

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

11/05/2020

RenewableSteelGases:

Einbindung erneuerbarer Energie in die Stahlproduktion zur Energieeffizienzsteigerung und Reduktion der CO₂-Emissionen

Projektnummer: 858776

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	3. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/03/2017
Projektende	29/02/2020
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	36 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes K1-MET GmbH Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz voestalpine Stahl GmbH voestalpine Stahl Donawitz GmbH
AnsprechpartnerIn	Markus Lehner
Postadresse	Franz-Josef-Straße 18
Telefon	+43 3842 402-5000
Fax	+43 3842 402-5002
E-mail	markus.lehner@unileoben.ac.at
Website	

RenewableSteelGases

Einbindung erneuerbarer Energie in die Stahlproduktion zur Energieeffizienzsteigerung und Reduktion der CO₂-Emissionen

AutorInnen:

Markus Lehner, Ana Medved, Daniel Rosenfeld, Johannes Lindorfer, Josef Fuchs, Stefan Müller,
Nina Kieberger, Katharina Rechberger, Hugo Stocker

1 Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung.....	5
3	Inhaltliche Darstellung	6
3.1	Szenarienanalyse.....	6
3.1.1	Extremwertszenarien.....	6
3.1.2	Limitierte Szenarien.....	7
3.2	Vergasung von biogenen Brennstoffen mit selektivem CO ₂ -Transport	8
3.3	Katalytische Methanisierung.....	14
3.3.1	Versuchskampagne: synthetisches Gichtgas und Tiegelgas.....	14
3.3.2	Gasaufbereitung	17
3.4	Integration der Szenarien ins Hüttenwerk	18
3.5	Szenarienauswertung.....	23
3.5.1	Technoökonomische Analyse.....	23
3.6	Volkswirtschaftliche Analyse	26
3.6.1	Annahmen und Vorgehensweise innerhalb der Simulationen	27
3.6.2	Inputdaten der Simulationsanalyse	29
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	31
4.1	Szenarienbewertung.....	31
4.1.1	Szenario 2.....	31
4.1.2	Szenario 9.....	33
4.1.3	Szenario 10.....	36
4.2	Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Analyse.....	37
4.2.1	Sensitivitätsanalysen.....	42
5	Ausblick und Empfehlungen	46
6	Literaturverzeichnis	48
7	Kontaktdaten.....	50

2 Einleitung

In Rahmen des Projekts wurde die Entwicklung von Prozessketten zur energieeffizienten Nutzung geeigneter Prozessgase, man spricht auch von Kuppelgasen (Tiegelgas (TG), Gichtgas (GG) und Kokereigas (KG)) eines integrierten Hüttenwerks unter Integration einer Power-to-Gas Anlage (PtG), sowie die Implementierung und wechselseitige Verschaltung einer Biomassevergasungsanlage (BVA) zur Bereitstellung von biogen erzeugtem H_2 und CO_2 behandelt. Dies wurde im Projekt theoretisch als auch experimentell untersucht, um im integrierten Hüttenwerk die CO_2 -Emissionen maximal zu senken und die Energieeffizienz zu erhöhen.

Als Schwerpunkte des Projektes sind folgende Aspekte erarbeitet und bewertet worden:

- Erarbeitung von zehn Szenarien mit bevorzugten Verschaltungsvarianten einer PtG- und Biomassevergasungsanlage mit einem integrierten Hüttenwerk
 - H_2 -Nutzung: H_2 aus Biomassevergasung als Reaktionspartner in der Methanisierung oder für die integrierte Hütte.
 - O_2 -Nutzung: O_2 aus Wasserelektrolyse für die O_2 -Anreicherung des Heißwindes für den Hochofen bzw. für die Biomassevergasung.
- Bereitstellung CH_4 -reicher Gase (Synthetic Natural Gas, kurz: SNG) für die hüttenwerksinterne Nutzung oder Einspeisung in das öffentliche Gasnetz.
- Ermittlung notwendiger bzw. sinnvoller Mengen an mittels Wasserelektrolyse eingebundenem erneuerbaren Strom.
- Quantifizierung der Energieeffizienzerhöhung der Stahlproduktion im Vergleich zur Herstellung nach dem Stand der Technik (Best Available Technology, BAT)
- Optimierung und Quantifizierung des CO_2 -Einsparpotentials als zentrales Bewertungskriterium für das geplante Vorhaben durch Nutzung des C-Potentials der Kuppelgase sowie durch Verwertung des CO_2 -Produktgasstroms aus der BVA.
- Umfassende multidisziplinäre Prozessbewertung: technoökonomische, makroökonomische, systemische und ökologische Analysen der konzipierten spezifischen Prozesse.
- Drei Szenarien wurden ausgewählt: ein Extremwertszenario und zwei limitierte Szenarien, um das CO_2 -Einsparpotential, die Energie- und Stoffflüsse als auch die techno-ökonomischen Bewertung im Detail zu bewerten und vergleichend darzustellen.
 - Extremwertszenario (Szenario 2: Maximale CO_2 -Reduktion)
 - Szenario 9: 100% Erdgas- und PCI Kohleersatz mit limitierender BVA
 - Szenario 10: 100% Erdgasersatz mit limitierender BVA

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Szenarienanalyse

In Summe wurden im Zuge dieses Projekts, für die Gegebenheiten bei der voestalpine am Standort Linz (VAS) zehn Szenarien, wovon zwei je zwei Unterszenarien hatten, entwickelt und theoretisch analysiert. Bei den Szenarien handelt es sich um drei Extremszenarien, welche als Zielsetzung eine möglichst komplette Aufwertung der Kuppelgase hatten. Bei den anderen handelte es sich um limitierte Szenarien, bei denen die Biomassevergasungsanlage auf 100 MW (bezogen auf einen Volllastbetrieb von 8.600 h/a) limitiert wurde, um die aktuelle Rohstoff- und Technologieverfügbarkeit zu berücksichtigen. Bei Einhalten einer jährlichen Wartungszeit, hat sich durch die Reduktion der Betriebsstunden auf 8.333 h/a eine Leistung von 105 MW ergeben. Im Zuge dieses Kapitels wird ein Überblick über die analysierten Szenarien gegeben. Auf den Standort Donawitz (VASD) wurden, aufgrund einer andere Anlagenkonfiguration als in Linz, so hat Donawitz beispielsweise keine Kokerei, zwei der drei Extremwertszenarien, sowie vier der sieben limitierten Szenarien angewandt. Die Szenarien stellen eine sehr vereinfachte Abschätzung zur Ableitung von plakativen Größenordnungen dar, für die Bewertung von Realisierungsoptionen wäre eine weiterführende wesentlich detaillierte Analyse der technischen Realisierbarkeit erforderlich.

3.1.1 Extremwertszenarien

Diese Szenarien dienen dazu, das grundsätzliche Potenzial für die Methanisierung der Hüttengase bzw. die Einbindung von Biomassevergasungsanlagen aufzuzeigen und die Größenordnungen der dabei zu behandelnden Gasvolumenströme entsprechend darzustellen. Die dafür notwendigen Anlagenleistungen sollen ermittelt werden, ohne diese auf realisierbare Dimensionen unter Berücksichtigung der Rohstoffverfügbarkeit und aktuell verfügbarer Betriebserfahrungen aus Realisierungen in dieser Größenordnung zu begrenzen. Wesentlicher Inhalt der Szenarien ist die Beschreibung der Methanisierung der CO_x -Gehalte (CO_x ist die Summe des verfügbaren CO_2 und CO) von im Hüttenwerk anfallenden Hüttengasen zur Erzeugung von SNG, welches in weiterer Folge zur Substitution fossiler Energieträger – entweder intern im Hüttenwerk oder extern, bspw. bei Einspeisung in das öffentliche Gasnetz – verwendet werden kann. Ziel ist jedoch die Substitution des aktuellen Erdgasverbrauchs.

Der für die Methanisierung notwendige Wasserstoff wird dabei zu einer Hälfte aus der Vergasung von Biomasse und zur anderen Hälfte aus der Elektrolyse von Wasser hergestellt. Das nach der Auskopplung vom Wasserstoff übrig gebliebene Restsynthesegas aus der Biomassevergasung wird aufgrund des noch hohen Heizwertes gemäß der getroffenen Annahmen im bestehenden Kraftwerk verwertet. Der Kohlenstoff für die Methanisierung wird durch die Kuppelgase zur Verfügung gestellt. Neben dem Erdgasbedarf muss zusätzlich der Energieinhalt der verbrauchten Kuppelgase durch SNG substituiert werden. Die schematische Darstellung der Prozesskonfiguration ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Szenarien unterscheiden sich in erster Linie durch die Menge an eingesetzten Kuppelgasen und folglich auch in den benötigten Wasserstoffmengen.

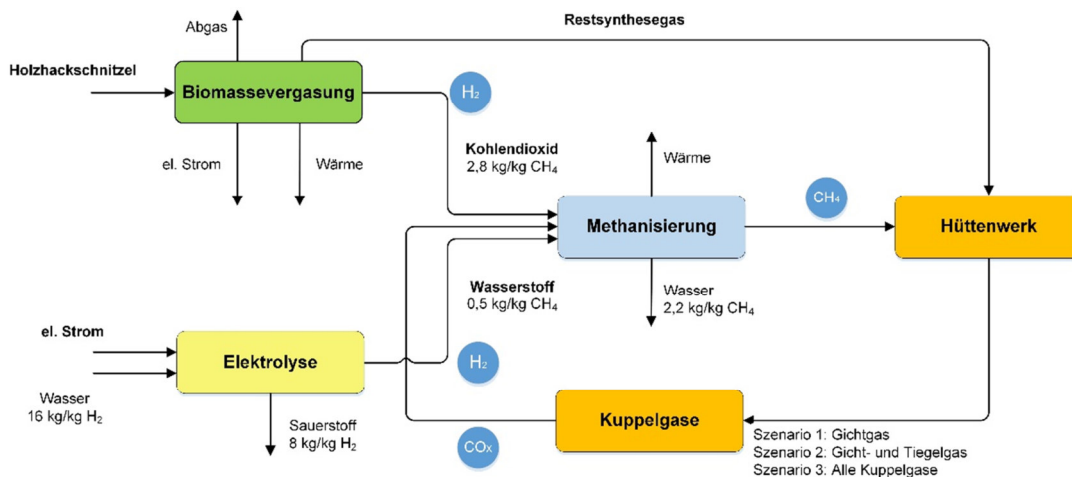


Abbildung 1: Prozesskonfiguration der Extremwertszenarien

- Szenario 1 zielt auf die 100%ige Substitution von fossilem Erdgas durch SNG mit GG als Kohlenstoffquelle ab
- Szenario 2 soll die notwendigen Leistungen zur vollständigen Methanisierung von GG und TG darstellen
- Szenario 3 ist die Erweiterung von Szenario 2 um die Methanisierung von KG

Nachdem der Standort Donawitz keine Kokerei besitzt ist Szenario 3 nicht auf diesen anwendbar.

3.1.2 Limitierte Szenarien

Diese Szenarien verfolgen den Ansatz mittelfristig realisierbare Prozessketten zu definieren und zu bewerten. Dennoch ist auch hier klarzustellen, dass für die Bewertung von Realisierungsoptionen eine weiterführend wesentlich detaillierte Analyse der technischen Machbarkeit erforderlich ist. Um Eingriffe in die bestehenden Hüttenwerksprozesse möglichst gering zu halten und aufwendige Auftrennungen der Hüttengase zu vermeiden, wird hier in erster Linie die Verwendung „grüner“ Gase aus der BVA als CO_x-Quelle (Szenarien 4-6) für die Methanisierung zur Substitution fossiler Energieträger (Erdgas) angedacht. Ziel für diese Szenarien ist die Minimierung des Bedarfs an fossilem Erdgas durch Methanisierung von erneuerbarem CO_x aus den Gasströmen der Biomassevergasung. Die Nutzung von Hüttengasen (GG, TG, KG) als Quellen für CO_x oder H₂ werden in Szenarien 7-10 betrachtet.

Als Randbedingung wird eine maximale Anlagengröße der BVA von 100 MW_{th} Produktgasleistung definiert, wobei neben der BVA auch eine Wasserelektrolyse als Quelle zur Bereitstellung der erforderlichen H₂-Mengen dient.

- Szenario 4: "Nutzung von CO₂ aus dem Produktgas der BVA"
- Szenario 5: "Nutzung von CO₂ aus dem Abgas der BVA (OxySER)"
- Szenario 6: "Nutzung beider Produktgasströme der BVA (OxySER)"
- Szenario 7: "100% Erdgassubstitution mit limitierter BVA"
- Szenario 8: "100% Erdgassubstitution mit limitierter BVA & ohne N₂-Abtrennung "
- Szenario 9: "100% Erdgas- und PCI Kohleersatz mit limitierender BVA"
- Szenario 10: "100% Erdgasersatz mit limitierender BVA"

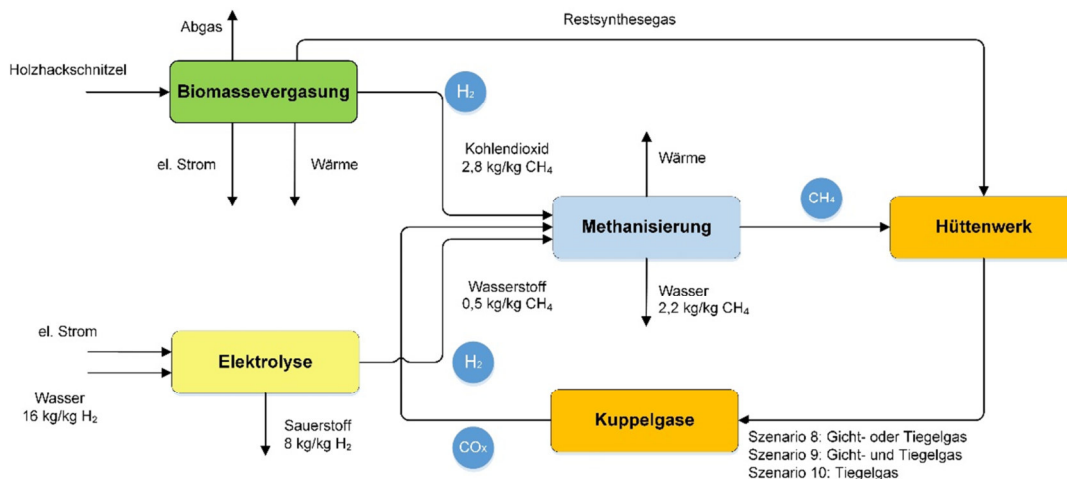


Abbildung 2: Beispiel: Prozesskonfiguration der Szenarien 8 bis 10

3.2 Vergasung von biogenen Brennstoffen mit selektivem CO₂-Transport

Der Sorption Enhanced Reforming-Prozess (SER) stellt in Verbindung mit der Zweibett-Wirbelschicht (DFB)-Dampfvergasung ein vielversprechendes Verfahren zur Produktion eines wasserstoffreichen Produktgases aus Biomasse, sowie einer in-situ Kohlenstoffdioxid (CO₂)-Entfernung aus dem Produktgas dar. Um den Wasserstoffanteil im Produktgas zu erhöhen und einen selektiven Transport von CO₂ aus dem Produktgasstrom in den Abgasstrom zu realisieren wird der SER-Prozess angewendet, welcher bei reduzierten Vergasungstemperaturen (600-700°C) arbeitet. Hierbei kann mittels dem zirkulierenden Bettmaterial Kalk CO₂ vom Produktgas aufgenommen werden und ein Produktgas mit einem Wasserstoffanteil von bis zu 75 vol.-%_{db} erzeugt werden. Das Prinzip kann Abbildung 3 entnommen werden.

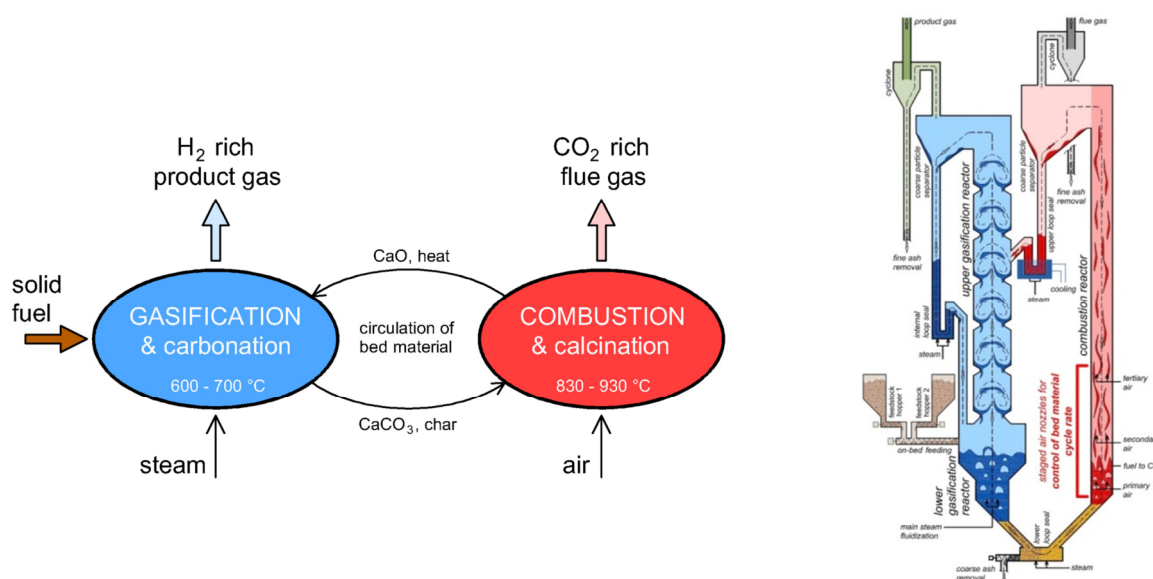


Abbildung 3: Prinzip des SER-Prozesses und Schema der 100 kW_{th} Pilotanlage an der TU Wien

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Zur weiteren Optimierung des SER Prozesses wurde während eines Versuchs an der 100 kW_{th} Pilotanlage an der TU Wien Proben des umlaufenden Bettmaterials vor und nach dem Verbrennungsreaktor genommen (siehe Abbildung 4). Zusätzlich wurden Bettmaterialproben aus früheren Versuchsläufen mittels REM/EDX untersucht (siehe Abbildung 5).

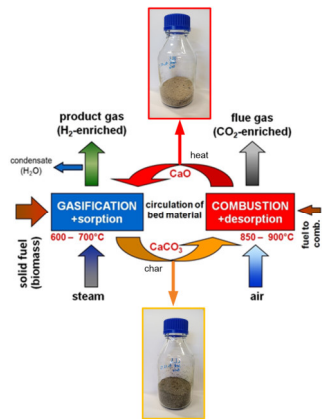


Abbildung 4: Bettmaterialproben des unteren und oberen Silos

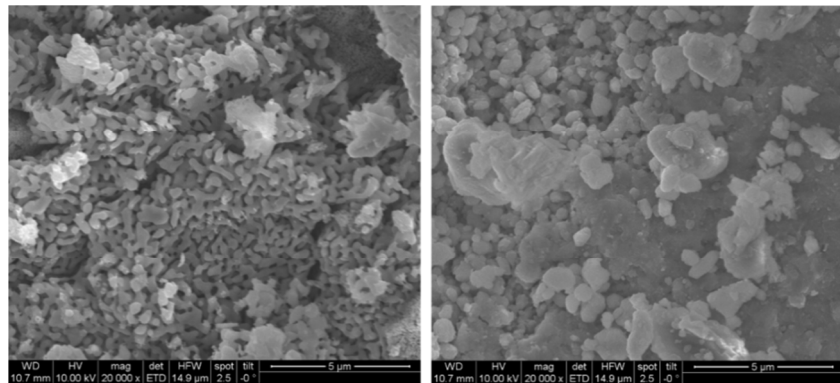


Abbildung 5: REM Analyse der Porenstruktur des Bettmaterials Kalkstein nach 24h SER Betrieb

Die Analyse der Bettmaterialproben erfolgte mittels thermogravimetrischer Analyse (TGA) hinsichtlich maximaler CO₂-Aufnahmefähigkeit und kinetischer Überlegungen (siehe Abbildung 6). Ziel der gewonnenen Daten war es den limitierenden Faktor für die CO₂ Sorption zu finden. [1]

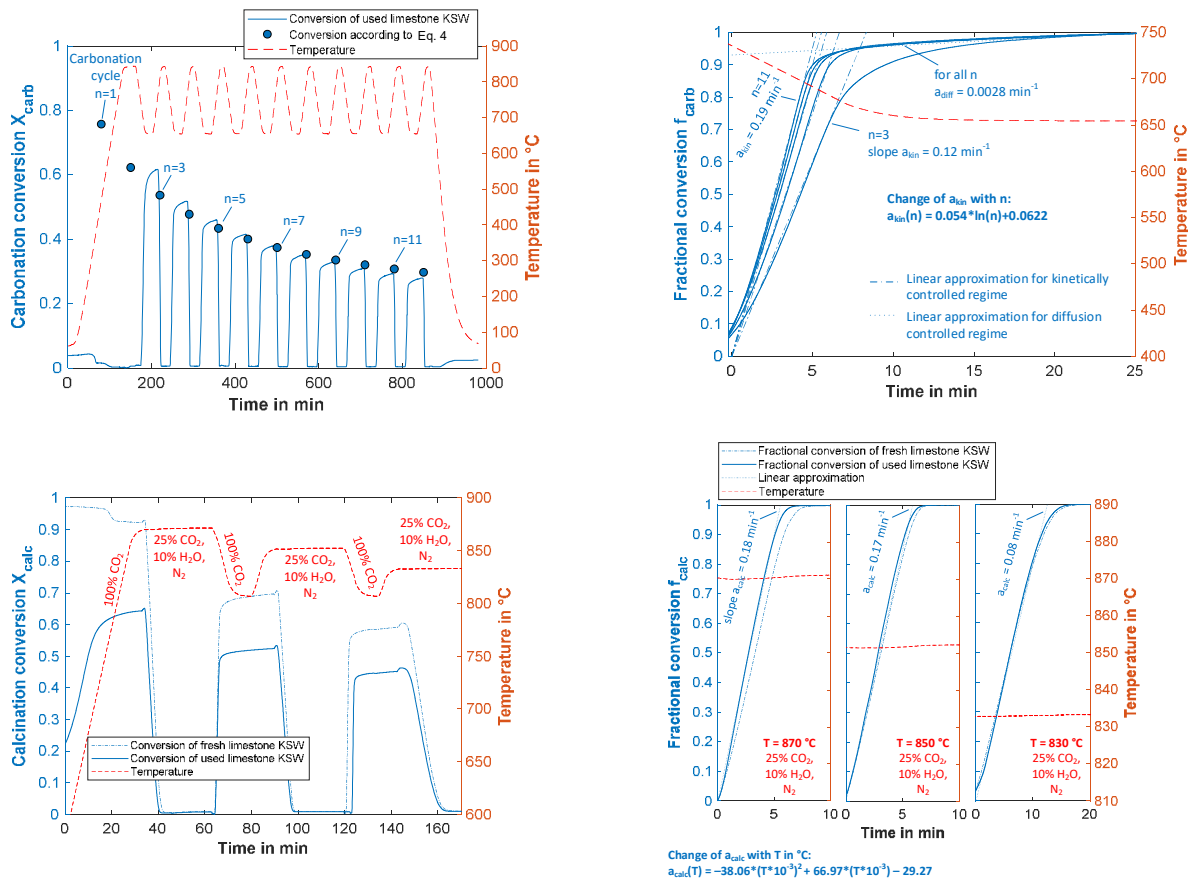


Abbildung 6: TGA Untersuchungen und Auswertungen von frischem Kalkstein KSW („fresh“) und der Probe des oberen Siphons („used“)

Aus den TGA Daten konnte ein kinetisches Modell erstellt werden und daraus abgeleitet werden, dass der Verbrennungsreaktor den limitierenden Schritt darstellt. Aufgrund dieser Erkenntnisse konnte in Abbildung 7 ein verbessertes Reaktordesign vorgeschlagen werden um die Verweilzeiten des Bettmaterials im für die Kalzinierung (CO_2 Desorption des Kalksteins) entscheidenden Reaktorbereich zu erhöhen und das Temperaturprofil des Reaktors für die Kalzinierung zu optimieren [2]. Damit kann bei einer höheren Bettmaterialzirkulationsrate eine ähnlich große Menge an CO_2 vom Bettmaterial transportiert werden. Die sich dadurch verringernde spezifische CO_2 Beladung des Bettmaterials hat positive Auswirkungen auf den Abrieb des Bettmaterials weil chemisch induzierte mechanische Spannungen reduziert werden können.

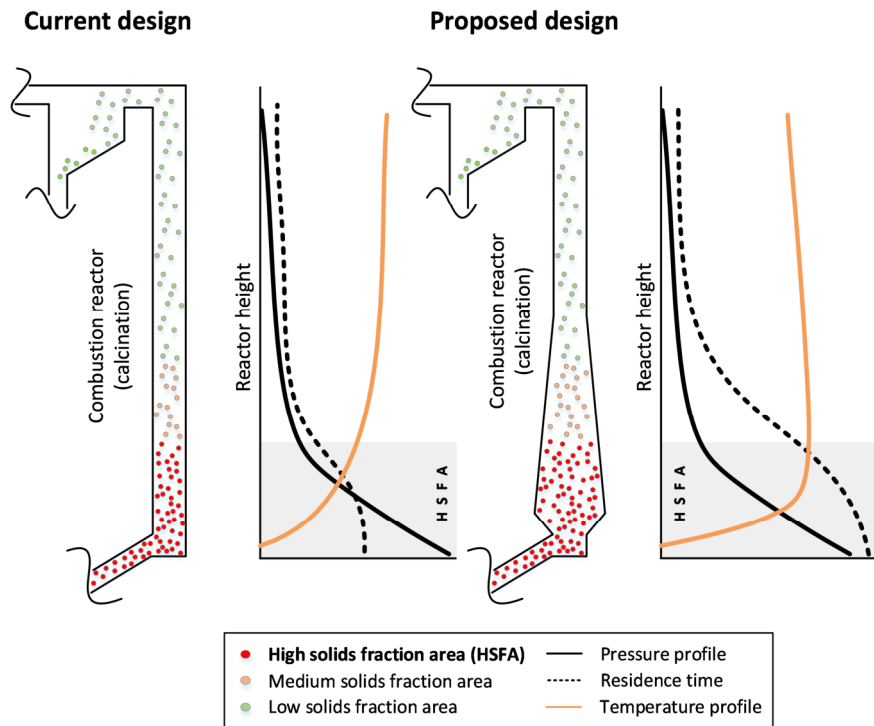


Abbildung 7: Designempfehlung des Verbrennungsreaktors aufgrund TGA Untersuchungen

Das im SER-Prozess erzeugte Produktgas muss natürlich gewissen Anforderungen genügen, bevor es einer Methanisierung zugeführt werden kann. Durch die im Brennstoff enthaltenen Verbindungen entstehen bei der Vergasung neben den Hauptbestandteilen H_2 , CO , CO_2 und CH_4 auch Verunreinigungen, die vor der Methanisierung abgetrennt werden müssen. Gerade in Hinblick auf Schwefelverbindungen sind sehr strenge Grenzwerte einzuhalten. Aber auch Teere, Stickstoffverbindungen, Staub und höhere Kohlenwasserstoffe wirken sich negativ auf die Katalysatorperformance aus. Eine der Vergasung nachgeschaltete Gasreinigung ist somit notwendig, um den erfolgreichen Betrieb einer Methanisierung zu gewährleisten. Im Rahmen von [3] [4] wurden zwei unterschiedliche Gasreinigungsstrecken (Kaltgasreinigungsstrecke und Heißgasreinigungsstrecke) untersucht und deren zu erwartende Abscheideleistung abgeschätzt. Bezüglich der zwei untersuchten Gasreinigungsstrecken zeigt sich, dass die untersuchte innovative Heißgasreinigung für den SER Prozess nicht empfohlen werden kann, da das Produktgas den Vergasungsreaktor mit ungefähr $650\text{ }^{\circ}C$ verlässt, im Reformier und Decomposer jedoch noch höhere Temperaturen über $800\text{ }^{\circ}C$ vorhanden sein müssen. Das empfohlene Großanlagenkonzept hinsichtlich anschließender Methanisierung kann Abbildung 8 entnommen werden, Berechnungsergebnisse dazu können [1] [3] [4] entnommen werden.

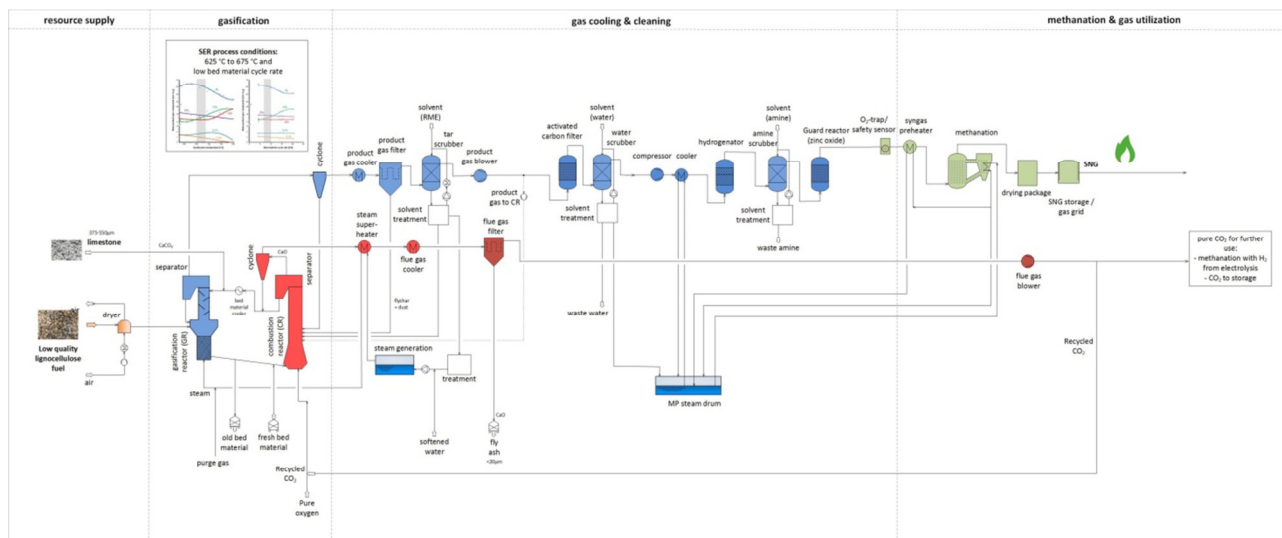


Abbildung 8: Anlagenkonzept mit optimierten Betriebsparametern hinsichtlich Methanisierung

Im Zuge der Entwicklung eines Großanlagenkonzepts zur Methanisierung wurde auch die mögliche Einbindung der Biomassevergasung in ein Hüttenwerk untersucht und mittels des Softwaretools IPSEpro simuliert [5] [6]. Ein stark vereinfachtes Verfahrensfließbild der Simulation kann Abbildung 9 entnommen werden. Die Vergasung im betrachteten Szenario wird im OxySER-Modus und unter Verwendung von Wasserdampf als Vergasungsmittel betrieben. Parallel zur Vergasung wird mittels PEM-Elektrolyse H_2 und O_2 produziert. Eine Kühlung der im Vergasungsprozess entstehenden Gasströme wird anschließend mit Hilfe von Wärmetauschern durchgeführt, wobei die anfallende Wärme intern im Prozess genutzt wird. Der Rest an Prozesswärme wird zum Betreiben eines Dampfkraftprozesses verwendet, wodurch zusätzlich elektrische Energie erzeugt werden kann. Die primäre Gasreinigungseinheit beinhaltet das Abscheiden von Feinstaubpartikeln sowie den Einsatz eines RME Wäschers zur Abtrennung von Teeren aus dem Produktgas. Der Reinheitsgrad des Produktgases ist ausreichend, um dieses anschließend in der Roheisenherstellung verwenden zu können. Um für den Methanisierungskatalysator schädliche Komponenten abzutrennen, wird das CO_2 -reiche Abgas nach der Staubabscheidung der sekundären Gasreinigungseinheit zugeführt. Zur Gasreinigung wird eine Reihe von Gaswäscher und Adsorptionsverfahren verwendet. Dem gereinigten, CO_2 -reichen Abgas wird anschließend das aus dem Gichtgas abgetrennte CO_2 beigemischt. Das für die CO_2 -Methanisierung notwendige H_2 wird ebenfalls an diesem Punkt hinzugegeben, wobei die Größenordnung der Elektrolyse nach dem Bedarf an H_2 ausgelegt wird. Das Gasgemisch wird darauffolgend durch den Einsatz eines Wärmetauschers erhitzt und dem Methanisierungsreaktor zugeführt. Die notwendige Wärme wird durch die bei der Methanisierung entstehende Reaktionswärme bereitgestellt. Der Überschuss an Prozesswärme, der hauptsächlich durch Kühlung des Methanisierungsreaktors und des Elektrolyseurs entsteht, wird ebenfalls zum Betrieb eines Dampfkraftprozesses zur Erzeugung elektrischer Energie verwendet. Zum Antrieb des Generators wird angelehnt an das Vorgängermodell zur Simulation eine Niederdruckturbine eingesetzt. Die generierte elektrische Energie wird im Prozess intern verwendet, unter anderem um die Motoren für Verdichter und Pumpen zu betreiben. Wird bei Betrachtung beider Dampfkraftprozesse Überschuss an Elektrizität erzeugt, kann diese in der Stahlindustrie als hochwertigstes Nebenprodukt eingesetzt werden. Nach der Entfer-

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

nung des Wassers kann das synthetische Erdgas in das allgemeine oder hüttenwerksinterne Erdgasnetz eingespeist werden. Der im Elektrolyseprozess produzierte Überschuss an O₂ wird zum Hüttenwerk weitergeleitet und kann sowohl in der Roheisenproduktion als auch in der Stahlherstellung eingesetzt werden. Wichtige Simulationsergebnisse können in Abbildung 9 und Abbildung 10 entnommen werden.

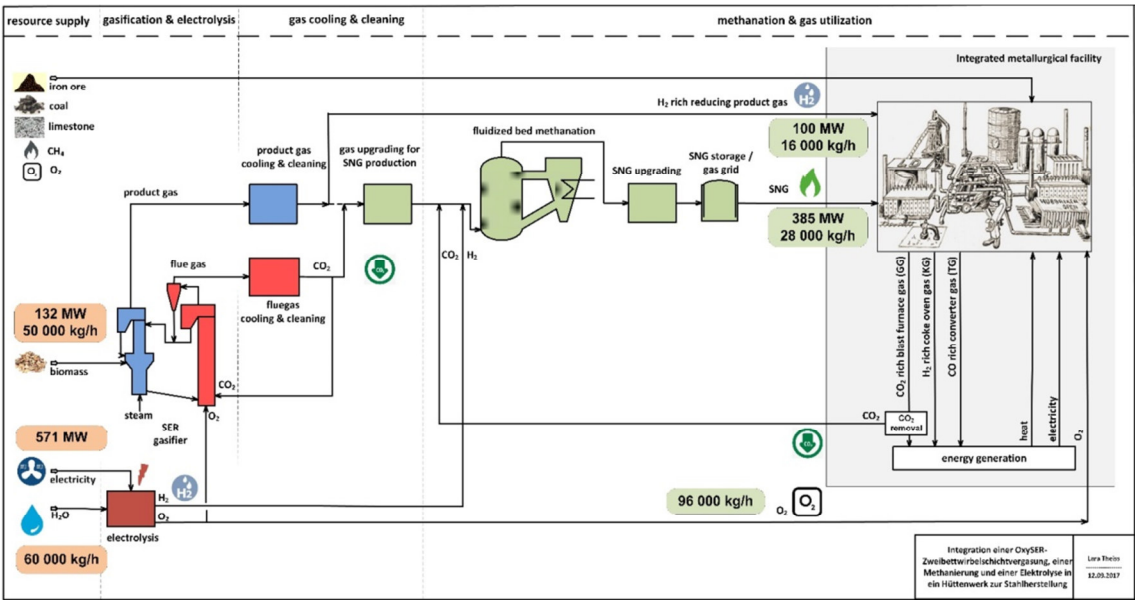


Abbildung 9: Vereinfachtes Verfahrenskonzept der Simulation zur möglichen Einbindung der Biomassevergasung in ein Hüttenwerk mit wichtigen Simulationsergebnissen

Input parameter	Unit	Value	Output parameter	Unit	Value
Mass balance					
Wood chips dry	kg/h	37 468*	H ₂ -rich product gas	kg/h	15 671
Carbon dioxide (CO ₂)	kg/h	40 247	Synthetic natural gas	kg/h	28 206
Fresh water	kg/h	60 365	Oxygen (O ₂)	kg/h	96 325
Others	kg/h	5 791	Others	kg/h	3 669
Energy utilization:					
Wood chips wet	MW	132	H ₂ -rich product gas	MW	100
Electricity electrolysis	MW	571	Synthetic natural gas	MW	385
* 50 t/h before dryer					

Abbildung 10: Überblick über wichtige Simulationsergebnisse

3.3 Katalytische Methanisierung

Mit der Laboranlage zur chemischen Methanisierung (Abbildung 11) am Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, wurde der Einfluss der Gaszusammensetzung auf die CO_x -Umsatzraten experimentell untersucht. Die Anlage besteht aus drei in Serie geschalteten Festbettreaktoren und ermöglicht die Variation des CO -, CO_2 -, H_2 -, N_2 - und CH_4 -Verhältnisses sowie der Katalysatormenge und der Katalysatorart. Deren Einflüsse können bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen (Drücke bis 20 bar, Durchflüsse bis 50 NL/min und Temperaturen bis 700°C) und beliebiger veränderbarer Reaktoranzahl (einstufig bis dreistufig) untersucht werden.

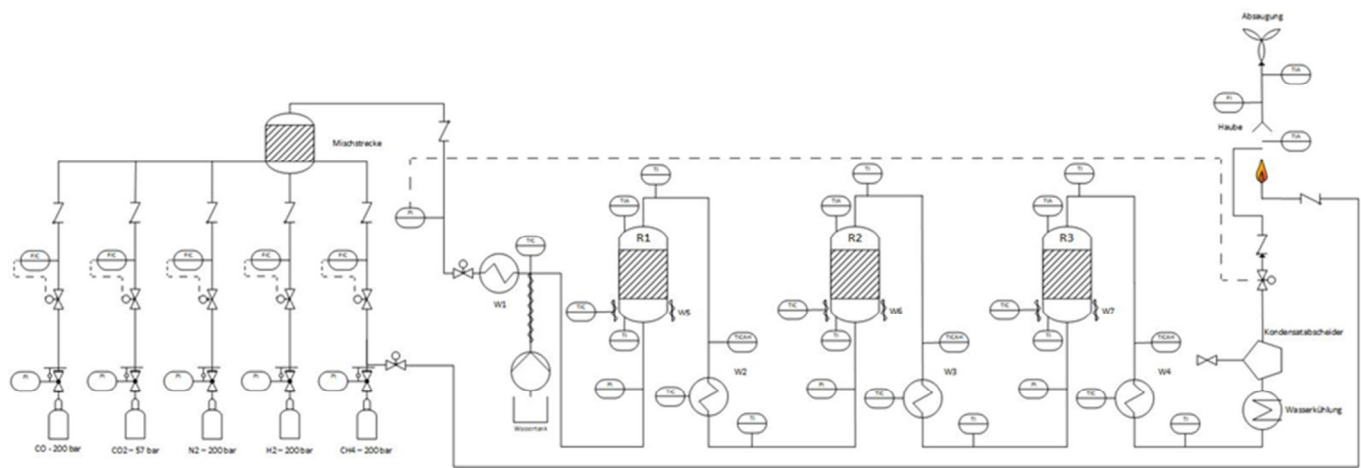


Abbildung 11: Vereinfachtes R&I Schema der Methanisierungsanlage am VTiU

3.3.1 Versuchskampagne: synthetisches Gichtgas und Tiegelgas

Die Methanisierung der synthetischen Gasgemische von GG und TG wurde in der Laboranlage untersucht. Insbesondere wurde der Einfluss des N_2 -Gehalts auf die Reaktion und die für die höchstmögliche CO_x -Umwandlung notwendige, aber wirtschaftlich tragbare H_2 -Überschusskonzentration bestimmt. Erste Untersuchungen zur dreistufigen Methanisierung von synthetischen Tiegelgas (TG) und Gichtgas (GG), sind mit der folgenden Parametervariationen durchgeführt worden:

- Raumgeschwindigkeit GHSV ($\text{GHSV} = \dot{V}_{\text{Gas}} / V_{\text{katalysator}} = 3000; 4000; 5000 \text{ und } 6000 \text{ h}^{-1}$),
- Drücke 5; 7,5 und 10 bar,
- H_2 -Überschuss Variation stöchiometrisch bis 10 %

Die Ergebnisse, dargestellt am Beispiel des Gichtgases (Abbildung 12) haben gezeigt, dass höhere Drücke zu höheren CH_4 -Konzentrationen im Produktgas bzw. besseren CO_x -Umsätzen führen, wobei die Unterschiede zwischen den 7,5 und 10 bar Versuchen minimal sind. Niedrige GHSV führen zu höheren Umsätzen aufgrund längerer Verweilzeiten. Der Anstieg der CH_4 -Konzentration bzw. des CO_x -Umsatz zwischen Reaktor 1 (R1) und Reaktor 2 (R2) ist deutlich zu erkennen.

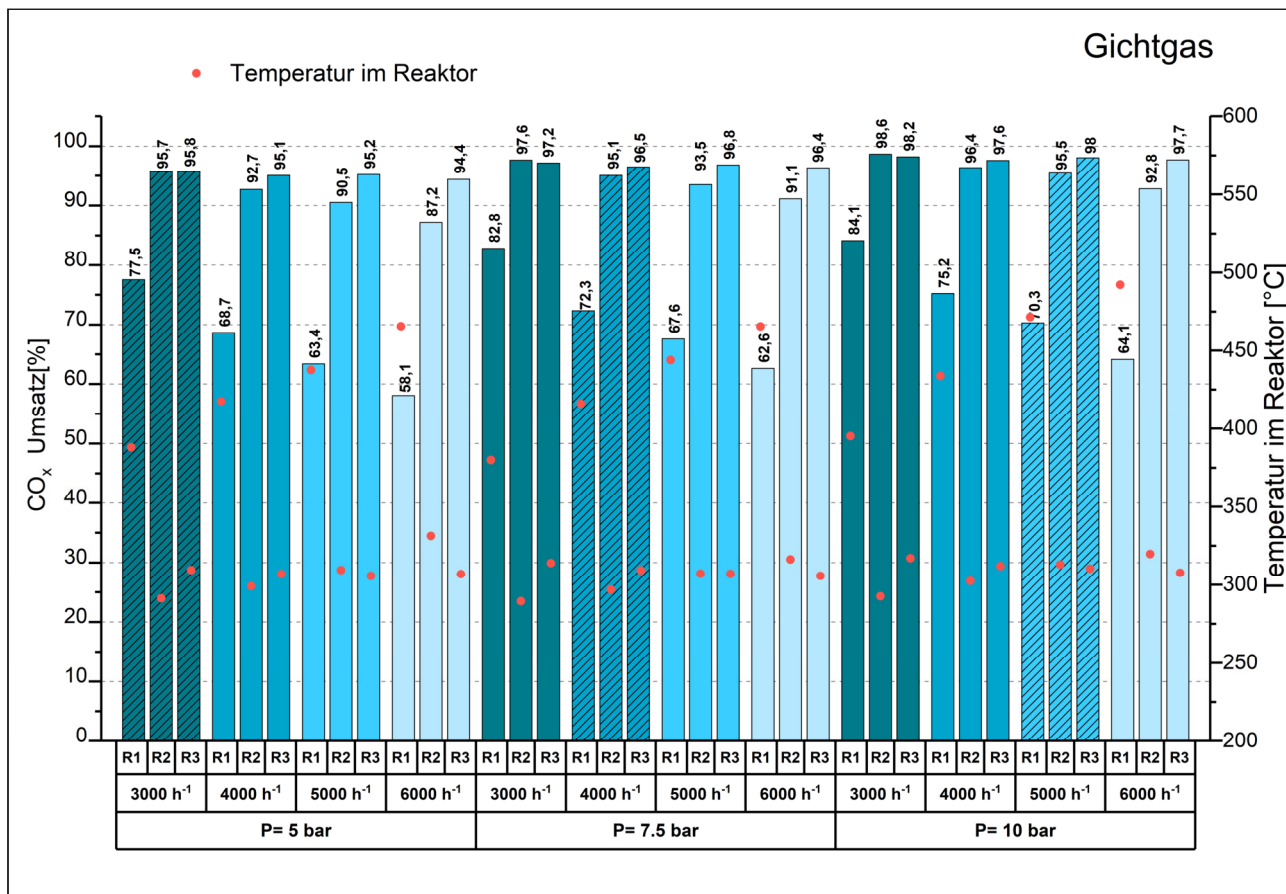


Abbildung 12: Versuchsergebnisse mit synthetischen GG mit 10 % H₂-Überschuss

Nachfolgend wurden die Versuche mit und ohne N₂ im Eduktgas und H₂-Variation durchgeführt. In Abbildung 13 und Abbildung 14 sind die erzielten CO_x-Umsätze für jeden Reaktor mit Variation des H₂-Überschusses (H₂/CO_x) zwischen 1 = stöchiometrisch bis 1,05 = 5 % H₂-Überschuss, jeweils für GG und TG Zusammensetzung dargestellt. Basierend auf den Vorversuchen wurde die Variation des H₂-Überschusses bei Input-GHSV von 4000 h⁻¹ bzw. 3200-3700h⁻¹ und einem Druck von 4 bar durchgeführt. Der gewählte Druck wurde auf den Gasversorgungsdruck in der integrierten Hütte eingestellt. Mit einem H₂/CO_x-Verhältnis von 1,05 wurde nach dem dritten Reaktor (R3) ein vollständiger Umsatz mit oder ohne N₂ im Eduktgas für GG erreicht. Obwohl die Reaktortemperaturen mit vorhandenem N₂ um etwa 50 °C in allen drei Reaktoren niedriger sind, werden nach jedem Reaktor etwas bessere Umsätze erzielt, wenn kein N₂ im Eduktgas vorhanden ist. Die besseren Umsätze lassen sich mit dem niedrigeren GHSV erklären. Daher beeinflusst N₂ im Eduktgas schlussendlich nur den Heizwert des Produktgases (mit N₂ ≈ 19,5 MJ/Nm³ und ohne N₂ ≈ 37,8 MJ/Nm³). Obwohl mit dem höheren H₂-Überschuss bessere Umsätze erzielt werden, verringert das nicht umgesetzte H₂ im Produktgas den Heizwert. Am Beispiel des Produktgases ohne N₂ 37,8 MJ/Nm³ (bei H₂/CO_x = 1,02) auf 36,0 MJ/Nm³ (bei H₂/CO_x = 1,05).

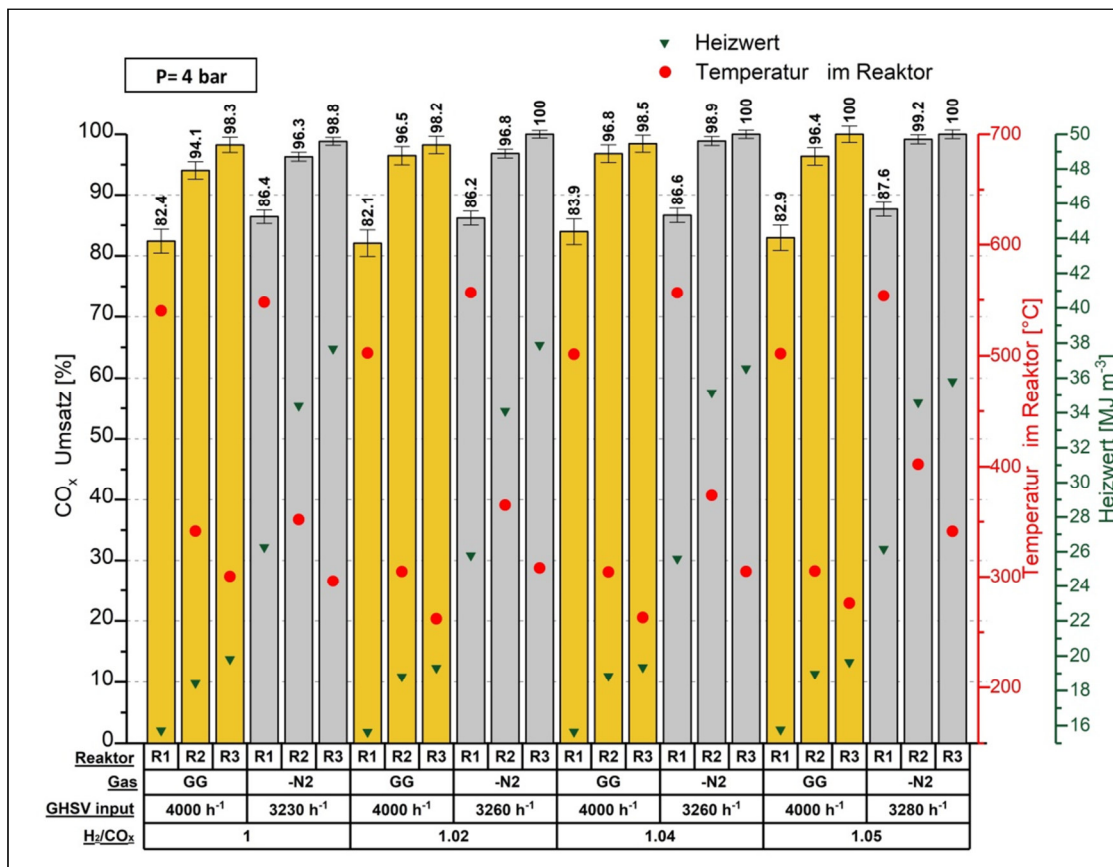


Abbildung 13: Versuche mit synthetischen GG mit und ohne N₂ und mit H₂-Überschuss Variation

Für die Methanisierung von TG konnten ähnliche Erkenntnisse wie für die Methanisierung von Gichtgas erzielt werden.

Schon mit einem 4 %igen H₂-Überschuss wurde nach dem dritten Reaktor (R3) ein vollständiger Umsatz mit und ohne N₂ im Eduktgas erreicht. Aufgrund des höheren CO-Anteils im Eduktgas liegen die mittleren Reaktortemperaturen in R1 bei 600 – 620 °C, also um 50 – 100 °C höher als bei der GG-Methanisierung. Die Heizwerte des Produktgases sind höher wie bei der Methanisierung von GG wegen dem niedrigeren N₂-Anteil im Eduktgas (mit N₂ $\approx$ 28,5 MJ/Nm³ und ohne N₂ $\approx$ 38,0 MJ/Nm³). Auch in diesem Fall verringert das nicht umgesetzte H₂ den Heizwert des Produktgases.

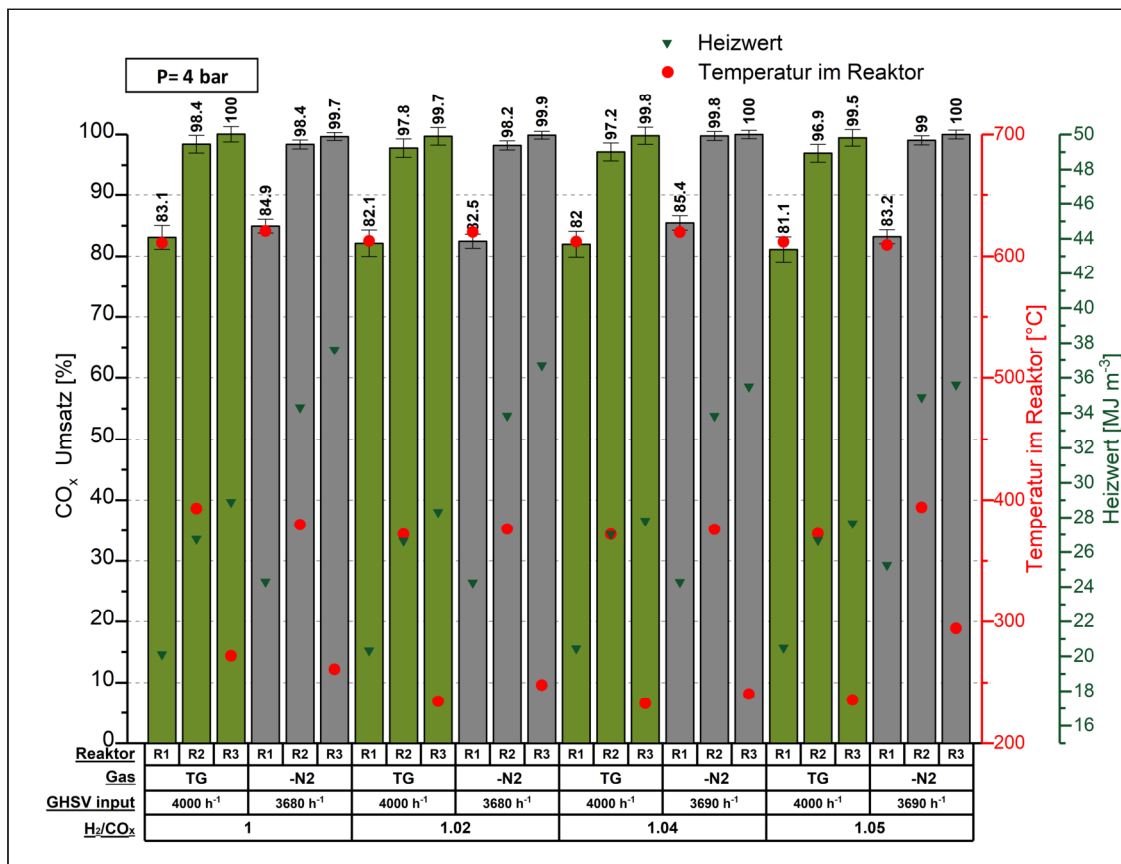


Abbildung 14: Versuche mit synthetischen TG mit und ohne N₂ und mit H₂-Überschuss Variation

3.3.2 Gasaufbereitung

Der Stand der Technik Prozess wäre eine CO₂-Abtrennung aus dem Kuppelgas vor der Methanisierung. Um auch das im Kuppelgas enthaltene CO zu nutzen und um den Energieaufwand für die CO₂-Abtrennung einzusparen, wurde eine Prozess-Quantifizierung durchgeführt, bei der abgeklärt wurde, in welchem Ausmaß das methanreiche Gas mit Stickstoffanteil entweder im Hüttenwerk als Schwachgas genutzt werden kann, oder alternativ ins Erdgasnetz eingespeist wird. Für letzteren Fall wäre ein N₂-Abtrennungssystem notwendig, das den Stickstoff von Methan und Wasserstoff trennt, wofür ebenfalls basierend auf der Literatur Möglichkeiten evaluiert wurden. Basierend auf den Informationen der Hersteller ist eine N₂-Abtrennung nicht wirtschaftlich durchführbar womit eine Direktverwendung des Schwachgases mit N₂ im Hüttenwerk die aus ökonomischer Sicht sinnvollste Möglichkeit darstellt. Alternativ müsste CO₂ aus den Kuppelgasen abgetrennt und der Methanisierung zugeführt werden. Dies ist jedoch energetisch aufwändiger.

3.4 Integration der Szenarien ins Hüttenwerk

Um Abschätzungen treffen zu können, wie sich die Einbindung der betrachteten Szenarien in ein integriertes Hüttenwerk auswirken, wurde die Integration der verschiedenen Konzepte in das Prozessgasnetzwerk der voestalpine Linz bzw. Donawitz untersucht. Ziel ist die Abschätzung der resultierenden Einflüsse auf den Betrieb nachgeschalteter Anlagen, wie z.B. das Kraftwerk. Diese Potentialerhebung wurde basierend auf durchschnittlichen Jahresbetriebsdaten getroffen und stellt aufgrund fehlender Berücksichtigung von detaillierten Betriebsschwankungen etc. keine technische Auslegungsbasis für eine etwaige Implementierung der betrachteten Prozesse dar. Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen einen Überblick über die aktuelle Verwendung und Verwertung der Prozessgase aus Hochofen, Stahlwerk und Kokerei sowie den Einsatz von Erdgas und die Stromproduktion im werksinternen Kraftwerk. Gichtgas stellt dabei den mengenmäßig größten Anteil dar und wird zu einem großen Teil entweder direkt oder mit energiereicheren Gasen (z.B. Tiegelgas) aufgefettet intern oder für andere Prozessschritte wiederverwendet. Fossiles Erdgas kommt vor allem in nachgeschalteten Anlagen wie z.B. Walzwerken zum Einsatz, teilweise auch zur Erhöhung des Energieinputs in der Auffettungsstation (Enrichment) oder im Kraftwerk. Kuppelgase, die keiner anderweitigen Nutzung zugeführt werden können, werden im werksinternen Kraftwerk verstromt. Der interne Strombedarf der jeweiligen Standorte wird dadurch zum Großteil abgedeckt.

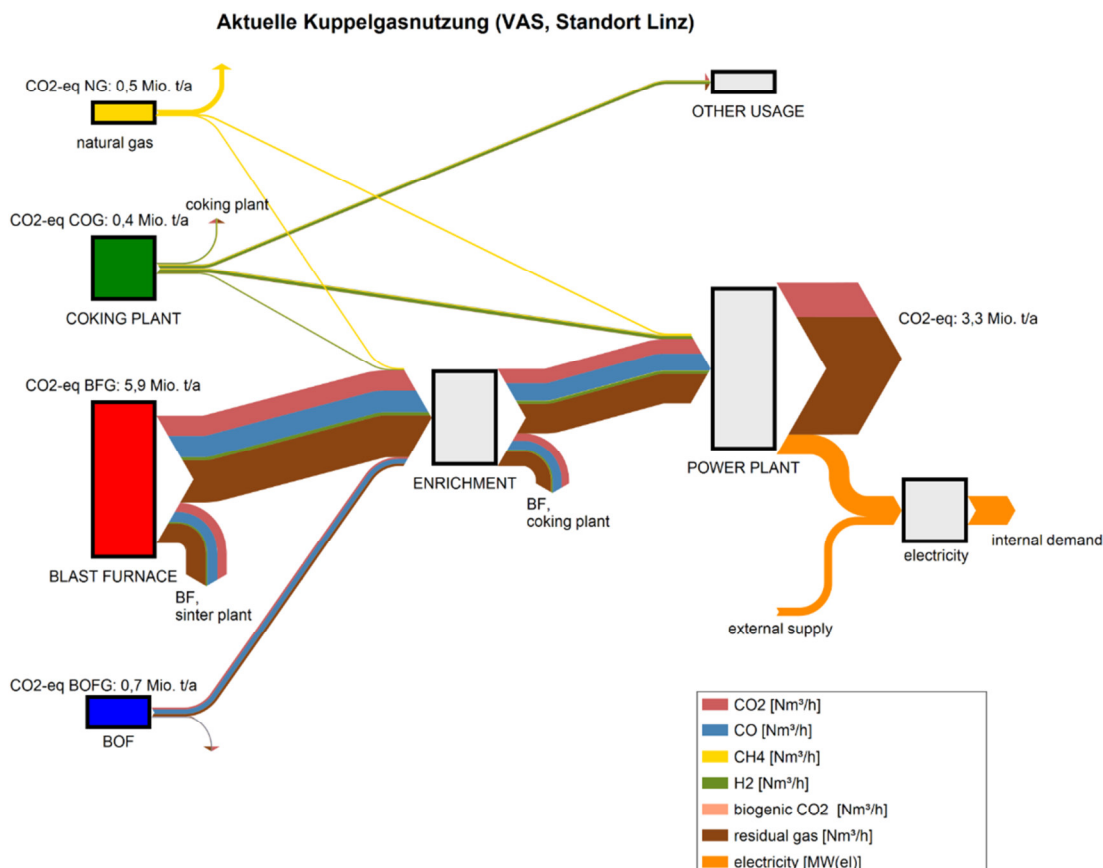


Abbildung 15: Aktuelle Kuppelgasnutzung am Standort Linz

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

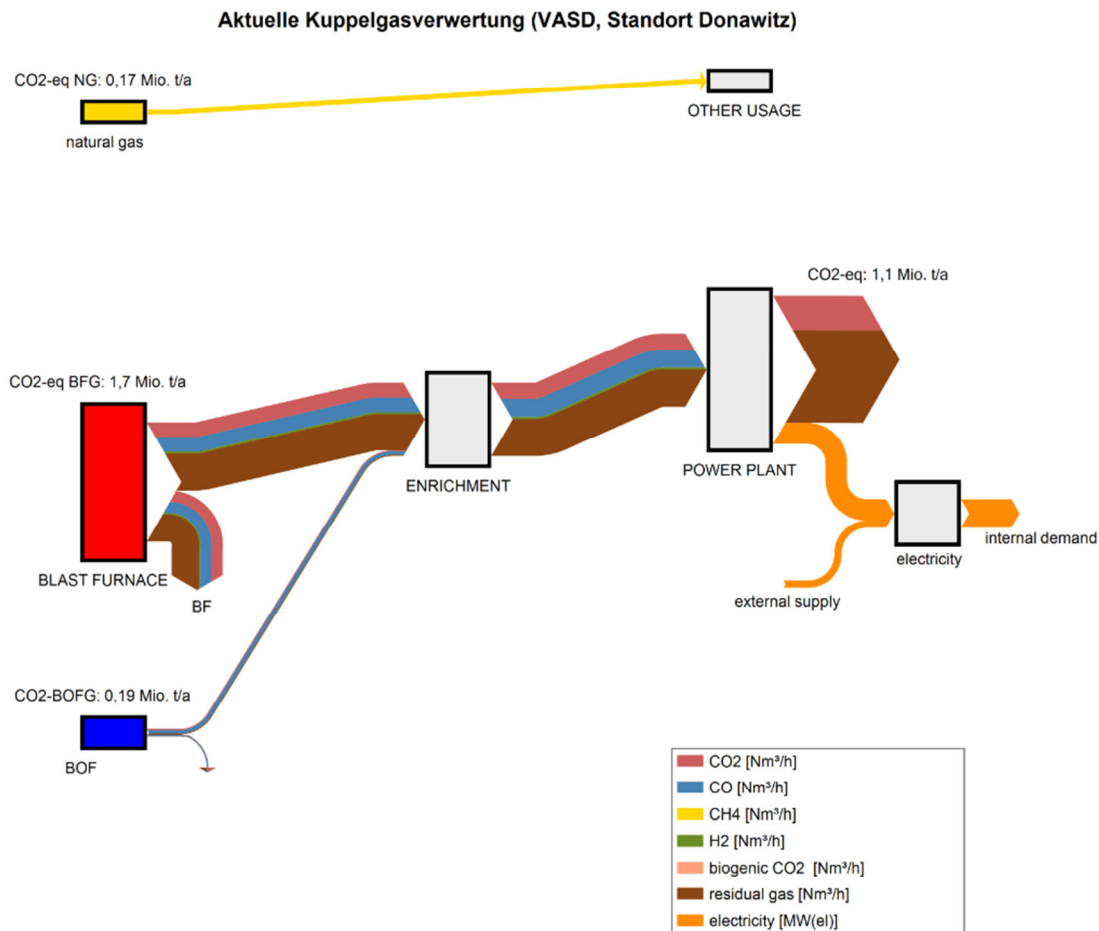


Abbildung 16: Aktuelle Kuppelgasnutzung am Standort Donawitz

Basierend auf diesen Darstellungen wurde die Implementierung einer katalytischen Methanisierung sowie einer Elektrolyse bzw. Biomassevergasung zur Produktion von Wasserstoff für das Extremwertszenario 2 sowie für das limitierte Szenario 9 untersucht. Abbildung 17 und Abbildung 18 stellen die Einbindung von Szenario 2 zur maximalen CO₂-Reduktion am Standort Linz und Donawitz dar. Daraus geht hervor, dass eine Methanisierung des gesamten Gicht- und Tiegelgases enormen Bedarf an zusätzlichem Wasserstoff erfordert. Rund 30 % des erzeugten SNG's können zur Abdeckung des fossilen Erdgasbedarfs verwendet werden, der verbleibende Strom kann anderweitig eingesetzt werden. Insgesamt führt die Erzeugung von SNG zu einem Ersatz von fossilem Erdgas entsprechend einem jährlichen CO₂-Äquivalent von rund 4,6 Mio. t am Standort Linz, sowie rund 1,9 Mio. t für den Standort Donawitz.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

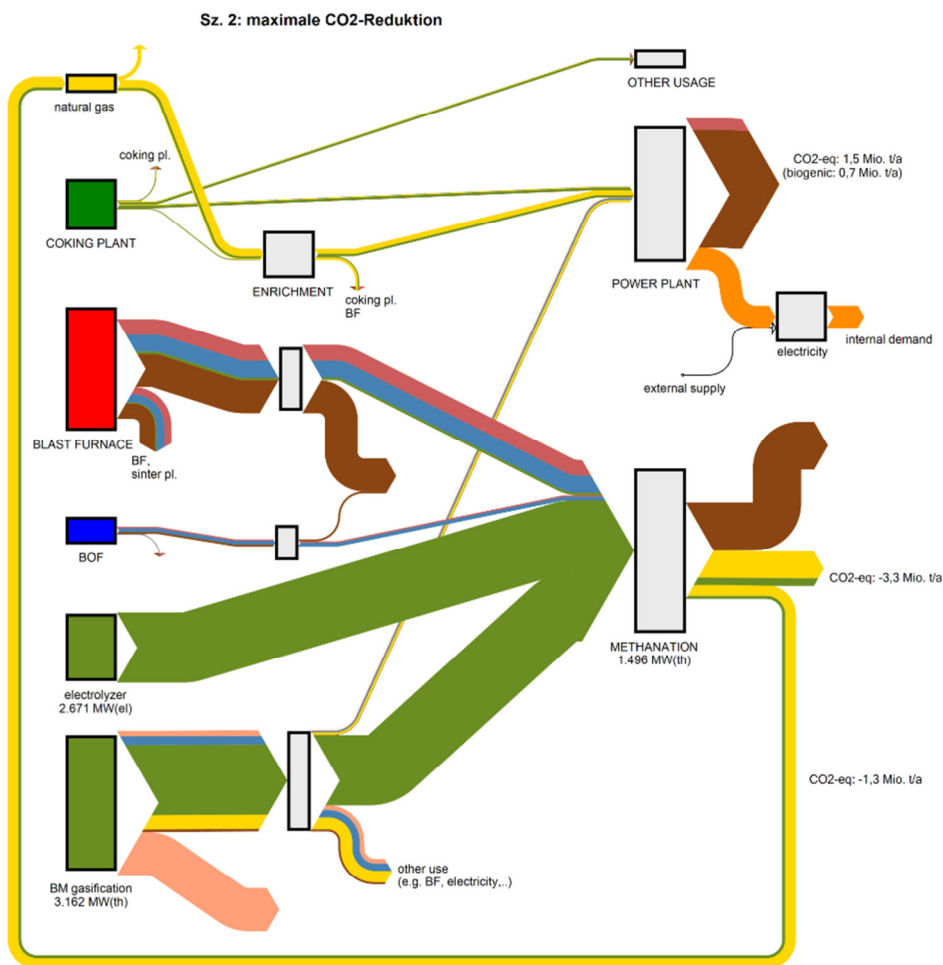


Abbildung 17: Implementierung Szenario 2 am Standort Linz

Das Restgas aus der Biomassevergasung kann nur zu einem geringen Teil werksintern zur Verstromung genutzt werden, da zum einen der thermische Input im Kraftwerk begrenzt und zum anderen der gesamte Strombedarf des Hüttenwerks gedeckt werden kann. Für eine Umsetzung dieses Szenarios muss u.a. geklärt werden, ob die Kraftwerksanlagen mit der geänderten Gaszusammensetzung bzw. den höheren Energieeinträgen betrieben werden können und wie fehlende Kuppelgasströme, die bisher prozessintern verwendet wurden, anderweitig ersetzt werden können.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

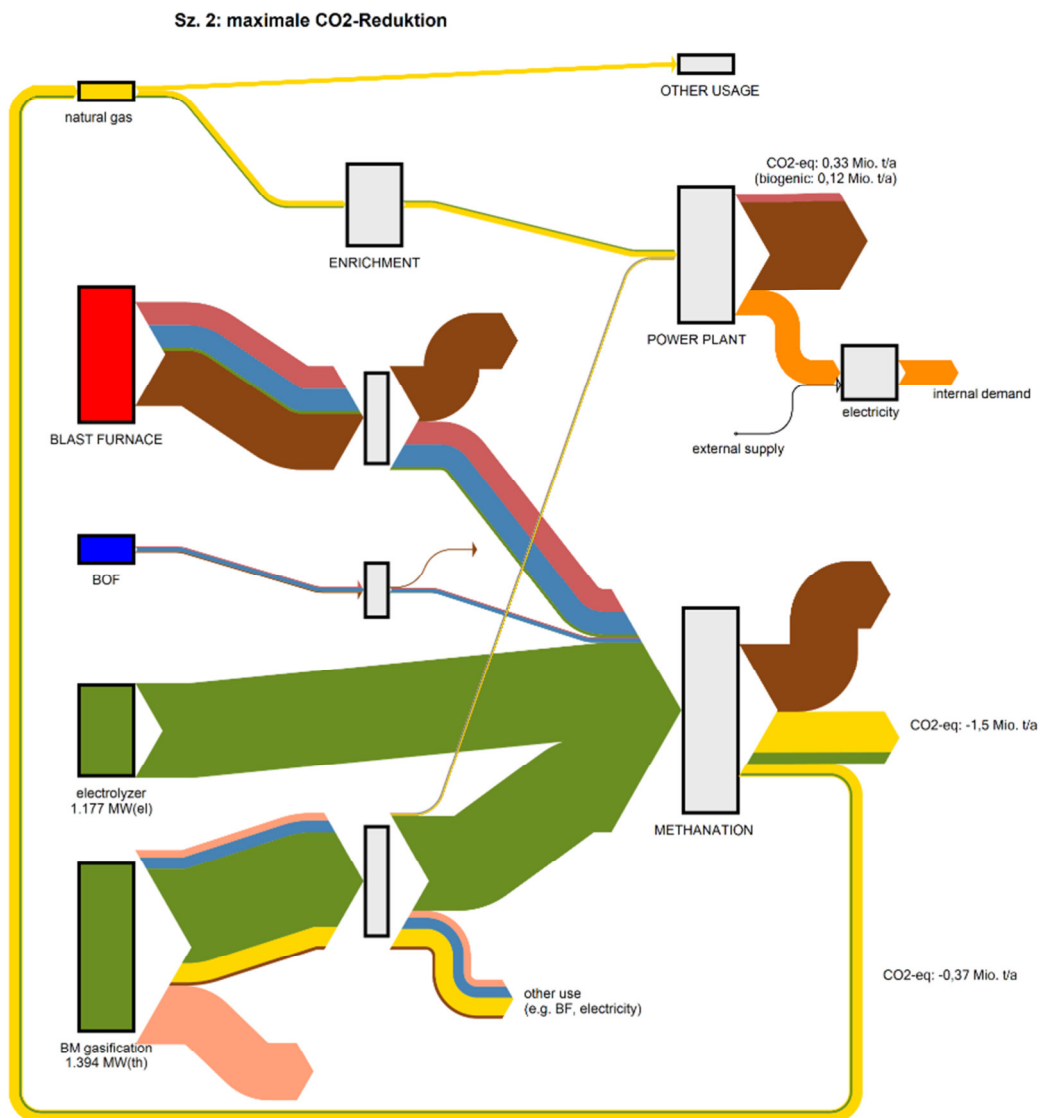


Abbildung 18: Implementierung Szenario 2 am Standort Donawitz

Abbildung 19 und Abbildung 20 zeigen die Implementierung von Szenario 9 in die beiden Prozessgasnetzwerke. Durch die Nutzung eines Teilstroms des Tiegelgases zur Methanisierung und in weiterer Folge als Ersatz für das eingesetzte fossile Erdgas und für die am Hochofen eingedühte PCI-Kohle (Standort Linz) fehlt dieser Energieinput bei der Nutzung der aufgefetteten Kuppelgase am Hochofen, der Sinteranlage sowie zum großen Teil im Kraftwerk. Um diese Energiemenge auszugleichen und eine Absenkung des Heizwertes zu vermeiden, wird ein Teil des Gichtgases durch die Methanisierung (ohne vorgeschaltete N₂-Abtrennung) zu synthetischem Gichtgas mit höherem Energieinhalt aufgewertet und vor der Auffettungsstation (Enrichment) den restlichen Kuppelgasen beigemischt.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Durch diesen Schritt kann zum einen die Verwendung der Kuppelgase in nachgeschalteten Prozessen gewährleistet werden. Beispielsweise kann im Kraftwerk der thermische Input konstant bzw. sogar leicht erhöht werden und dadurch die werksinterne Stromproduktion aufrechterhalten werden. Zum anderen ermöglicht diese Prozesskonstellation den 100 %-igen Ersatz von fossilem Erdgas sowie für den Standort Linz eine weitere Einsparung von fossiler PCI-Kohle am Hochofen durch die Substitution mit SNG bestehend aus CH_4 und H_2 -Überschuss aus der Methanisierung. Dies ergibt insgesamt einen Ersatz von fossilen Einsatzstoffen, der umgerechnet einem CO_2 -Äquivalent von jährlich rund 0,71 Mio. t CO_2 am Standort Linz bzw. rund 0,21 Mio. t CO_2 am Standort Donawitz entspricht.

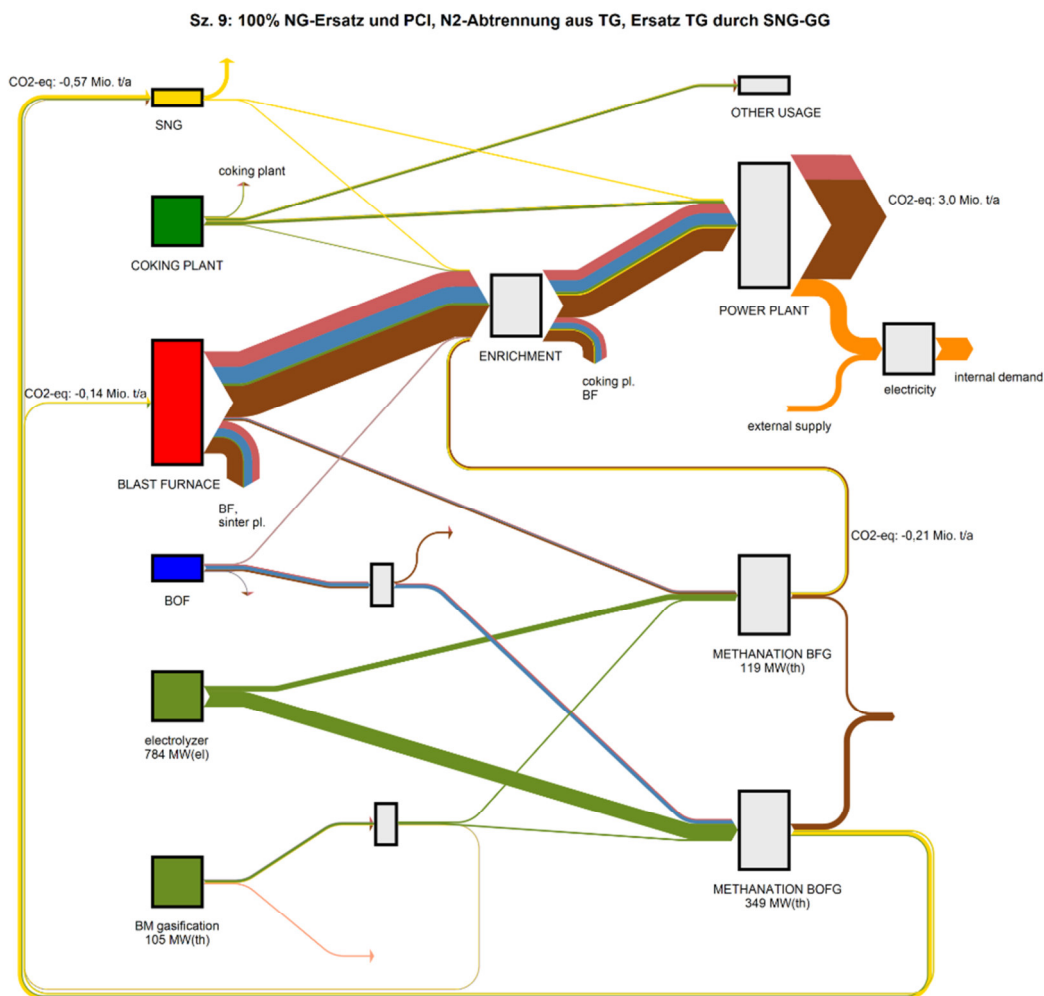


Abbildung 19: Implementierung Szenario 9 am Standort Linz

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

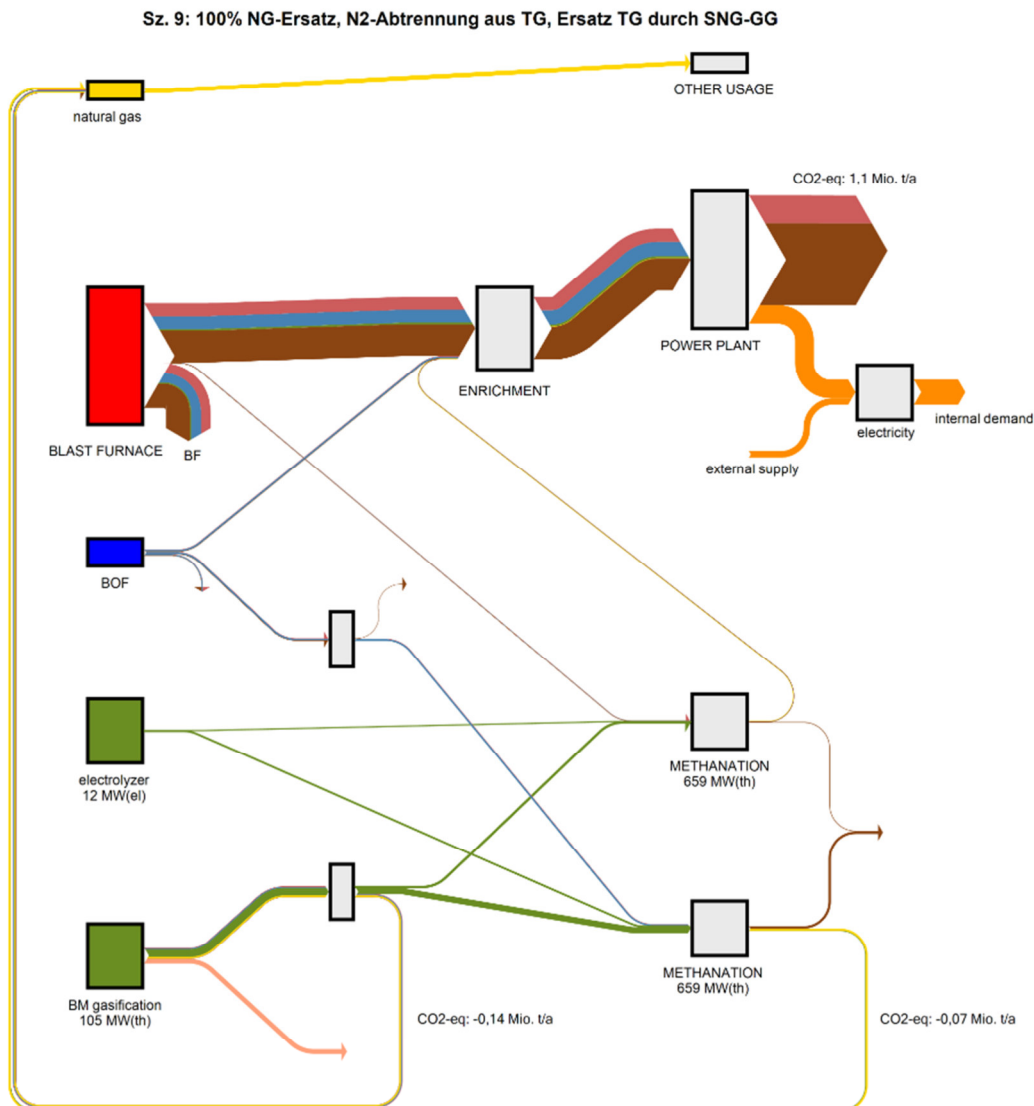


Abbildung 20: Implementierung Szenario 9 am Standort Donawitz

3.5 Szenarienauswertung

Die Szenarien 2, 9 und 10 wurden mittels einer technoökonomischen Analyse inkl. Sensitivitätsanalyse ausgewertet. Anschließend wurde das CO₂ Reduktionspotential berechnet.

3.5.1 Technoökonomische Analyse

Für die technoökonomische Analyse sind vor allem die Investmentkosten, Betriebskosten und Erlöse abzuschätzen. Zudem wurden die wichtigsten Kostenparameter mittels einer Sensitivitätsanalyse bewertet.

3.5.1.1 Investitionskosten

Für die Modellierung der Investmentkosten wurden die approximierten Daten aus Tabelle 1 herangezogen.

Tabelle 1: Daten für die Investmentkostenmodellierung der Hauptkomponenten

		Biomassevergasung	Elektrolyse	Methanisierung
Referenzleistung	MW	25	2	6.3
CAPEX 2020	€/kW	2,400	1,051 ^b	660
CAPEX 2030	€/kW	2,200 ^a	564 ^b	600
CAPEX 2050	€/kW	1,900 ^a	311 ^a	233 ^a
Effizienz 2020	% _{LHV}	37	68	83
Effizienz 2030	% _{LHV}	43 ^a	71	83
Effizienz 2050	% _{LHV}	50 ^a	75 ^a	83 ^a
Betriebsjahre	Jahre	20	15	15
OPEX _{pl}	%	1.5 ^a	1.5	2
Quelle		[7]	[8]	[9]

^a Annahme

^b Basierend auf den Werten aus [8] und adaptiert anhand von Werten verschiedener ExpertInnen

Die Ursprungsinvestmentkosten I_0 der Referenzanlagen ergibt sich hierbei nach Eq 1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Mittels eines Skalierungsfaktors $x_f = 0,86$ [10] lassen sich die Werte der Referenzanlage auf die eigentliche Größe der untersuchten Anlagen wie in Eq 2 [11] errechnen. Zusätzlich wurden die Planungskosten mit 15 % des I_{new} [12] und die Anlagenerrichtungskosten inkl. peripherer Anlagenteile mit 20 % des I_{new} angenommen.

$$I_0 = CAPEX * size \quad (Eq 1)$$

$$I_{new} = I_0 \left(\frac{Power_{new}}{Power_0} \right)^{x_f} \quad (Eq 2)$$

Die Annuität lässt sich nach Eq 3 berechnen, wobei n die Betriebsjahre und i den Zinssatz beschreiben. [13]

$$I_K = I_{new} * a$$

mit

$$a = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} \quad (Eq 3)$$

3.5.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten (OPEX) ergeben sich aus den verbrauchsgebundenen Material- und Strominputkosten als auch aus den Kosten für den Betrieb, die Wartung, die Steuern, etc. (siehe Eq 4).

$$OPEX_{operation} = I_{new} * OPEX_{pl} \quad (Eq 4)$$

Die Materialkosten setzten sich im Wesentlichen aus den Kosten für Strom, Holzhackschnitzel und Wasser zusammen (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Materialkosten für die Jahre 2020, 2030 und 2050

		2020	2030	2050	Quelle
<i>Strom</i>	€/MWh _{el}	40	65	80	[14]
<i>Holzackschnitzel</i>	€/MWh _{th}	34	37	42	[15]
<i>Wasser</i>	€/m ³	1,15			Durchschnittlicher Wasserpreis der neun Landeshauptstädte Österreichs Basis Jänner 2018

3.5.1.3 Spezifische Kosten der Produktion von SNG

Beschrieben wird die technoökonomische Analyse vor allem anhand der spezifischen Kosten (LCOE ... levelized cost of energy) bezogen auf die Produktion von SNG. Die LCOE werden wie in Eq 5 berechnet, wobei hier $P_{SNG,y}$ die jährliche SNG Produktion im jeweiligen Jahr y beschreibt. [16]

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{y=1}^n OPEX}{\sum_{y=1}^n P_{SNG,y}} \quad (\text{Eq 5})$$

3.5.1.4 Erlöse und Kostenreduktionsfaktoren

Als mögliche Kostenreduktionsfaktoren bzw. Erlöse werden vor allem der Stromverkauf aus der BVA, die Erlöse aus dem Wärme- und Sauerstoffverkauf als auch die Reduktion der notwendigen CO₂ Zertifikate berücksichtigt (siehe Tabelle 3). Vor allem die erzielbaren Erlöse aus den Nebenprodukten sind jedoch mit starken Unsicherheiten behaftet. Es wurden relativ hohe Marktpreise für Abwärme, Sauerstoff, Ökostrom aus der BVA angesetzt, wobei die Platzierung dieser enormen Mengen am Markt ungewiss ist.

Tabelle 3: Erlöse und Kostenreduktionsfaktor für das "Gasgreening"-System

<i>Einkommen/Kostenreduktion</i>		2020	2030	2050	Quelle
<i>Strom</i>	€/MWh _{el}	105			Ökostrom feed in Tarif für Biomasse im großen Maßstab in Österreich Basis Jänner 2019
<i>Wärme</i>	€/MWh _{th}	55			Durchschnittlicher Energiepreis in den sieben größten Fernwärmenetzen Österreich Basis Jänner 2019
<i>Sauerstoff</i>	€/t _{O2}	50			Durchschnittlicher Sauerstoffflaschenpreis für Industriemaßstab Basis Jänner 2019
<i>CO₂ Zertifikat</i>	€/t _{CO2}	15	40	76	[17]

Bei dem Einsparungspotential bei CO₂ Zertifikaten muss stark zwischen einer CO₂,eq. Reduktion und dem „Greening“ von Emissionen unterschieden werden. Ersteres ist nach derzeit gültigem EU Regulativ nur durch zwei Optionen möglich. Entweder wenn fossile CO₂ Emissionen vermieden oder durch die Verwendung von CO₂ neutralen Brennstoffen durch biogenes CO₂ substituiert werden. Die zweite Möglichkeit ist die Verwendung von CO₂ Emissionen aus fossilen Quellen für „Carbon Capture and Storage“ (CCS). [18] Für Österreich ist CCS jedoch nicht anwendbar, da dieses nach aktueller Rechtslage nicht erlaubt ist. [19] „Greening“ hingegen beschreibt die Aufwertung von fossilem CO₂ mittels grüner Ressourcen wie Wasserstoff aus erneuerbaren Strom oder Biomasse. Derzeit wird der „greening“ Effekt seitens des Europäischen Emissionshandelssystems nicht berücksichtigt.

3.6 Volkswirtschaftliche Analyse

Die volkswirtschaftliche Analyse fokussiert die Frage, welcher makroökonomische Beitrag in Form von zusätzlichem Bruttoinlandsprodukt, Konsum (der privaten Haushalte), Investitionen (der Unternehmen), Nettoexporten (Exporte – Importe) und zusätzlichen Beschäftigten durch die im Projekt Renewable Steel Gases betrachtete **Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in der österreichischen Stahlindustrie**, den integrierten Hütten; entsteht. Im Vergleich zu betriebswirtschaftlichen bzw. technoökonomischen Untersuchungen steht dabei also nicht die Mikroebene (Endverbraucher, Unternehmen), sondern die gesamte Volkswirtschaft Österreichs im Mittelpunkt. Dabei wird im Speziellen der Fokus auf Investitionsimpulse infolge Errichtung der benötigten Technologien (Elektrolyse, Methanisierung, Biogasanlage) und Leistungsbilanzeffekte infolge der Substitution von importiertem Gas in der Stahlproduktion gelegt.

Als Instrument der volkswirtschaftlichen Analyse dient das am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz entwickelte Simulationsmodell MOVE2¹ (bzw. das Vorgängermodell MOVE²), welches zur detaillierten Analyse ökonomischer (wirtschaftspolitischer, energiepolitischer und struktureller) Veränderungen sowie insbesondere Veränderungen am Energiemarkt in Österreich konzipiert wurde. Das Simulationstool ist als makroökonomisches Modell konzipiert, welches zusätzlich zur Wirtschaftsleistung verschiedener Sektoren die Energieflüsse von unterschiedlichen Energieträgern genauestens modelliert. Das Modell MOVE2 sowie das Vorgängermodell MOVE wurden bereits in zahlreichen Untersuchungen zur Beantwortung energie- und umweltökonomischer Fragestellungen auf regionaler und nationaler Ebene genutzt. Im Jahr 2013 erfolgten ein Update der Datenbasis des Modells sowie eine dadurch notwendige Anpassung der Gleichungsstrukturen. In Folge der Entwicklung des Zusatzmoduls MOVE2social wurden sozioökonomische Parameter integriert. Für eine detaillierte Übersicht hinsichtlich Modelleckdaten, Module und Einsatz des Modells sei auf Baresch et al. (2014) verwiesen.

Grundsätzlich werden in makroökonomischen Modellen beobachtbare ökonomische Zusammenhänge mithilfe ökonometrischer Verfahren in spezifischen strukturellen Gleichungssystemen abgebildet. Sämtliche endogene Variablen werden durch stochastische Gleichungen erklärt, sodass durch dieses Gleichungssystem die makroökonomischen Interdependenzen modelliert werden können. Die ökonomischen Zusammenhänge werden mithilfe von Zeitreihen abgebildet, sodass das Modell die ökonomischen Strukturen der Vergangenheit zur Simulation bestimmter Veränderungen heranzieht. Die spezifizierten Theorie-basierten Gleichungen werden mithilfe ökonometrischer Verfahren geschätzt und in die Modellstruktur implementiert. Neben den stochastischen Gleichungen besteht die Modellstruktur auch aus Identitätsgleichungen, die das Modell zusätzlich spezifizieren.

¹ Baresch, M., Goers, S., Tichler, R., Schneider, F. (2014): MOVE2 - Modell zur Simulation der (ober)österreichischen Volkswirtschaft mit einem speziellen Schwerpunkt auf Energie - inkl. Zusatzmodul MOVE2social: Integration von Einkommen, Alter und Geschlecht. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.

² Tichler, R. (2009): Optimale Energiepreise und Auswirkungen von Energiepreisveränderungen auf die öö. Volkswirtschaft. Analyse unter Verwendung des neu entwickelten Simulationsmodells MOVE, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Energiewissenschaftliche Studien, Band 4, ISBN 978-3-99008-016-0.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

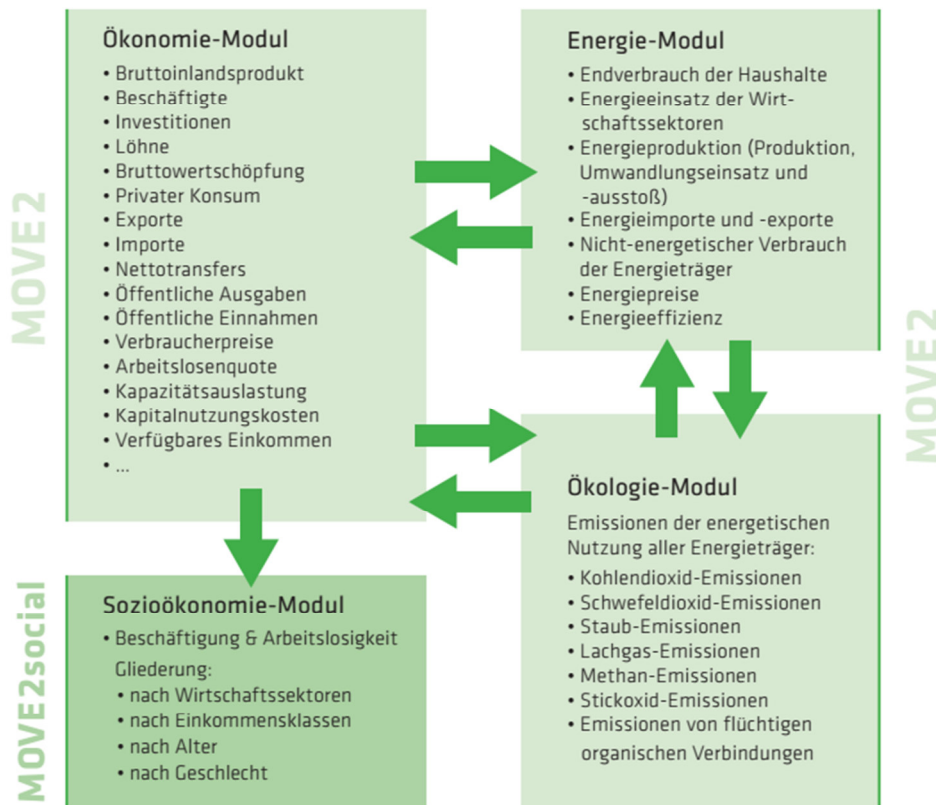


Abbildung 21: Übersicht zu den Modulen in MOVE2 / MOVE2social

Anmerkung: Die Integration weiterer Module ist jederzeit durch die Hereinnahme zusätzlicher Identitäts- und Schätzgleichungen in den Modellrahmen möglich.

Quelle: Baresch et al. (2014).

3.6.1 Annahmen und Vorgehensweise innerhalb der Simulationen

Die Simulation mit dem Modell MOVE2 umfasst die Berechnung von zwei verschiedenen Pfaden, auf denen sich die Volkswirtschaft befindet. Der erste Entwicklungspfad errechnet die zukünftige Entwicklung der im Modell endogenen Variablen (unter einer bestimmten Definition der zukünftigen Entwicklung der exogenen Variablen), ohne Eingriff in bestimmte Parameter des Modells. Dieser Entwicklungspfad kann als business-as-usual-Szenario bezeichnet werden. Der zweite Entwicklungspfad, das Simulationsszenario, errechnet die zukünftige Entwicklung aller endogenen Variablen bei Veränderung eines bestimmten Parameters (endogen oder exogen) durch den Anwender des Simulationsmodells. Demnach sind die Ergebnisse als zusätzliche Effekte, welche ohne die Erdgassubstitution mit limitierender Biomassevergasungsanlage (BVA) nicht stattgefunden hätten, zu interpretieren.

Weiters werden innerhalb der Simulationen spezifische Annahmen getroffen, welche in kompakter Form lauten:

Annahme 1: Simulationshorizont

Basierend auf den vorhandenen Inputdaten für die dynamische Analyse wird die volkswirtschaftliche Bedeutung der Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in österreichischen Stahlwerken innerhalb des Zeitraums 2020-2030 dargestellt. Dabei erfolgen im Jahr 2020 die Investitionstätigkei-

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

ten, während im Zeitraum 2020-2030 der Betrieb der Technologien stattfindet. Ausgehend davon werden volkswirtschaftliche Entwicklungen bis 2050 abgeleitet.

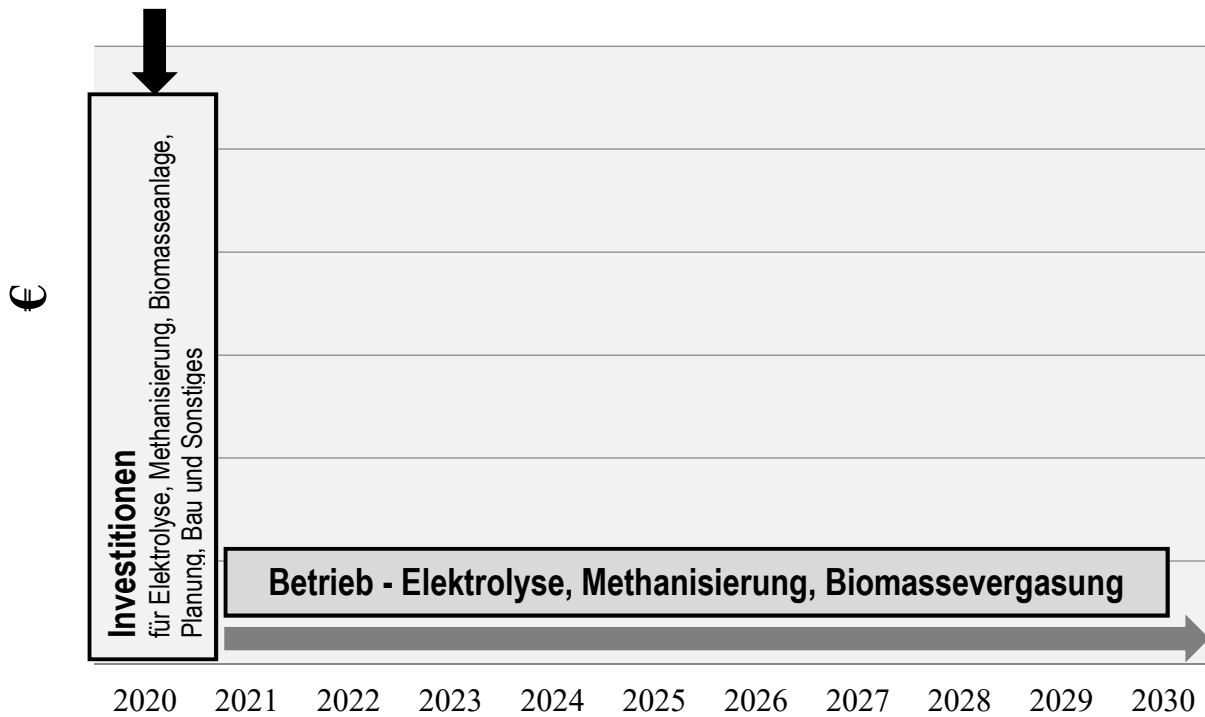


Abbildung 22: Ablauf der Simulationsanalyse im Betrachtungszeitraum 2020-2030

Quelle: Eigene Darstellung.

Annahme 2: Geografischer Bezug

In der Studie wird die volkswirtschaftliche Relevanz der Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung im Stahlwerk Linz auf die österreichische Volkswirtschaft untersucht.

Annahme 3: Wertschöpfungsanteile

Bei den betrachteten Technologien und Komponenten (Elektrolyse, Methanisierung, Biogasanlage) wurden spezifische Wertschöpfungsanteile angenommen. Ein verbleibender Wertschöpfungsanteil von X Prozent bedeutet, dass $100-X$ Prozent der getätigten Investitionen in nicht-österreichische Produkte und Dienstleistungen fließen. Das heißt, es entstehen keine nachgelagerten positiven volkswirtschaftlichen Effekte für Österreich durch diese $100-X$ Prozent der Investitionen. Bezüglich der Wertschöpfungsanteile wurde zudem angenommen, dass diese über dem betrachteten Zeitraum konstant bleiben.

Annahme 4: Investitionswirksamkeit und Finanzierung

Die notwendigen Investitionen zur Elektrolyse, Methanisierung, Biogasanlage sowie für Planung und Baumaßnahmen werden in den Sektoren Sachgütererzeugung, Bau und Unternehmensdienstleistungen wirksam. Unternehmen und Haushalte stehen vor der Entscheidung, ob sie auf Veränderungen in der

Kostenstruktur mit einer Substitution innerhalb der Investitionen bzw. des Konsums oder mit einer Veränderung ihrer Rücklagen bzw. Ersparnisse reagieren. Der Anteil der durch Rücklagen und Ersparnisse finanzierten Investitionen wird per Annahme auf zwei Drittel gesetzt.

3.6.2 Inputdaten der Simulationsanalyse

Im Folgenden werden die Inputdaten für die makroökonomische Simulationsanalyse ausgehend von den Investitions- und Kostenberechnungen der technoökonomischen Analyse für Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“ dargestellt.

Tabelle 4 zeigt die Investitionskosten, die zur Elektrolyse, Methanisierung, Biomassevergassung sowie für Planung und Baumaßnahmen notwendig sind. Dabei wird angenommen, dass die Investitionstätigkeiten in Jahr 2020 bzw. zu Beginn des Betrachtungszeitraums 2020-2030 stattfinden. Es ergeben sich Investitionskosten von 9 Mio. €, wobei die Komponenten „Methanisierung“, „Baumaßnahmen“ und „Elektrolyse“ mit 29%, 20% bzw. 19 % die größten Anteile aufweisen.

Tabelle 4: Investitionskosten zur Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in österreichischen Stahlwerken - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

Zeitpunkt: 2020	
Elektrolyse	134 Mio. €
Methanisierung	203 Mio. €
Biomasseanlage	113 Mio. €
Planung	70 Mio. €
Baumaßnahmen	139 Mio. €
Sonstiges	35 Mio. €
GESAMT	Σ 694 Mio. €

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der technoökonomischen Analyse.

Durch das betrachtete Konzept zur Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in österreichischen Stahlwerken entstehen laufende Kosten (siehe Tabelle 5). Diese beinhalten Betriebs- und Wartungskosten sowie sonstige Kosten und Kosten für den Strom-, Biomasse- und Wasserinput.

Tabelle 5: Annahmen zu den jährlichen laufenden Kosten zur Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in österreichischen Stahlwerken - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

Zeitraum: 2021-2030	
Betrieb, Wartung und Sonstiges	13,0 Mio. €
Biomasse	29,8 Mio. €
Strom	337,5 Mio. €
Wasser	1,9 Mio. €
GESAMT	Σ 382,2 Mio. €

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der technoökonomischen Analyse.

Ebenfalls werden im betrachteten Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“ vom Stahlwerkbetreiber Erlöse infolge des Verkaufs von überschüssigem Sauerstoff, Wärme und Strom (aus Biomasse) generiert. Zusätzlich erfolgt durch die Minderung der CO₂-Emissionen eine Einsparung an CO₂-Zertifikaten. Diese stellen zusätzliche finanzielle Mittel dar, welche für Investitionen und Rücklagen seitens des Stahlwerks genutzt werden können.

Tabelle 6: Annahmen zu den jährlichen Erlösen bei der Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in österreichischen Stahlwerken - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

Zeitraum: 2021-2030	
O ₂ -Überschuss	41,4 Mio. €
Wärmeüberschuss	35,7 Mio. €
Einsparung CO ₂ -Zertifikate	12,2 Mio. €
Stromverkauf (aus Biomasse)	23,4 Mio. €
GESAMT	Σ 112,7 Mio. €

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der technoökonomischen Analyse.

Ein Ziel der Umsetzung des Konzeptes in Renewable Steel Gases ist die Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in der österreichischen Stahlproduktion. Im betrachteten Szenario wird eine 100%-ige Erdgassubstitution mit limitierender BVA angenommen. Unter den Annahmen, dass der zusätzliche Strombedarf durch inländisch produzierten regenerativen Strom sowie der Hackschnitzelbedarf durch die inländische Produktion gedeckt wird, impliziert dies geringere leistungsbilanzielle Kosten für die Volkswirtschaft (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7: Effekte auf die energetische Leistungsbilanz bei der Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in österreichischen Stahlwerken - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

Zeitraum 2021-2030		Leistungsbilanzeffekte
Erdgassubstitution in der Stahlproduktion	2.826 GWh/a	Energetische Importe ↓
Strombedarf (für Elektrolyse und Methanisierung)	6.731 GWhel/a	Deckung durch inländischen regenerativen Strom
Hackschnitzelbedarf	876 GWh/a	Inländische Produktion
Wärmeüberschuss	649 GWhth/a	Energetische Importe ↓
Stromüberschuss (aus Biomasse)	223 GWhel/a	Energetische Importe ↓

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der technoökonomischen Analyse.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

4.1 Szenarienbewertung

In diesem Kapitel sind die wesentlichen Ergebnisse der Szenarienbewertung zusammengefasst. Für die technoökonomische Analyse der Szenarien wurden in einem ersten Schritt repräsentative theoretische Massen- und Energiebilanzen erstellt. Wie in der Szenarien-Beschreibung angemerkt, wurden keine spezifischen technologischen Einschränkungen und Realisierbarkeiten berücksichtigt. Anhand dieser Ergebnisse wurde in weiterer Folge die technoökonomische Analyse zur Entwicklung approximativer LCOE für die Produktion von SNG durchgeführt und das CO₂ Einsparungspotential berechnet. **Aufgrund der hohen Unsicherheiten in den Basiszahlen zur Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten sowie Erlöse und Kostenreduktionsfaktor für das "Gasgreening"-System sind die ermittelten LCOE keinesfalls als repräsentativ für mögliche Realisierungen anzusehen.** Es ist auch hier klarzustellen, dass für die Bewertung von Realisierungsoptionen eine weiterführend wesentlich detaillierte Analyse der technischen Realisierbarkeit erforderlich ist. **Der normierte Vergleich der Szenarien kann jedenfalls die Unterschiede in den Szenarien plakativ illustrieren, die Absolutwerte der LCOE sind jedoch als sehr grobe Abschätzungen mit starken Unsicherheiten zu interpretieren.**

4.1.1 Szenario 2

Für die vollständige Methanisierung der gesamten anfallenden Gicht- und Tiegelgasmengen sind deutlich höhere Leistungen notwendig. Am Standort Linz wäre eine Elektrolyseleistung von 2.493 MW in 2050 bzw. 2.877 MW in 2020 (Annahme von steigenden Effizienzzraten), eine Methanisierungsleistung von 1.496 MW und eine Biomassevergasungsleistung von 3.162 MW notwendig. In Summe werden in Szenario 2 2.357 Mio. Nm³ SNG am Standort Linz produziert, das entspricht rund der dreifachen benötigten Menge. Dementsprechend könnten rund 15,6 TWh_{th} SNG in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Am Standort Donawitz würden rund 1.037 Mio. Nm³ SNG produziert werden, aufgrund der Substitutionsrate von 338% würden hier rund 7,3 TWh_{th} SNG ins Netz eingespeist werden. Ein Überblick über die benötigten Leistungen ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Leistungsübersicht und Erdgassubstitutionsrate – Szenario 2

	VAS	VASD
<i>Leistung Elektrolyseur 2020</i>	2.877	1.268
<i>Leistung Elektrolyseur 2030</i>	2.671	1.177
<i>Leistung Elektrolyseur 2050</i>	2.493	1.099
<i>Leistung Methanisierungsreaktor</i>	1.496	659
<i>Leistung Biomassevergasungsanlage</i>	3.162	1.394
<i>Erdgassubstitutionsrate</i>	299%	338%

Da das produzierte SNG aufgrund der CO₂-Quelle primär als „fossil“ einzustufen ist, kann über den Ersatz von fossilen Erdgas hinaus keine CO_{2,eq} Emissionsreduktion gemäß den aktuell geltenden Berechnungsgrundlagen zu Treibhausgasinventuren erzielt werden.³ Dementsprechend können durch das „Greening“ der Emissionen keine weiteren CO₂ Zertifikate eingespart werden. Folglich steigen die Kosten für den Strom stärker an als die Kostensenkung durch die Erdgaseinsparung. In Summe belaufen sich die spezifischen Kosten am Standort Linz auf 2,7 €-Cent pro kWh_{th} SNG in 2020 und steigen auf 3,6 €-Cent pro kWh_{th} bis 2050. Am Standort Donawitz sind die spezifischen Kosten höher, da dort aufgrund der Anlagengröße weniger vom „Economy of Scale“ Effekt profitiert werden kann. Am Standort Donawitz steigen die Kosten von 3 €-Cent pro kWh_{th} in 2020 auf 4,2 €-Cent pro kWh_{th} in 2050.

In Szenario 2 sind vor allem die Betriebskosten kostentreibend. Eine genauere Kostenübersicht ist für den Standort Linz in Abbildung 23 und für den Standort Donawitz in Abbildung 24 dargestellt.

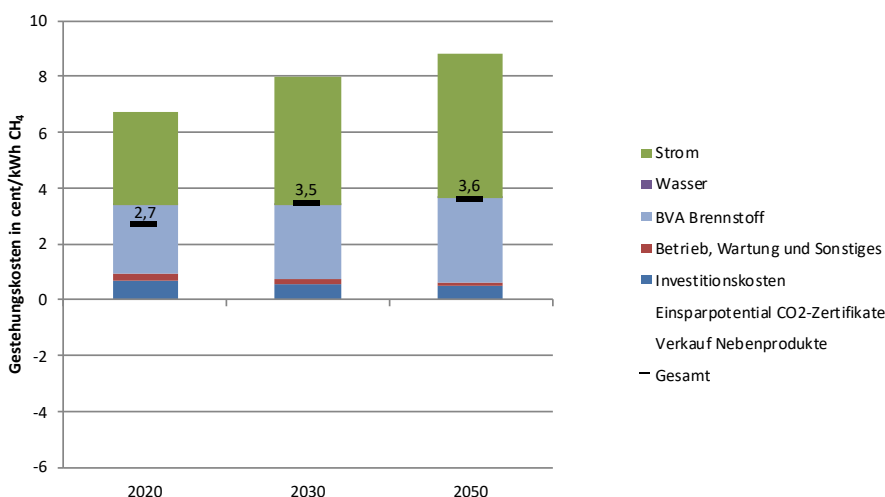


Abbildung 23: Spezifische Gestehungskosten einer kWh SNG am Standort Linz – Szenario 2

³ Umweltbundesamt (2019) Austria's National Inventory Report, Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol, REP-0677, Wien, <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0677.pdf>

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

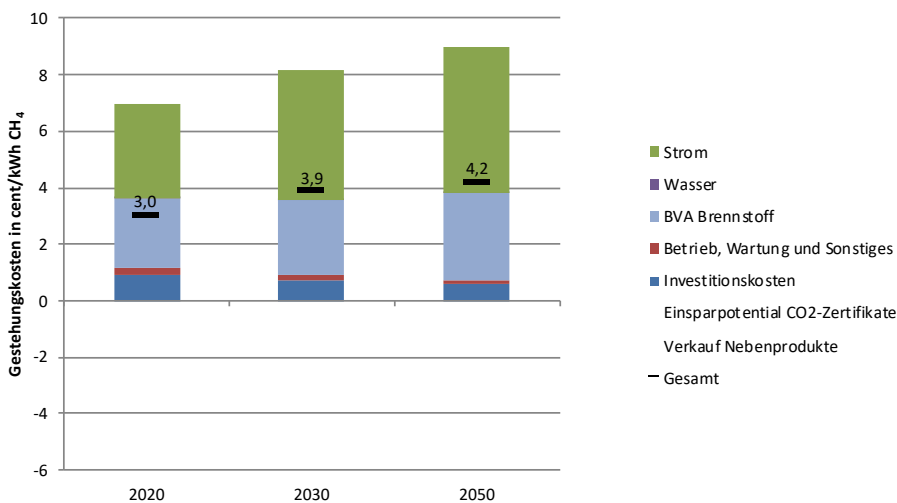


Abbildung 24: Spezifische Gestehungskosten einer kWh SNG am Standort Donawitz – Szenario 2

Wie in Abbildung 25 dargestellt, verhält sich die Sensitivität der Strom- und Biomassepreis die kosten-treibenden Faktoren mit bis zu $\pm 50\%$. Folglich könnte einer Erhöhung des Strompreises um 100% die gesamten Gestehungskosten um 50% verteuern bzw. eine Senkung um 100% die Gestehungskosten halbieren.

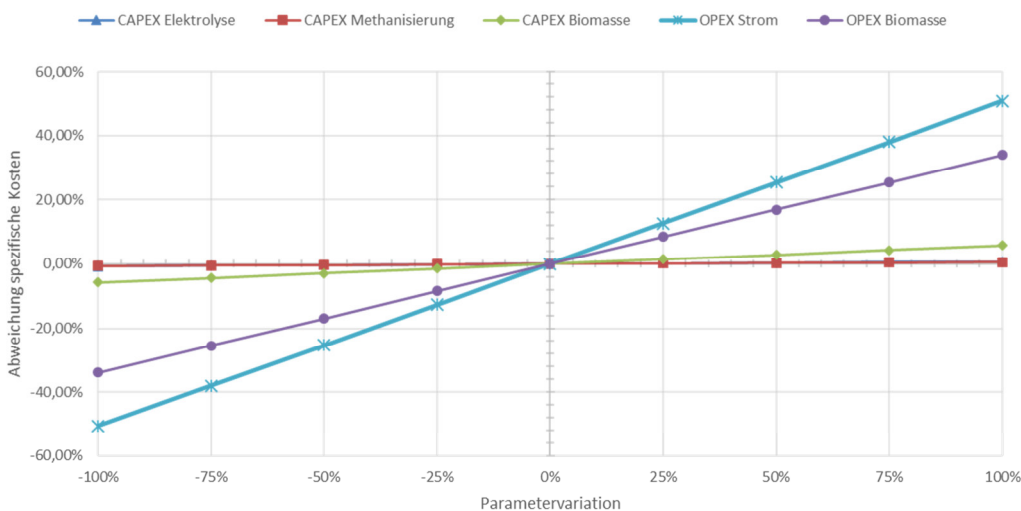


Abbildung 25: Sensitivität Szenario 2 für den Standort Linz im Jahr 2050

Bezüglich des Treibhausgaspotentials hat sich gezeigt, dass am Standort Linz theoretisch bis zu 560 kt CO_{2,eq} und am Standort Donawitz 173 kt CO_{2,eq} eingespart werden können. Zusätzlich belauft sich das „greening“ Potential am Standort Linz auf 6.640 kt CO_{2,eq} und am Standort Donawitz auf 2.027 kt CO_{2,eq}.

4.1.2 Szenario 9

Am Standort Linz sind bei Szenario 9, mit 781 bis 901 MW abhängig vom Jahr, deutlich höhere Leistungen bei der Elektrolyse notwendig als am Standort Donawitz (65 bis 75 MW). Das ist auf die Limitierung der Biomassevergasung rückführbar. Während am Standort Donawitz 50% des Wasserstoffs aus einer 83 MW BVA bereitgestellt werden kann, würde am Standort Linz die limitierte Anlage von 10% MW we-

niger als 20% des Wasserstoffs bereitstellen. Eine genaue Auflistung der Anlagenleistungen ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Leistungsübersicht und Erdgassubstitutionsrate – Szenario 9

	VAS	VASD
<i>Leistung Elektrolyseur 2020</i>	901	75
<i>Leistung Elektrolyseur 2030</i>	837	70
<i>Leistung Elektrolyseur 2050</i>	781	65
<i>Leistung Methanisierungsreaktor</i>	468	39
<i>Leistung Biomassevergasungsanlage</i>	105	83
<i>Erdgassubstitutionsrate</i>	100%	100%

Dieser Leistungsunterschied wirkt sich auch stark auf die Kosten aus. Am Standort Linz fällt der Überwiegende Kostenanteil auf die Elektrolyse. Dementsprechend sind die spezifischen Kosten mit 6,5 bis 8,6 €-Cent pro kWh_{th} im Jahr 2050 (siehe Abbildung 26) doppelt so hoch wie am Standort Donawitz, wo die spezifischen Kosten von anfänglich 4,5 auf 4,3 €-Cent pro kWh_{th} im Jahr 2050 sinken (siehe Abbildung 27). Am Standort Donawitz haben sowohl die Stromkosten als auch die Biomassekosten einen großen Anteil an den spezifischen Kosten.

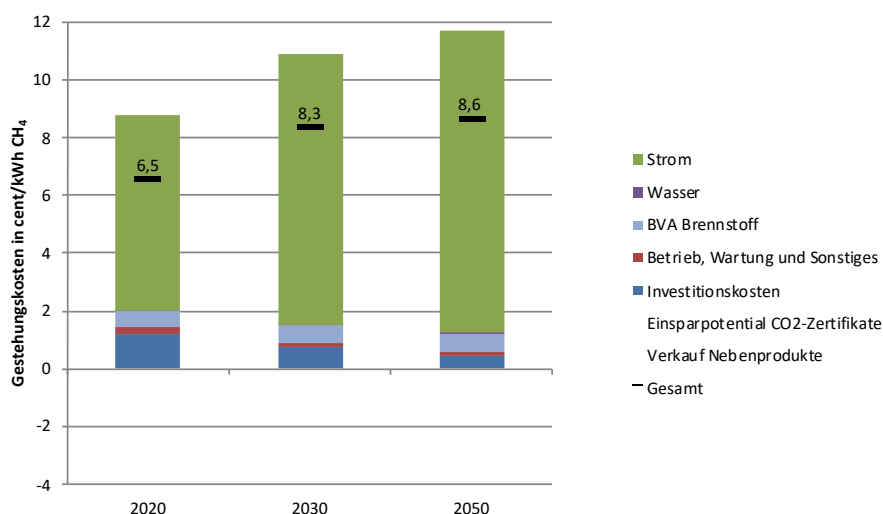


Abbildung 26: Spezifische Gestehungskosten einer kWh SNG am Standort Linz – Szenario 9

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

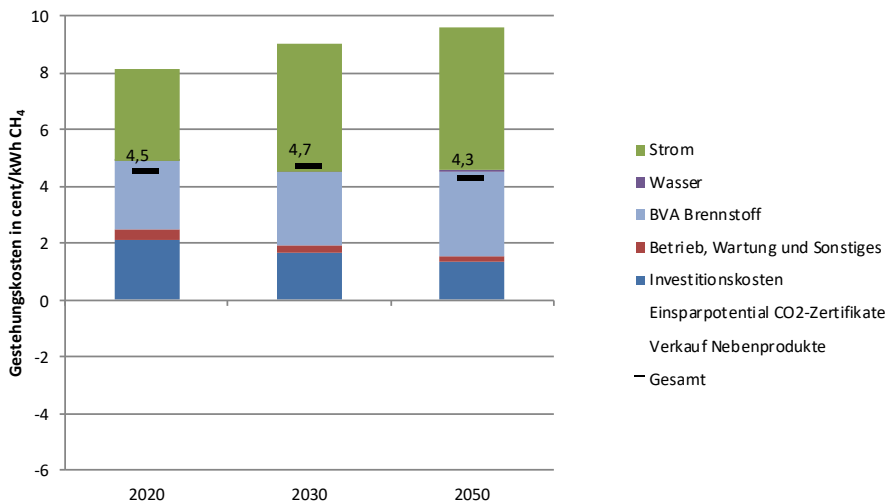


Abbildung 27: Spezifische Gesteuerungskosten einer kWh SNG am Standort Donawitz – Szenario 9

Aufgrund der stark unterschiedlichen Zusammenstellung der spezifischen Kosten an beiden Standorten weisen die Sensitivitätsanalyse deutliche Unterschiede auf. Wie in Abbildung 28 dargestellt wirken sich die Stromkosten als einziger Faktor kostentreibend aus mit bis zu $\pm 80\%$. Am Standort Donawitz haben sowohl der Biomassepreis ($\pm 30\%$) und der Strompreis ($\pm 50\%$) kostentreibende Effekte gezeigt. (siehe Abbildung 29)

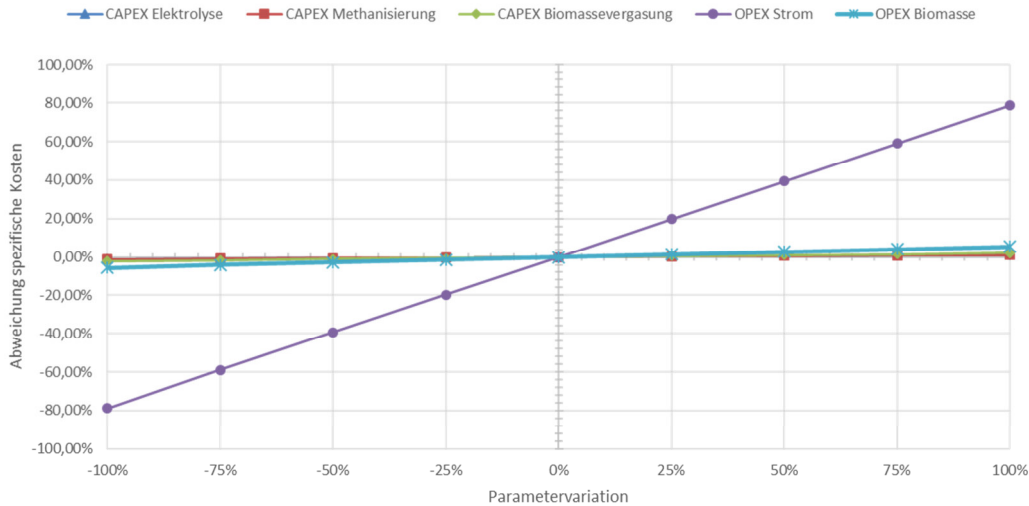


Abbildung 28: Sensitivität Szenario 9 für den Standort Linz im Jahr 2050

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

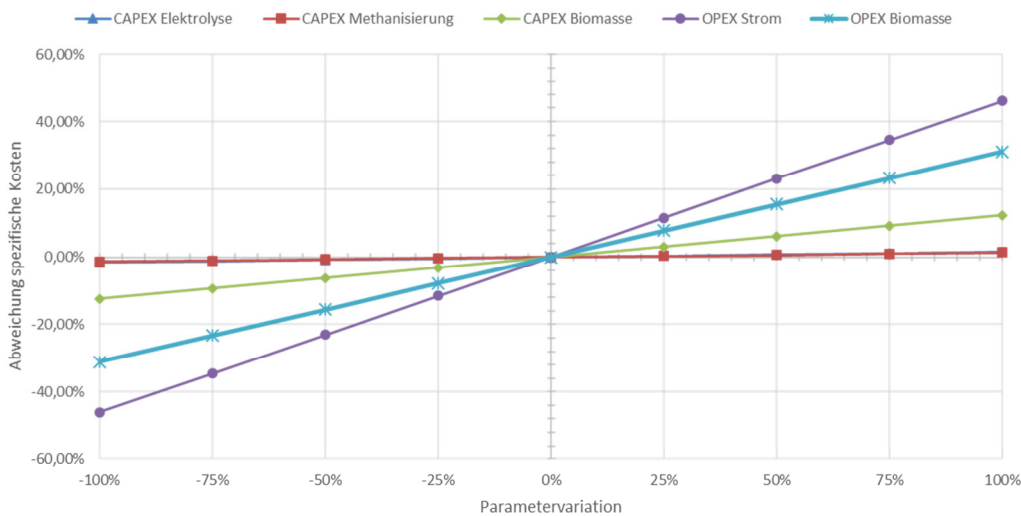


Abbildung 29: Sensitivität Szenario 9 für den Standort Donawitz im Jahr 2050

Die Emissionsreduktion liegt am Standort Linz bei 813 kt CO₂,eq. pro Jahr mit einem weiteren „greening“ Potential von 275 kt CO₂,eq.. Am Standort Donawitz können bis zu 173 kt CO₂,eq. pro Jahr eingespart werden und weitere 110 kt CO₂,eq. pro Jahr „gegreent“ werden.

4.1.3 Szenario 10

Die Energiebilanz in Szenario 10 unterscheidet sich vor allem aufgrund der niedrigeren notwendigen Leistung, da das methanisierte Tiegelgas nicht durch SNG ersetzt wird sondern durch Strom. Dementsprechend sinken die Leistungen im Vergleich zu Szenario 9 bei der Elektrolyse auf 653 bis 754 MW am Standort Linz und auf 58 bis 66 MW am Standort Donawitz. Die Biomassevergasungsleistung wird am Standort Donawitz auf 74 MW reduziert und bleibt am Standort Linz gleich. Eine Auflistung der notwendigen Leistungen ist in zu Tabelle 10 sehen.

Tabelle 10: Leistungsübersicht und Erdgassubstitutionsrate – Szenario 10

	VAS	VASD
Leistung Elektrolyseur 2020	754	66
Leistung Elektrolyseur 2030	700	62
Leistung Elektrolyseur 2050	653	58
Leistung Methanisierungsreaktor	392	35
Leistung Biomassevergasungsanlage	105	74
Erdgassubstitutionsrate	100%	100%

Kostentechnisch weist der Standort Linz niedrigere Kosten aufgrund des sinkenden spezifischen Strombedarfs auf (im Vergleich zu Szenario 9). Die spezifischen Kosten belaufen sich wie in Abbildung 30 dargestellt, 2020 auf 8,2 €-cent/kWh_{th} und steigt auf 10,8 €-cent/kWh_{th} bis 2050. Am Standort Donawitz sind die spezifischen Kosten aufgrund des größeren spezifischen Strombedarfs leicht höher als in Szenario 9. Für 2020 ergibt die technoökonomische Analyse 4,5 €-cent/kWh_{th} und diese steigen bis 2050 leicht auf 4,7 €-cent/kWh_{th} an (siehe Abbildung 31).

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

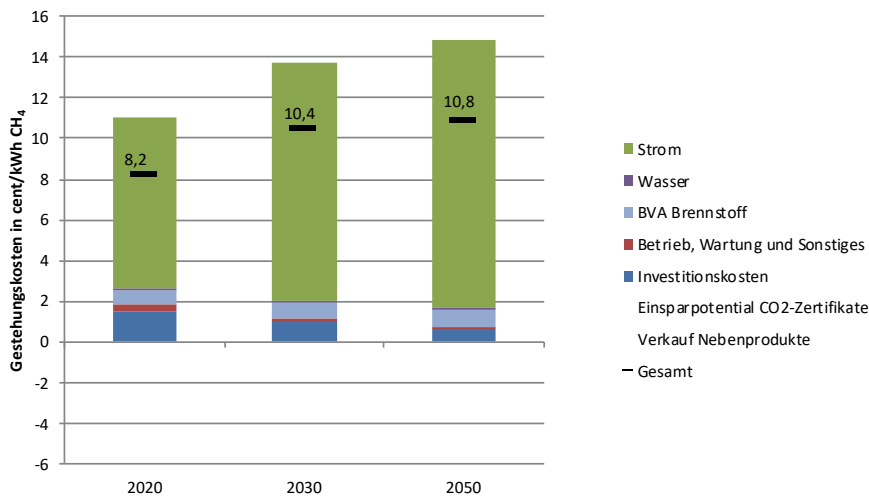


Abbildung 30: Spezifische Gestehungskosten einer kWh SNG am Standort Linz – Szenario 10

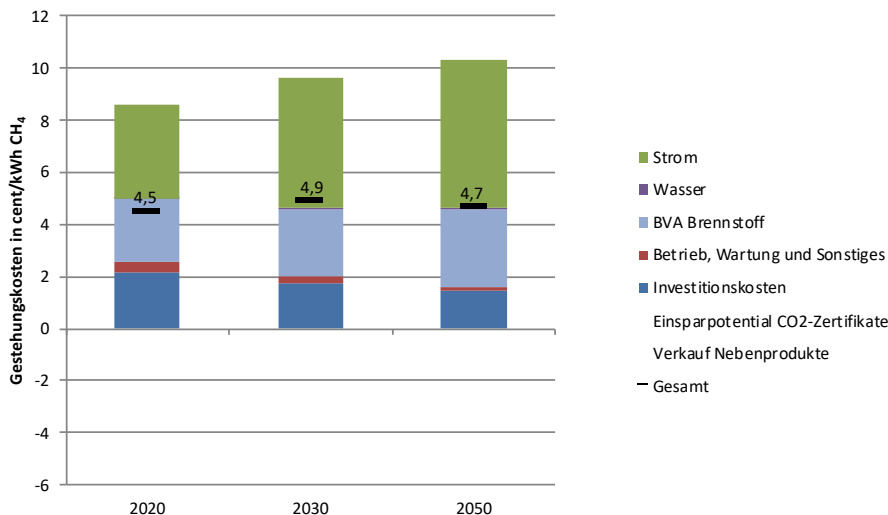


Abbildung 31: Spezifische Gestehungskosten einer kWh SNG am Standort Donawitz – Szenario 10

Die Sensitivitätsanalyse hat für Szenario 10 die gleichen Ergebnisse gezeigt wie für Szenario 9. Bezüglich des Erderwärmungspotentials hat sich gezeigt, dass am Standort Linz bis zu 813 kt CO_{2,eq} und am Standort Donawitz 223 kt CO_{2,eq} eingespart werden können. Zusätzlich belauft sich das „greening“ Potential am Standort Linz auf 70 kt CO_{2,eq} und am Standort Donawitz auf 95 kt CO_{2,eq}.

4.2 Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Analyse

Die Ergebnisse der dynamischen Simulation umfassen direkte, indirekte und induzierte Effekte. Direkte Effekte erfassen die zusätzlichen Effekte im betreffenden Wirtschaftssektor, wobei indirekte Effekte Vorleistungen aus diversen anderen Wirtschaftssektoren abbilden. Direkte und indirekte Effekte auf das Einkommen der Haushalte und die Wertschöpfung der Unternehmen veranlassen wiederum zusätzliche Auswirkungen auf das Bruttoregionalprodukt, Einkommen und Beschäftigung und werden unter induzierten Effekten zusammengefasst.

Die Simulation der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in österreichischen Stahlwerken - hier: Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“ zeigt einen positiven volkswirtschaftlichen Nutzen in Form einer Erhöhung des Bruttoinlandproduktes und der Beschäftigung innerhalb des Betrachtungszeitraums auf.

Die positiven volkswirtschaftlichen Entwicklungen basieren hauptsächlich auf:

- 1) **zusätzlichen Investitionsimpulsen** in 2020 infolge der Implementierung der Elektrolyse- und Methanisierungstechnologien sowie der Biomassevergasungsanlage;
- 2) **positiven Auswirkungen auf die Leistungsbilanz** (Nettoexporte) aufgrund des Rückgangs von Energieträgerimporten (Substitution von Gas zur Stahlproduktion, Nutzung überschüssiger Wärme durch HH und Industrie und überschüssigen Stroms durch Industrie) in der Betriebsphase 2021-2030, welche die Wertschöpfungsabflüsse infolge der Investitionen in 2020 übertreffen;
- 3) **Zusätzlicher Wertschöpfung** der Unternehmen durch eingesparte CO₂-Zertifikate und Erlöse des Überschusses an O₂, Wärme und Strom (aus Biomasse).
- 4) **Mehrrundeneffekten** aus 1) bis 3).

Gegenüber einer Situation ohne die 100%-ige Erdgassubstitution mit limitierender BVA zeigt die makro-ökonometrische Simulationsanalyse eine Erhöhung des Bruttoinlandproduktes um ca. 230 Mio. € im Anfangsjahr (t=0) und um 239 Mio. € am Ende des Betrachtungszeitraum (t=10). Dies entspricht einem um durchschnittlich ca. 193 Mio. € höheren Bruttoinlandsprodukt pro Jahr in Österreich über den gesamten Betrachtungszeitraum. Die Treiber der positiven Wirtschaftsentwicklung sind neben den Investitionsimpulsen im Anfangsjahr (t=0) die Substitution von Gas zur Stahlproduktion sowie die Nutzung überschüssiger Wärme durch private Haushalte und der Industrie sowie überschüssigen Stroms durch die Industrie. Dadurch ergeben sich positive Effekte auf die Leistungsbilanz in der Höhe von durchschnittlich ca. 202 Mio. € pro Jahr im Zeitraum des Betriebes. Durch die Substitution des Wärmeverbrauchs von Haushalten ergibt sich im Zeitverlauf ein leichter Rückgang des energetischen Konsums. Die signifikantesten Beschäftigungseffekte in Form von zusätzlich ca. 2.600 Beschäftigten sind im Anfangsjahr 2020 als Resultat der Investitionstätigkeiten zu verzeichnen. Durch die Investitionen sowie das Wirtschaftswachstum wird auch der Produktionsfaktor Arbeit positiv beeinflusst, wodurch zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse generiert werden. Das Wirtschaftswachstum bewirkt zudem eine Erhöhung der Exportquote nicht-energetischer Güter infolge einer erhöhten Produktion, sodass sich in Kombination mit der Reduktion der energetischen Importe eine Erhöhung der Nettoexporte ergibt.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 4: Volkswirtschaftliche Effekte in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in Stahlwerken - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

	Bruttoinlands- produkt	Investitionen der Unternehm- men	Konsum der privaten Haushalte	Nettoexporte	Beschäftigte
Zeitpunkt	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Personen</i>
2020	230	340	100	-209	2.590
2021	183	10	-18	191	380
2022	186	10	-20	196	300
2023	170	10	-22	181	200
2024	167	10	-23	185	100
2025	168	10	-25	191	100
2026	174	10	-27	198	90
2027	185	10	-24	206	90
2028	200	10	-20	214	110
2029	218	10	-13	224	140
2030	239	10	-5	234	180
Ø 2020-2030	193	40	-9	165	390
Ø 2021-2030	189	10	-20	202	170

Anmerkung: Gerundete Werte. Inklusive Mehrrundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetische + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Dezember 2019.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

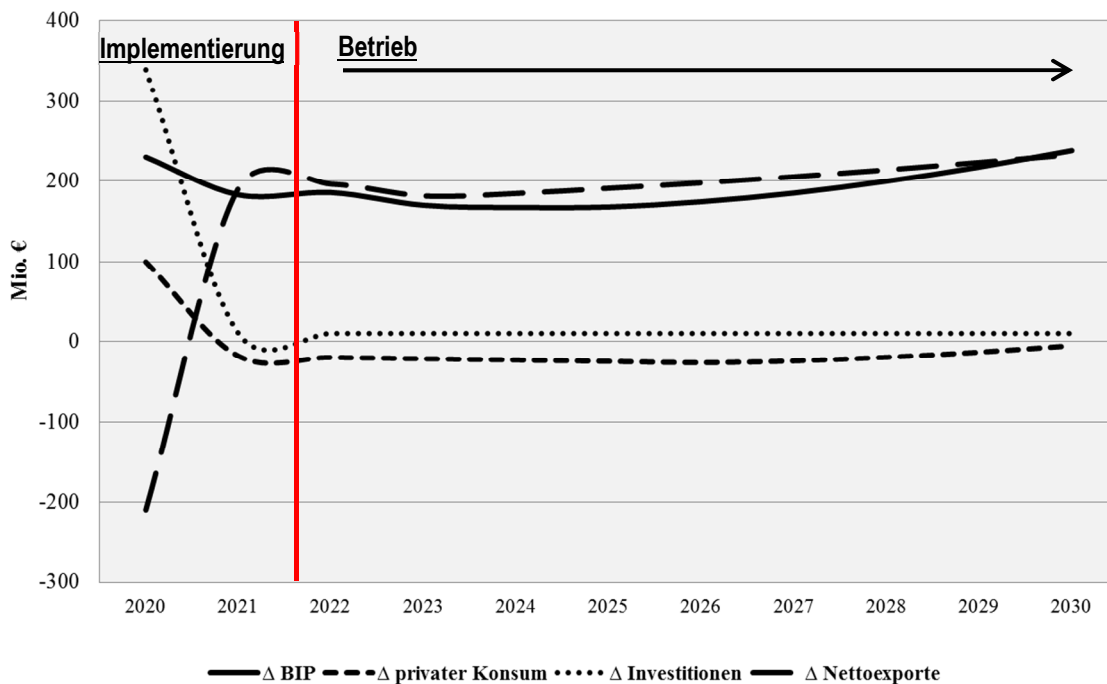


Abbildung 32: Volkswirtschaftliche Effekte in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in der Stahlproduktion - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

Anmerkung: Inklusive Mehr rundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetische + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Dezember 2019.

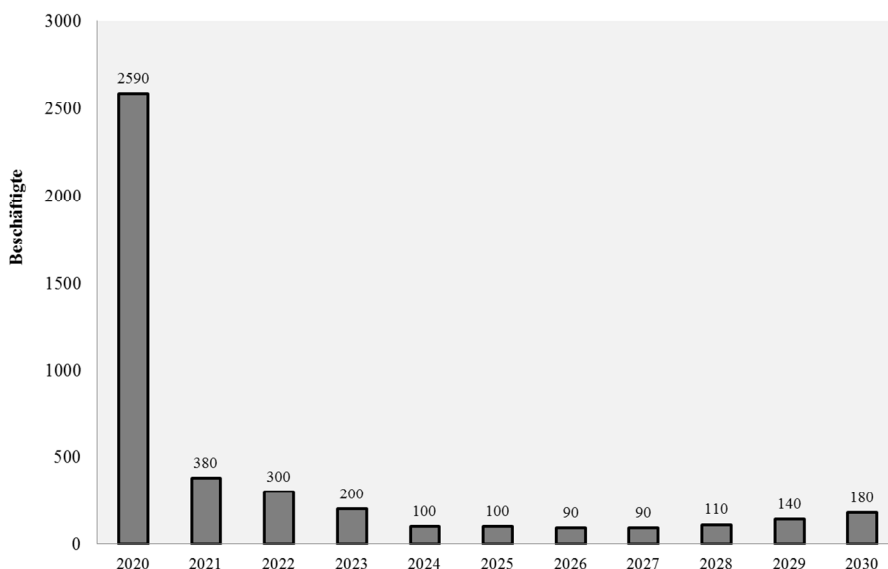


Abbildung 33: Beschäftigungseffekte in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in der Stahlproduktion - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

Anmerkung: Gerundete Werte. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, März 2019

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Im Hinblick auf 2050 werden bei der Herleitung der ex-ante-Effekte basierend auf den Simulationsergebnissen zukünftige Entwicklungen von Strom-, Hackschnitzel- und CO₂-Zertifikatspreisen, Multiplikatoreffekte auf BIP, Konsum, Investitionen und Nettoexporte sowie ein Erwartungsbereich von $\pm 10\%$ extrapolierte Werte für 2050, um Unsicherheiten abzufedern. Die kontinuierliche Substitution von fossilen Energieimporten führt zu einem Anstieg der Nettoexporte auf 244 Mio. € (± 24 Mio. €) und ist entscheidender Treiber der Entwicklungen bis 2050. Maßgeblich ausgehend von den positiven Effekten auf die Leistungsbilanz wird bis 2050 ein positiver volkswirtschaftlicher Nutzen generiert:

- 1) Anstieg des BIP um zusätzlich 282 Mio. € in 2050 (± 28 Mio. €)
- 2) Anstieg der Beschäftigung um zusätzlich 240 Beschäftigte in 2050 (± 20 Beschäftigte)

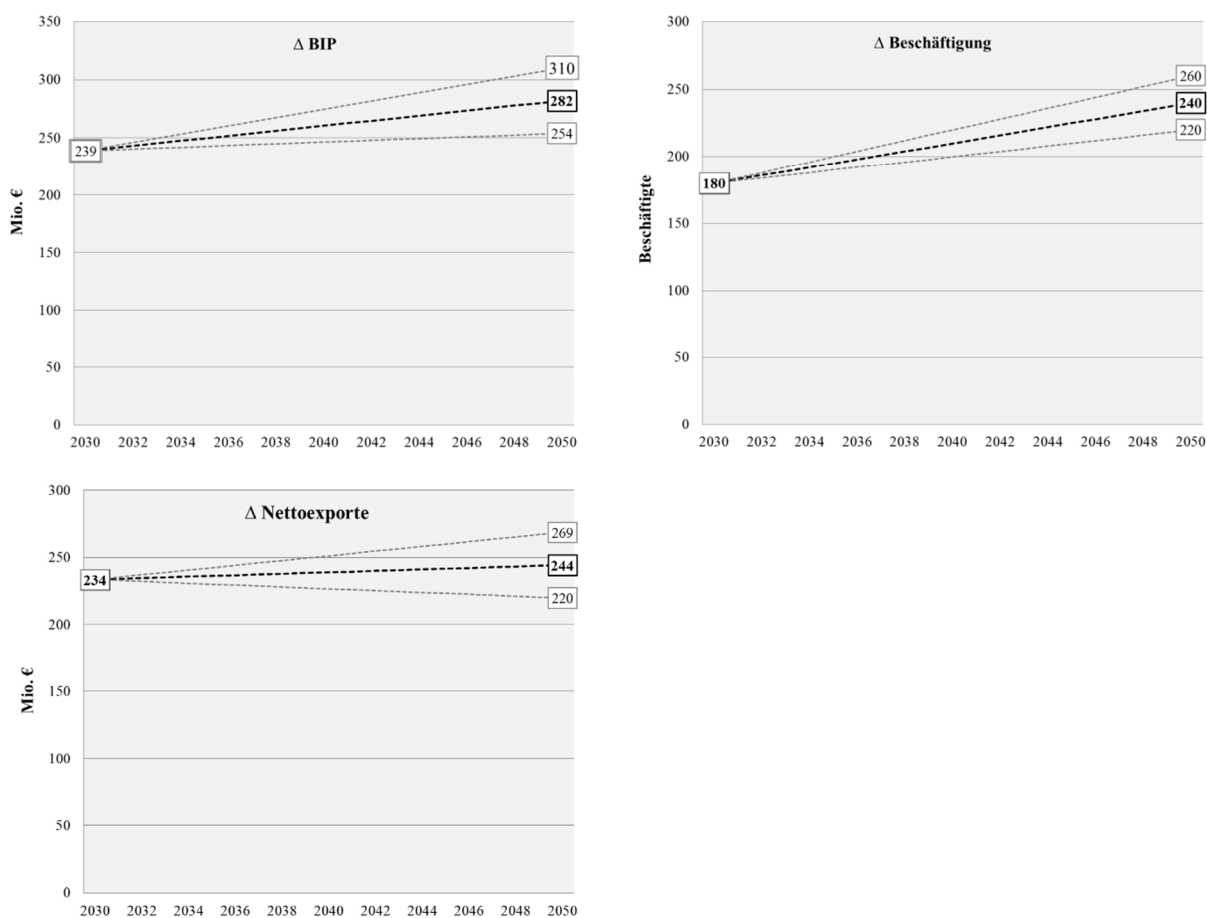


Abbildung 34: Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt, Beschäftigung und Nettoexporte bis 2050 in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in der Stahlproduktion - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

Anmerkung: Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand Ergebnissen des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Dezember 2019.

Tabelle 11: Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt, Beschäftigung und Nettoexporte bis 2050 in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in der Stahlproduktion - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“

	Bruttoinlandsprodukt	Nettoexporte	Beschäftigte
Zeitpunkt	Mio. €	Mio. €	Personen
2030	[239] 239 [239]	[234] 234 [234]	[180] 180 [180]
2040	[246] 260 [274]	[227] 239 [251]	[200] 210 [220]
2050	[254] 282 [310]	[220] 244 [269]	[220] 240 [260]

Anmerkung: Gerundete Werte. [] = Erwartungsbereich. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand Ergebnissen des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Dezember 2019.

4.2.1 Sensitivitätsanalysen

Die Annahme, dass zusätzlicher Strom- und Hackschnitzelbedarf durch inländische Produktion abgedeckt werden kann, ist ausschlaggebend für positive volkswirtschaftliche Entwicklung. Ausgehend davon werden im Folgenden Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der zusätzlichen Importmenge von Strom- und Hackschnitzel vorgenommen.

Sensitivitätsanalyse 1: Import des zusätzlichen Strom- und Hackschnitzelbedarfs zu zwei Drittel

Unter der Annahme, dass der zusätzliche Strom- und Hackschnitzelbedarf zu zwei Drittel importiert wird, ergibt sich ein negatives Bruttoinlandsprodukt aufgrund negativer Auswirkungen auf die Leistungsbilanz (Nettoexporte) durch den Anstieg von Energieträgerimporten (Strom, Hackschnitzel), welcher

- 1) die positiven Leistungsbilanzeffekte (durch Substitution von Gas zur Stahlproduktion, Nutzung überschüssiger Wärme durch HH und Industrie und Strom durch Industrie) in der Betriebsphase 2021-2030,
- 2) die zusätzlichen Investitionsimpulse in 2020 infolge der Implementierung der Elektrolyse- und Methanisierungstechnologien sowie der Biomassevergasungsanlage und
- 3) die zusätzliche Wertschöpfung der Unternehmen durch eingesparte CO₂-Zertifikate und Erlöse des Überschusses an O₂, Wärme und Strom (aus Biomasse)

überlagert.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 12: Volkswirtschaftliche Effekte in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in Stahlwerken - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“, Abdeckung des zusätzlichen Strom- und Hackschnitzelbedarfs durch Import (zu zwei Drittel)

	Bruttoinlands- produkt	Investitionen der Unterneh- men	Konsum der privaten Haushalte	Nettoexporte	Beschäftigte
Zeitpunkt	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Personen</i>
2020	230	340	100	-209	2.590
2021	-85	-7	-24	-54	130
2022	-105	-7	-26	-72	0
2023	-99	-7	-28	-63	-30
2024	-98	-7	-30	-60	-70
2025	-93	-7	-32	-54	-70
2026	-89	-7	-35	-47	-70
2027	-78	-7	-32	-39	-70
2028	-63	-7	-26	-30	-60
2029	-46	-7	-17	-21	-50
2030	-25	-7	-7	-11	-40
Ø 2020-2030	-50	24	-14	-60	210
Ø 2021-2030	-78	-7	-26	-45	-30

Anmerkung: Gerundete Werte. Inklusive Mehrrundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetische + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Dezember 2019.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

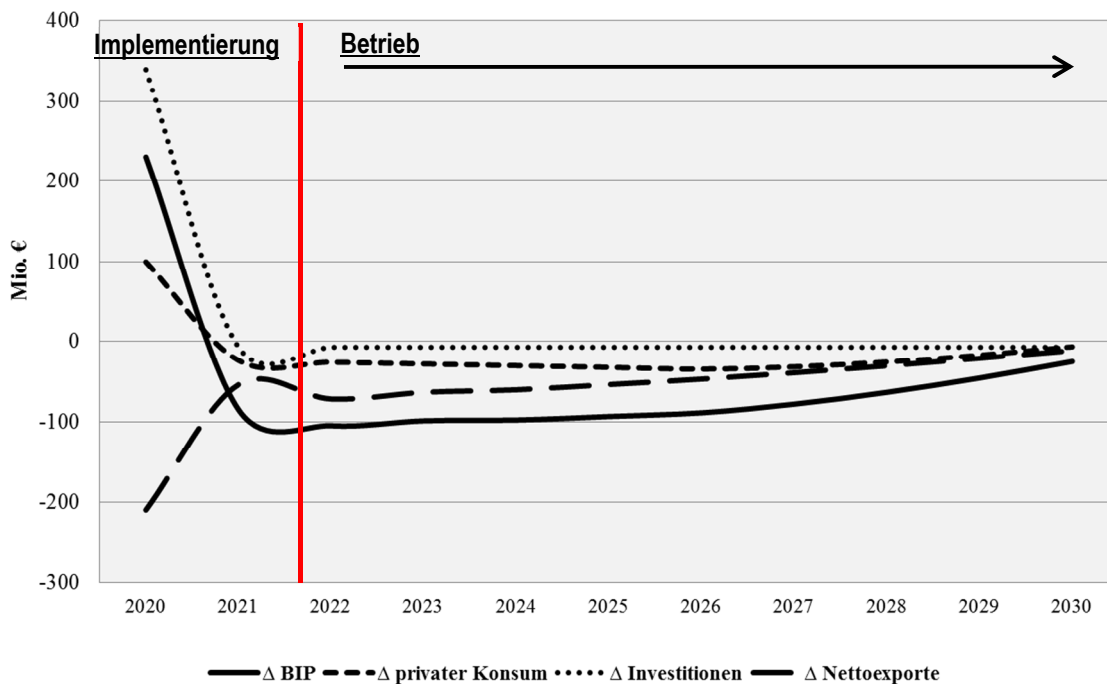


Abbildung 35: Volkswirtschaftliche Effekte in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in der Stahlproduktion - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“, Abdeckung des zusätzlichen Strom- und Hackschnitzelbedarfs durch Import (zu zwei Drittel)

Anmerkung: Inklusive Mehr rundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetische + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Dezember 2019.

Sensitivitätsanalyse 2: Import des zusätzlichen Strom- und Hackschnitzelbedarfs zur Hälfte

Zusätzlich stellt sich die Frage, bei welcher Importquote bzw. -menge vom zusätzlich benötigten Strom und Hackschnitzel die positiven volkswirtschaftlichen Effekte die negativen Effekte neutralisieren. Unter der Annahme, dass der zusätzliche Strom- und Hackschnitzelbedarf zur Hälfte importiert wird, ergibt sich ein Bruttoinlandsprodukt von durchschnittlich 3 Mio. € pro Jahr für den Zeitraum 2020-2030. Dabei entspricht die Summe

- 1) der zusätzlichen Investitionsimpulse in 2020 infolge der Implementierung der Elektrolyse- und Methanisierungstechnologien sowie der Biomassevergasungsanlage und
- 2) der zusätzlichen Wertschöpfung der Unternehmen durch eingesparte CO₂-Zertifikate und Erlöse des Überschusses an O₂, Wärme und Strom (aus Biomasse)

in etwa den Leistungsbilanzeffekten (Nettoexporte), sodass ein zusätzliches Bruttoinlandsprodukt nahe Null generiert wird.

Energieforschungsprogramm - 3. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 13: Volkswirtschaftliche Effekte in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in Stahlwerken - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“, Abdeckung des zusätzlichen Strom- und Hackschnitzelbedarfs durch Import (zur Hälfte)

	Bruttoinlands- produkt	Investitionen der Unterneh- men	Konsum der privaten Haushalte	Nettoexporte	Beschäftigte
Zeitpunkt	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Mio. €</i>	<i>Personen</i>
2020	230	340	100	-209	2.590
2021	-30	-5	-13	-13	100
2022	-46	-5	-14	-27	70
2023	-39	-5	-15	-19	30
2024	-36	-5	-16	-14	-10
2025	-30	-5	-17	-7	-10
2026	-24	-5	-19	0	-10
2027	-15	-5	-17	7	-10
2028	-4	-5	-14	15	-10
2029	9	-5	-9	23	10
2030	23	-5	-4	31	20
Ø 2020-2030	3	26	-3	-19	250
Ø 2021-2030	-19	-5	-14	0	20

Anmerkung: Gerundete Werte. Inklusive Mehrrundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetische + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Nettoeffekte.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Dezember 2019.

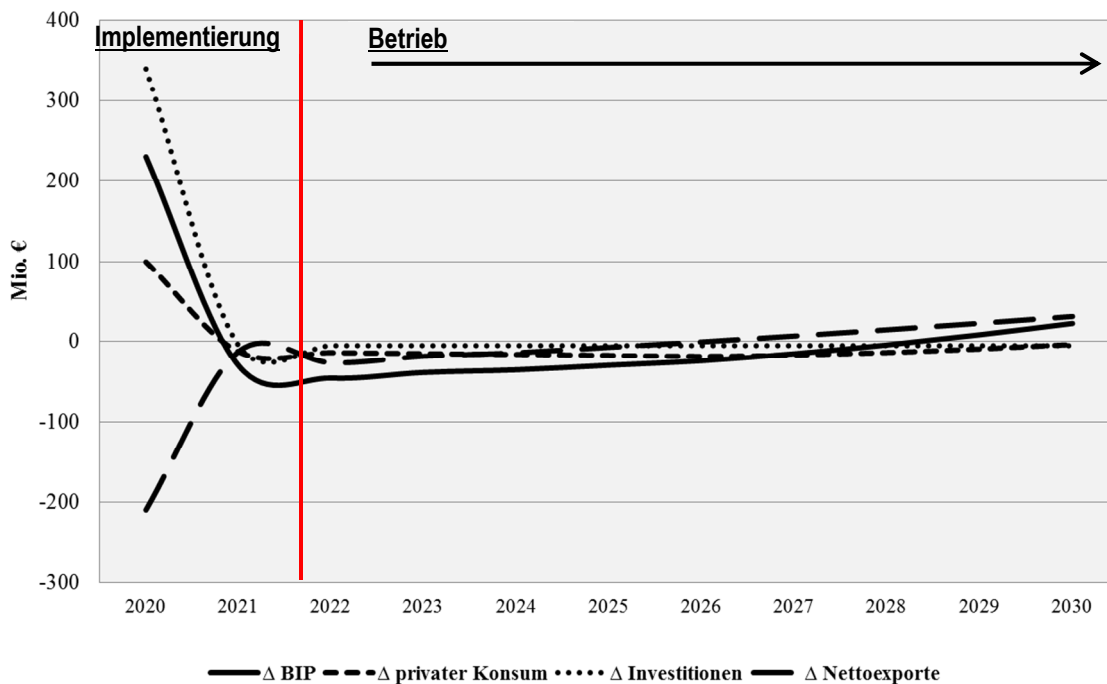


Abbildung 36: Volkswirtschaftliche Effekte in Österreich durch Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung in der Stahlproduktion - Stahlwerk Linz, Szenario 10 „100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA“, Abdeckung des zusätzlichen Strom- und Hackschnitzelbedarfs durch Import (zur Hälfte)

Anmerkung: Inklusive Mehrrundeneffekte. Konsum der privaten Haushalte = energetische + nicht-energetischer Konsum. Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe.
Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Linz, Dezember 2019.

5 Ausblick und Empfehlungen

Zehn Szenarien zur Implementierung und Betriebsweise des erwähnten „gas greening“ Systems wurden analysiert. Davon waren drei Extremwertszenarien und sieben limitierte Szenarien. In den limitierten Szenarien wurde die Nennleistung der Doppelwirbelschicht-Biomassevergasungsanlage auf ein Maximum von 100 MW_{th} beschränkt (bezogen auf eine Betriebsdauer von 8600 h/a). Für alle Szenarien wurden eine CO₂-Reduktionspotentialberechnung, eine technoökonomische sowie eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Der Fokus lag dabei auf der theoretischen Berechnung des CO₂ Reduktionspotential und den damit verbundenen Kosten bzw. den Einflussfaktoren auf die Kosten.

In Summe hat sich gezeigt, dass vor allem die Betriebskosten (Strompreis und Holzhackschnitzelpreis) den größten Einfluss auf die Gestehungskosten hatten. Die erwarteten Gestehungskosten für SNG liegen je nach Szenario zwischen 4 und 10 €/cent je kWh_{th} SNG liegen (für das Jahr 2050). Somit ist das System derzeit in der Herstellung von SNG deutlich teurer als herkömmliches fossiles Erdgas ist.

Die CO₂ Reduktionspotentialanalyse hat für alle Szenarien mit 100% Erdgassubstitutionsrate eine Reduktion um 813 kt CO_{2,eq.} pro Jahr gezeigt mit einer weiteren Möglichkeit für ein „Emissionsgreening“, das abhängig vom Szenario stark variiert hat.

Zukünftige Forschungsarbeit wäre vor allem im Bereich der technologischen und technoökonomischen Erhebung von Stickstoffabtrennungsmethoden notwendig. Außerdem müssten Gasreinigungstechnologien evaluiert werden, sofern das Einbringen von Überschuss-SNG in das Gasnetz als Option gesehen wird. Darüber hinaus sind neue Technologien zur Erzeugung von CO₂-freiem Wasserstoff neben der im Projekt betrachteten Elektrolyse mit erneuerbarem Strom sowie der Biomassevergasung dringend notwendig, da der enorme Bedarf an Wasserstoff auch mittelfristig aus diesen Quelle nicht gedeckt werden kann.

Innerhalb der volkswirtschaftlichen Bewertungen werden die Effekte durch die Einbindung erneuerbarer Energien zur Effizienzsteigerung im Stahlwerk Linz auf die österreichische Volkswirtschaft quantifiziert.

Für das betrachtete Szenario (100% Erdgassubstitution mit limitierender BVA) ergeben sich positive Effekte für die österreichische Volkswirtschaft. Im Vergleich zu einer Situation, in welcher die Einbindung Erneuerbarer zur Effizienzsteigerung nicht stattfindet, ergibt sich, vor allem durch Investitionsimpulse infolge der Implementierung der Elektrolyse- und Methanisierungstechnologien sowie der Biomassevergasungsanlage und Leistungsbilanzeffekten infolge der Reduktion der Energieimporte (Substitution von Gas zur Stahlproduktion, Nutzung überschüssiger Wärme durch HH und Industrie und Strom durch Industrie) ein positiver Beitrag für das Bruttoinlandsprodukt.

Festzuhalten ist, dass die Annahme, dass der zusätzliche Strom- und Hackschnitzelbedarf größtenteils durch inländische Produktion abgedeckt werden kann, ausschlaggebend für die positiven Entwicklungen ist.

Folgende Kernaussagen konnten über die Laufzeit des Projekts getroffen werden:

- Eine Vielzahl an Szenarien musste entwickelt werden, um die vielen Kombinationsmöglichkeiten an Anlagen- und Energieströmen abzubilden. Keine dieser Vielzahl an Szenarien erscheint auf Basis der aktuellen Ausgangssituation in den nächsten zehn Jahren als wirtschaftlich darstellbar. Für keines der Szenarien ist in absehbarer Zeit ausreichend Strom aus erneuerbaren Quellen vorhanden.
- Kokereigas wurde trotz des verhältnismäßig hohen H₂-Anteils nicht als die am besten geeignete CO_x-Quelle im Hüttenwerk identifiziert. Das ist vor allem auf die gute hütteninterne Verwertbarkeit zurück zu führen und den resultierenden grundlegenden Änderungen am Hüttenwerkprozess, falls dieses Gas aus dem Energiekreislauf entnommen wird.
- Die Betriebskosten, speziell die Stromkosten, haben den größten Einfluss auf die Gesteuerungskosten von synthetischem Methan, während die Investitionskosten kaum Einfluss haben.
- In umfangreichen experimentellen Untersuchungen konnte nachgewiesen werden, dass eine Methanisierung von Gichtgas und Tiegelgas ohne die Abtrennung des Inertgases Stickstoff technisch möglich ist. Daher kann ein Produktgas zur hüttenwerksinternen Nutzung erzeugt werden, ohne das CO₂ aus den Kuppelgasen energieintensiv abzuscheiden.
- Die Biomassevergasung hat sich als günstiger als die Elektrolyse erwiesen, jedoch ist sie bezüglich ihrer Leistung stärker eingeschränkt als zukünftige Elektrolyse/Power-to-Gas Systeme.
- Ein Betrieb der Anlage mit nachhaltigen Holzhackschnitzeln als auch mit erneuerbarem Strom ist

unumgänglich für den Betrieb der Anlage.

- Die CO₂ Emissionseinsparungen belaufen sich auf ungefähr 800 kt CO_{2,eq} pro Jahr durch die vollständige Einsparung von fossilem Erdgas.
- Ein Import der Betriebsgüter (Strom und Holzhackschnitzel) von 2/3 beeinflusst das BIP negativ.
- Mit ~10 Cent/kWh sind die Gestehungskosten vom „Gasgreening“-System im Vergleich zum fossilen Erdgas noch zu teuer. Mögliche Regulierungsmaßnahmen wäre eine Steuersenkung für erneuerbares Gas oder eine höhere Besteuerung von fossilem Erdgas.
- Für das energieintensivste Extremwertszenario (Szenario 2) wären 81 x 40t Holzhackschnitzelanlieferungen täglich, sowie der Betrieb von rund 8 Donaukraftwerken Altenwörth notwendig, um den Brennstoffbedarf für die Biomassevergasungsanlage und den Strombedarf der Elektrolyse zu decken.
- Für eine limitierte Biomassevergasungsanlage von 105 MW wären weiterhin mindestens 19 x 40t Holzhackschnitzelanlieferungen täglich notwendig, um diese zu betreiben. Zusätzlich wären für das OxySER Szenario 0,7 Donaukraftwerke Altenwörth für die Elektrolyse notwendig. Beim Leit-szenario zur Deckung des gesamten Erdgasbedarfs würde der Strombedarf weiter steigen auf ein Level von 2,4 Donaukraftwerken Altenwörth.

6 Literaturverzeichnis

- [1] J. Fuchs, A. Bartik, A. Mauerhofer, S. Müller und H. Hofbauer, „Anlagenkonzept für optimierte Betriebsparameter“ Technischer Bericht zu M7,“ 14.03.2019.
- [2] J. Fuchs, S. Müller, J. Schmid und H. Hofbauer, „A kinetic model of carbonation and calcination of limestone for sorption enhanced reforming of biomass“, *International Journal of Greenhouse Gas Contro*, Bd. 90 (2019), Nr. 102787, 2019.
- [3] M. Malicha, „Datenrecherche über Gasreinigung für SNG Produktion,“ Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften, TU Wien, 2018.
- [4] M. Malicha, Design of gas cleaning processes for SNGproduction from biogenic residues, Insitut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften: TU Wien, 2018.
- [5] L.Theiss, "Optimierte Einbindung erneuerbarer Energie in ein integriertes Hüttenwerk" Diplomarbeit, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften: TU Wien, 2017.
- [6] L. Theiss, Ergebnisdarstellung der Simulation "Biomassevergasung und Methanierung im Hüttenwerk" , Resultfile, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften: TU Wien, 2017.
- [7] S. Müller, Hydrogen from Biomass for Industry - Industrial Application of Hydrogen Production

Based on Dual Fluid Gasification, Vienna: TU Vienna, 2013.

- [8] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden und E. Standen, „Study on development of water electrolysis in the EU,“ E4tech Sàrl with Element Energy Ltd, Lousanne, Switzerland, 2014.
- [9] U. Albrecht, M. Altmann, J. Michalski, T. Raksha, W. Weindorf und Ludwik-Bölkow-Systemtechnik, „Analyse der Kosten erneuerbarer Gase,“ Ponto Press, Bochum, 2013.
- [10] T. Günther, Entwicklung einer Bewertungsmethodik zur Standortplanung und Dimensionierung von Wasserstoffanlagen, Cottbus: Technische Universität Cottbus, 2014.
- [11] R. M. Swanson, A. Platon, J. A. Satrio und R. C. Brown, „Techno-economic analysis of biomass-to-liquids production based on gasification,“ *Fuel*, Bd. 1, Nr. 89, pp. 11-19, 2010.
- [12] DACE Cost and Value, DACE Price Booklet, 32 Hrsg., Alphen aan den Rijn: Vakmedianet Bouwdata B.V., 2017.
- [13] H. Steinmüller, G. Reiter, R. Tichler, C. Friedl, M. Furtlehner, J. Lindorfer, M. Schwarz, M. Koppe, P. Biegger, A. Felder, M. Lehner, M. Harasek, A. Makaruk, M. Miltner, M. Fraubaum, M. Haider, S. Begluk, W. Gawlik, C. Maier, R. Haas und A. Ajanovic, „Power to Gas - eine Systemanalyse. Markt und Technologiescouting und -analyse,“ 2014.
- [14] enervis energy advisors GmbH, „Marktstudie zur Strompreisentwicklung 2016 - 2050,“ enervis energy advisors GmbH, Berlin, 2016.
- [15] LK Österreich, „Holzmarktbericht IV/2017,“ Landwirtschaftskammer Österreich, 2017.
- [16] D. Parra, X. Zhang, C. Bauer und M. K. Patel, „An integrated techno-economic and life cycle environmental assessment of power-to-gas systems,“ *Applied Energy*, Nr. 193, pp. 440-454, 2017.
- [17] Prognos AG, „Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose,“ Prognos AG, Basel/Cologne/Osnabrück, 2014.
- [18] E. Parliament, „DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/1,“ *Official Journal of the European Union*, 2009.
- [19] *Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz über das Verbot der geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid erlassen wird und das Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000, das Bundes-Umwelthaftungsgesetz, die Gewerbeordnung 1994 sowie das Mineralrohstoffge*, 2020.

7 Kontaktdaten

Projektleiter:

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

Institut/Unternehmen:

- Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes

Kontaktadresse:

- Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben
- Tel: +43 3842 402-5000
- Fax: +43 3842 402-5002
- Email: markus.lehner@unileoben.ac.at

Kooperationspartner:

- Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften
- Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
- K1-MET GmbH
- voestalpine Stahl GmbH
- voestalpine Stahl Donawitz GmbH