestehungskosten [€/kWh _{CH4}] ^a
Annuität Investitionskosten	27	0,01
Betrieb, Wartung und Sonstiges	5	0,00
Biomasse	37	0,01
Strom	669	0,13
Wasser	3	0,00
Spezifische Energiekosten (LCOE)	740	0,15
Potentielle Erlöse*	123	0,03
CO ₂ Zertifikat Einsparpotential	62	0,01
Summe	555	0,11

*) Strom aus BVA, Sauerstoff aus Elektrolyse und Abwärme

a) Bezogen auf 4.955 GWh

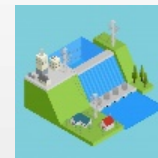
CO₂-Einsparung



Brennstoff- und Strombedarf



19 40-t Lieferungen pro Tag



1,7 Donaukraftwerke
Altenwörth zur Deckung des
Strombedarfs

- Die Einbindung erneuerbarer Energie in Form von erneuerbarem Strom (Power-to-Gas) und der Zweibett-Wirbelschichtvergasung von Biomasse ist eine aussichtsreiche Option zur Reduktion des CO₂-Footprints der Stahlproduktion
- Potentielle Prozessvarianten unterscheiden sich wesentlich hinsichtlich Techno-Ökonomie
- Signifikante CO₂-Reduktion erfordert große Mengen an erneuerbarer Energie (Verfügbarkeit, Kosten)
- Erhebliches Synergiepotential ist gegeben (C-Quellen, interne Nutzung der Produktgase, Sauerstoffnutzung)

Kontakt:



Dipl.-Ing. Katharina Rechberger

K1-MET GmbH/voestalpine Stahl GmbH, Linz

Mail: katharina.rechberger@k1-met.com



Univ.-Prof. DI Dr.-Ing. Markus Lehner

Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes

Department Energie- und Umweltverfahrenstechnik, Montanuniversität Leoben

Mail: markus.lehner@unileoben.ac.at

Tel: +43 (0) 3842 402 5000