

Abschlussbericht zum Thema:

Potentialanalyse einer Power-to-Gas Anlage in der Metropolregion Nürnberg

P2GEMN

Themenfeld: Untersuchung des Potentials einer Power-to-Gas Anlage als Speicher für regenerativ gewonnener Energie zum Ausgleich von Energieüberschüssen und -defiziten.

Kontaktdaten des Projektbearbeiters:

Name: Fabio Lattanzio
Prüfer: Prof. Dr. -Ing. Matthias Popp
Korrektor: Muhamad Fadhli Bin Zulkifli
Hochschule: Technische Hochschule Nürnberg
Mart. Nr.: 2742695
Studiengang: Maschinenbau
Vertiefungsrichtung: Energietechnik
Mail: lattanziofa61144@th-nuernberg.de

Datum: _____

Unterschrift: _____

I. Inhaltliche Kurzbeschreibung des Projekts

Im Rahmen des Energietechnikprojekts der Fakultät Maschinenbau der Technischen Hochschule Nürnberg wird das Ziel einer Senkung des CO₂-Ausstoßes bis 2030 um 40% in der europäischen Metropolregion Nürnberg (EMN) untersucht. Ziel dieser Projektarbeit ist es, das Potential zu erforschen, regenerative Energieüberschüsse mithilfe einer Power-to-Gas-Anlage (PtG) in Methan umzuwandeln, um durch Rückverstromung Energiedefizite zu decken. Hierbei werden ausschließlich Energiebilanzen ausgewertet, welche sich durch den Einsatz der regenerativen Energiequellen Solar- und Windenergie ergeben. Besonders wird in dieser Arbeit auf die Rückverstromung durch Gas und Dampf-Kraftwerke (GuD) in der EMN unter energietechnischen Aspekten eingegangen. Des Weiteren sollen Möglichkeiten der Nutzung von Abwärme, die beim Methanisierungsprozess entsteht, aufgezeigt und unter energietechnischen Gesichtspunkten analysiert werden. Um diese Ziele zu erreichen, wird zu Beginn der Arbeit eine Analyse der Wetterdaten für ein schlechtes Wetterjahr durchgeführt. Unter der Voraussetzung, dass nur der Energiemix aus Solar- und Windenergie betrachtet wird, können aus jenen Wetterdaten und der Versorgungsleistung der EMN die saisonalen Energieüberschüsse und -defizite abgeleitet werden. Mit den erhaltenen Energieüberschüssen kann eine Vorhersage über die Menge des mittels PtG-Verfahren produzierten Methans getroffen werden. Die Energiedefizite dienen als Basis der zu erbringenden Leistung der Rückverstromung mittels GuD-Kraftwerk und lassen in Verbindung mit der erforderlichen Menge an Methan eine Aussage zu, ob eine PtG-Anlage eine sinnvolle Lösung zur Energiespeicherung für die EMN ist oder nicht. Mit der ermittelten Menge an Methan mithilfe des Energieüberschusses kann auch eine Aussage über das Potential der gewonnenen Abwärme während des Methanisierungsprozesses getroffen werden und welchen Nutzen diese im Sinne der KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) der EMN bringt.

II. Inhaltsverzeichnis

I.	Inhaltliche Kurzbeschreibung des Projekts	II
II.	Inhaltsverzeichnis	III
III.	Abbildungsverzeichnis	IV
IV.	Tabellenverzeichnis	IV
V.	Abkürzungsverzeichnis	IV
1.	Einführung	7
2.	Zielsetzung und Vorgehensweise	7
3.	Stand der Technik	8
3.1	Elektrolyse	9
3.2	Methanisierung (Sabatier-Prozess)	10
3.3	Rückverstromung durch ein GuD-Kraftwerk	11
3.3.1	Reaktionsgleichungen der Erdgasverbrennung in der Gasturbine	11
3.4	Der geschlossene PtG-Prozess	12
4.	Wirkungsgrade des geschlossenen PtG-Prozesses	12
4.1	Elektrolyse	12
4.2	Methanisierung	13
4.3	Speicher- und Verdichtungsverluste von Methan	14
4.4	GuD-Kraftwerk	15
4.5	Rückführungsprozesse	15
4.6	Auswertung des geschlossenen Prozesses	15
4.7	Verbrennung mit reinem Sauerstoff und Methan	17
4.7.1	Bestimmung der Verbrennungstemperatur	17
4.7.2	Massenstrombestimmung	19
5.	Überschussleistungen und Defizitphasen der EMN	21
5.1	Überschüsse und Defizite des Versorgungsszenarios des Jahres 2030	22
5.2	Überschüsse und Defizite des Versorgungsszenarios des Jahres 2050	23
5.3	Auswertung	24
6.	Nutzung der Abwärme	24
7.	Fazit	25
8.	Anhang A	A
9.	Anhang B	B
10.	Anhang C	C
11.	Literaturverzeichnis	30

III. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Der offene PtG-Prozess mit Rückversrtomung durch ein GuD-Kraftwerk	8
Abbildung 2: Investitionskosten, Wirkungsgrad und spezifischer Energieverbrauch der Elektrolysen (Dena, 2013, S.9).	9
Abbildung 3: Prinzipieller Aufbau einer Elektrolyse Anlage (Strategieplattform Power-to-Gas, o.D., Abs. 2).	10
Abbildung 4: Prinzipieller Aufbau des geschlossenen PtG-Prozesses mit Rückverstromung..	12
Abbildung 5: Geschlossener PtG Prozess mit Rückverstromung, Rückführungen und externen Zuführungen.	16
Abbildung 6: Annahmen und prinzipieller Prozess	17
Abbildung 7: Berechneter Kreislauf mit Kenngrößen	21
Abbildung 8: Dauerlinie des Energiemixes 2030 bezogen auf den Durchschnittsverbrauch über Jahresstunden.	22
Abbildung 9: Dauerlinie des Energiemixes 2050 bezogen auf den Durchschnittsverbrauch über Jahresstunden.	23

IV. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mittlere Wärmekapazitäten der rezyklierten Stoffe (Straus, 2009, Kap.5).....	19
Tabelle 2: Auswertung und produzierte Mengen.....	24
Tabelle 3: Nutzbare Abwärmeleistung der Versorgungsszenarien 2030 und 2050.....	25

V. Abkürzungsverzeichnis

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EEG	Erneuerbare -Energien Gesetz
EMN	Europäische Metropolregion Nürnberg
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
PtG	Power-to-Gas (z.dt. Energie-zu-Gas)
H ₂	Wasserstoff
CH ₄	Methangas
H ₂ O	Wasserstoff

O ₂	Sauerstoff
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
PEM-Elektrolyse	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
IGCC-Kraftwerk	Integrated Gasification Combined Cycle Kraftwerk
SNG	Synthetisches Erdgas
TWh	Terrawattstunde
kWh	Kilowattstunde
kJ	Kilojoule
MWh	Megawattstunde
K	Kelvin
Kg	Kilogramm
g	Gramm
l	Liter
H _x	Heizwert des betrachteten Stoffes x
m _{H₂V}	Verlustfrei Produzierte Wasserstoffmenge
E _{Überschuss}	Überschussenergie
E _x	Energiegehalt (x entspricht der betrachteten Komponente)
m _{H₂V}	Tatsächliche Wasserstoffmenge
η _x	Wirkungsgrad (x entspricht betrachteten Prozess)
m _{O₂}	Sauerstoffmasse
M _x	Molare Masse (x entspricht betrachteten Element)
X _x	Massenanteil in % (x entspricht betrachteten Element)
m _{CH₄}	Methanmasse
n _{CH₄}	Molmasse Methan
m _{CH₄real}	Verlustbehaftete Menge an produzierten Methan
\dot{m}_x	Massenstrom (x entspricht betrachteten Element)
θ _x	Temperatur (x entspricht betrachteten Element)
P _x	Leistung (x entspricht betrachteten Element)
p _x	Druck (x entspricht betrachteten Element)

PPDS	Physical Properties Data System (VDI Wärmeatlas, 2013, Abs. D3)
C_{p_x}	Wärme­koeffizient nach (Straus, 2009, Kap. 5) (x entspricht betrachteten Element)
C_{pm_x}	mittlerer Wärme­koeffizient (Straus, 2009, Kap. 5) (x entspricht betrachteten Element)
μ_x	Massenanteilsverhältnis (x entspricht betrachteten Element)
$\Delta\vartheta_x$	Temperaturerhöhung (x entspricht betrachteten Element)
Merra-2	Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2

1. Einführung

Das Reaktorunglück in Fukushima läutete in Deutschland die Energiewende ein. Die Bundesregierung beschloss im Jahre 2011 bis 2022 alle Atomreaktoren in Deutschland vom Netz zu nehmen. Mit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien Gesetzes (EEG) wurde eine Richtung eingeschlagen, die Bundesrepublik Deutschland zunehmend mit erneuerbaren Energien zu versorgen und Projekte diesbezüglich zu fördern. Der Umschwung auf erneuerbare Energien durch den Atomausstieg und die Ziele bis 2030 40 % weniger CO₂ zu emittieren und bis 2050 eine 100%ige regenerative Energieerzeugung zu gewährleisten, stellt die europäische Metropolregion Nürnberg (EMN), sowie die Bundesrepublik Deutschland vor ein großes Problem, nämlich die saisonale Speicherung der Energie. Die zwei größten regenerativen Energiequellen neben Biomasse sind in der EMN Windenergie und Solarenergie (Energieatlas Bayern, 2018). Diese Quellen fluktuieren jedoch je nach Wetterlage unvorhersehbar stark. Des Weiteren ist in den Wintermonaten mit einem geringeren Solarenergieertrag zu rechnen und in den Sommermonaten mit einem geringeren Windenergieertrag. Somit ergeben sich Energie-defizite und -überschüsse, die möglichst effizient, zuverlässig, schnell und kostengünstig ausgeglichen bzw. gespeichert werden müssen. Speicherpotentiale hierzulande bestehen bereits in Form von Pumpspeicherkraftwerken. Pumpspeicherkraftwerke sind jedoch ein gesellschaftliches Streitthema, da sie viel Platz benötigen und einen großen Eingriff in die Natur darstellen. Dies und die gesellschaftliche Akzeptanz schränken das Pumpspeicherpotenzial politisch stark ein. Eine weniger umwelteingreifende Methode der Energiespeicherung stellt das Power-to-Gas (PtG) Verfahren dar. Hierbei werden die unvorhersehbar fluktuierenden Energieüberschüsse mittels Elektrolyse zu Wasserstoff (H₂) verarbeitet und anschließend zu Methan (CH₄) umgewandelt. Diese Gase lassen sich verlustarm und in schon vorhandenen Speichern lagern und können dann zur Rückverstromung mithilfe eines Gas- und Dampf-Kraftwerks (GuD-Kraftwerk) herangezogen werden. Auch in weiteren Sektoren wie zum Beispiel dem Mobilitätssektor können der Wasserstoff und das synthetische Erdgas als Brennstoffe genutzt werden. Vereint man alle Vorteile, dann könnte die PtG-Technologie ein Lösungskonzept darstellen, Energieüberschüsse zu speichern und Defizitphasen auszugleichen, um somit das Ziel der EMN bis 2030 zu erreichen. Dieses Potential ist Gegenstand dieser Projektarbeit und wird im Folgenden behandelt.

2. Zielsetzung und Vorgehensweise

Das Ziel dieser Projektarbeit ist es, Antworten auf die fünf folgenden Forschungsfragen zu finden, um eine Empfehlung über das mögliche Potential einer PtG-Anlage mit anschließender Rückverstromung durch eine GuD-Anlage zum Erreichen des Zieles der EMN geben zu können. Die Forschungsfragen lauten im Einzelnen:

- Wie groß ist der Energieüberschuss der Wind- und Solarenergie in der EMN?
- Mit welchen Defizitphasen durch Nutzung von Wind- und Solarenergie muss gerechnet werden?
- Ist das Power-to-Gas Verfahren zur Rückverstromung für die EMN energietechnisch sinnvoll, um die Energiedefizite zu decken?

- Wie kann die Abwärme, die während des Methanisierungsprozesses auftritt, sinnvoll für die EMN genutzt werden?

Um diese Fragen beantworten zu können, werden zu Beginn dieser Arbeit der Stand der Technik dargelegt. Es werden die drei vorherrschenden Elektrolyse Verfahren vorgestellt und miteinander verglichen. Daraufhin wird eine Elektrolyseart ausgewählt und zur weiteren Betrachtung herangezogen. Anschließend folgt ein kurzer Einblick in das Verfahren der Methanisierung und der Rückverstromung mittels GuD-Kraftwerk. Diese Einblicke dienen dazu einen Überblick der Prozesskette zu bekommen und die anschließenden Berechnungen besser nachvollziehen zu können. Anschließend werden die Wirkungsgrade der einzelnen Bestandteile dieser Prozesskette betrachtet, um den Energiebedarf abschätzen zu können. Daraufhin wird auf einen geschlossenen PtG-Kreislauf eingegangen. D.h. es werden Rückführungen von prozessbedingten Abfällen sowie die hieraus resultierende Methanverbrennung mit reinem Sauerstoff betrachtet. Im Folgenden werden Wetterdaten für einen Mix aus Solarenergie und Windenergie für das Jahr 2014 ausgewertet, um Energieüberschüsse und -defizite in einem schlechten Wetterjahr zu erhalten. Die Wetterdaten werden durch die Kommilitonen Florian Fichtner und Julian Ochsenkiel im Rahmen der Projektarbeiten „Optimaler Mix aus regenerativen Energien der EMN 2030“ und „Optimaler Mix aus regenerativen Energien der EMN 2050“ analysiert und zur Verfügung gestellt. Anhand der ermittelten Energiebilanz und der Reaktionsgleichungen kann nun die förderbare Wasserstoff- bzw. Methanmenge errechnet werden, mit der das GuD-Kraftwerk betrieben werden kann. Hieraus ergibt sich das Potential zur Kompensation der Defizitphasen. Des Weiteren wird die sinnvolle Nutzung der Abwärme für die EMN, die während des Methanisierungsprozesses anfällt, betrachtet.

3. Stand der Technik

Wie der Name des Verfahrens es schon andeutet, wird aus Energie synthetisches Gas gewonnen. Die elektrische Energie, die für dieses Verfahren benötigt wird, wird im Rahmen dieser Arbeit aus Energieüberschüssen zur Verfügung gestellt. Die betrachteten Energieüberschüsse resultieren aus einem Strommix aus Windenergie und aus Solarenergie. Die so gewonnene

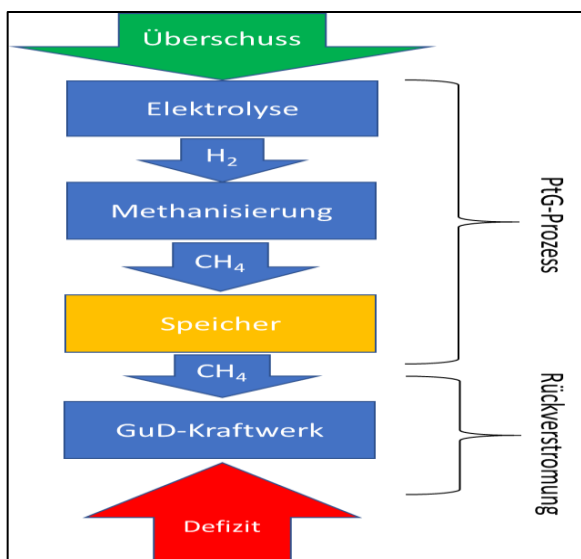


Abbildung 1: Der offene PtG-Prozess mit Rückverstromung durch ein GuD-Kraftwerk

Energie wird mittels einer Elektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt. Der erhaltene Wasserstoff wird dann durch den Sabatierprozess zu synthetischem Erdgas umgewandelt. Das nachgeschaltete GuD-Kraftwerk kann nun das Methan als Treibstoff für die Gasturbine nutzen und Strom bereitstellen, um die auftretende Defizitphase zu decken. Abbildung 1 veranschaulicht diese „offene“ Prozesskette. Im Folgenden wird nun auf die Elektrolyse, der Methanisierung und im Allgemeinen auf das GuD-Kraftwerk eingegangen, um den gesamten PtG-Prozess und die einzelnen Zusammenhänge innerhalb diesen zu veranschaulichen.

3.1 Elektrolyse

Die Wasserelektrolyse beschreibt den Vorgang der Wasserstoffherstellung. Hierbei wird Wasser (H_2O) mithilfe von Strom in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff (O_2) zerlegt. Für die technische Anwendung als Lösung für das PtG-Verfahren kommen zum heutigen Stand der Technik die drei folgenden Arten der Wasserelektrolyse in Frage:

- Die alkalische Elektrolyse
- Die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse)
- Die Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse

Die Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse wird in dieser Projektarbeit nicht weiter betrachtet, da sie nur bei Prozessen energietechnisch sinnvoll einsetzbar wäre, bei denen Hochtemperatur-Abfallwärme verfügbar wäre. Dies wäre bei nuklearen, fossilen oder konzentrierten Solarthermie Anlagen der Fall. Jedoch tragen diese Prozesse einen eher geringen Beitrag zur erneuerbaren Stromversorgung in der Zukunft bei (Bünger et al., 2014, S.30 f.). Die alkalische Elektrolyse ist Stand der Technik und wird seit Jahren im industriellen Bereich verwendet. Mit Hilfe eines Gemisches aus Kalilauge und Wasser werden in einer Zelle Wasserstoff und Sauerstoff gebildet. Die alkalische Elektrolyse läuft bei gemäßigten Temperaturen ($> 100\text{ °C}$ und gemäßigten Drücken, die zwischen dem atmosphärischen Druck und 3 MPa liegen, ab. Die PEM-Elektrolyse läuft ebenfalls bei geringen Temperaturen ab, zeigt jedoch einen höheren Betriebsdruck ($< 10\text{ MPa}$) auf (Bünger et al., 2014, S.30-31). In Abbildung 2 werden die Investitionskosten, der Wirkungsgrad bezogen auf den oberen Heizwert sowie der spezifische Energieverbrauch der PEM-Lösung und der alkalischen Lösung aufgezeigt.

Eigenschaften	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Investitionskosten	800 bis 1.500 €/kW	2.000 bis 6.000 €/kW
Wirkungsgrad bezogen auf den oberen Heizwert	67–82%	44–86%
Spezifischer Energieverbrauch	4,0 bis 5,0 kWh / Nm ³ H ₂	4,0 bis 8,0 kWh / Nm ³ H ₂

Abbildung 2: Investitionskosten, Wirkungsgrad und spezifischer Energieverbrauch der Elektrolysen (Dena, 2013, S.9).

Im Rahmen dieser Projektarbeit wird sich auf die alkalische Elektrolyse festgelegt. Wie in Abbildung 2 zu sehen, ergeben sich niedrigere Investitionskosten, sowie im Durchschnitt einen höheren Wirkungsgrad für diese Art der Wasserstoffherstellung. Des Weiteren ist die alkalische Elektrolyse ein technisch erprobtes Verfahren, das Produktionsraten von mehreren hundert Normkubikmetern pro Stunde aufweisen kann, wohingegen das PEM-Elektrolyse Verfahren lediglich bis zu zehn Normkubikmeter pro Stunde aufweist (Smolinka, 2007, S.81).

Die alkalische Elektrolyse beschreibt das Verfahren, Wasser mithilfe einer induzierten Spannung in Sauerstoff und Wasserstoff zu zerlegen. Hierbei wird in einer Zelle ein Gemisch aus Kalilauge und Wasser (Elektrolyt) an einer Anode (Pluspol) und Kathode (Minuspol) vorbeigepumpt. Die beiden Pole sind durch ein OH^- -durchlässiges Diaphragma getrennt und bestehen meist aus vernickelten Eisenblechen oder Drahtnetzen, deren Oberfläche aktiviert bzw. vergrößert ist. Durch das Anlegen von Gleichstrom fällt an der Anode reiner Sauerstoff und an

der Kathode reiner Wasserstoff an (Smolinka, 2007, S.1-4). Das verbrauchte Wasser wird kontinuierlich nachgefüllt. Abbildung 3 veranschaulicht den prinzipiellen Aufbau einer Elektrolyse Anlage mit den oben genannten Zusammenhängen.

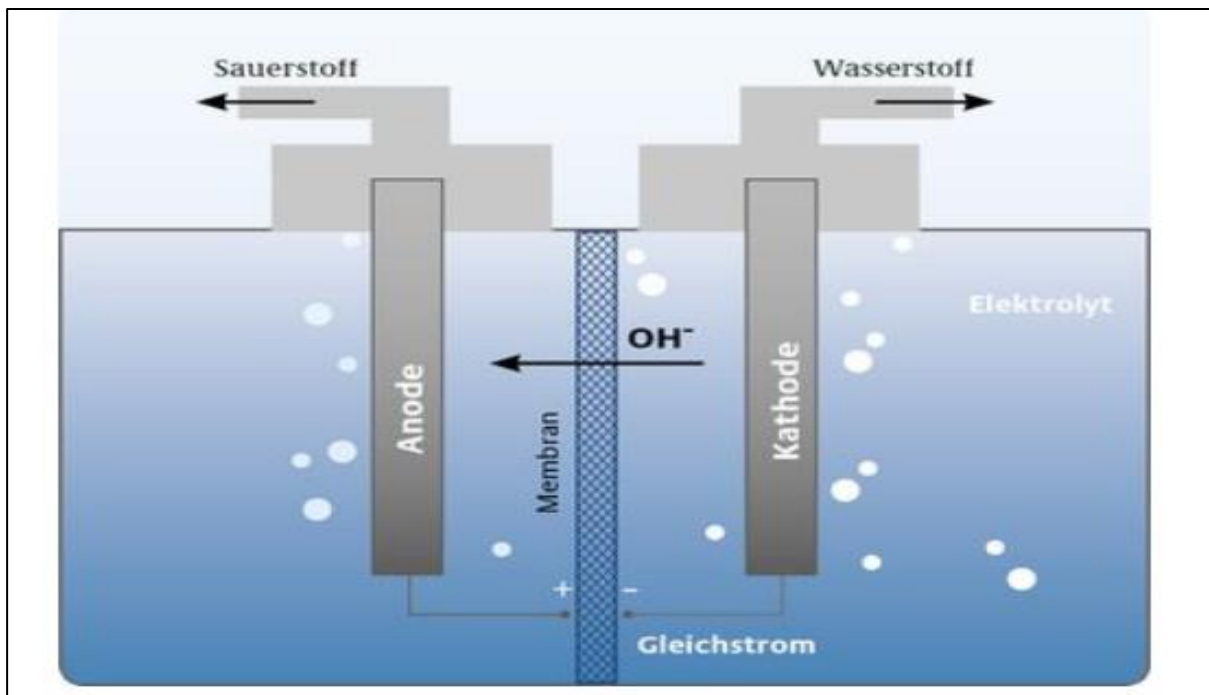
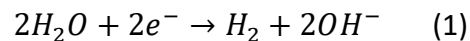
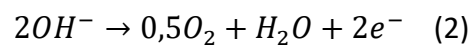


Abbildung 3: Prinzipieller Aufbau einer Elektrolyse Anlage (Strategieplattform Power-to-Gas, o.D., Abs. 2).

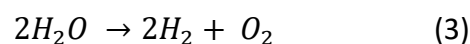
Die chemische Reaktion zur Entstehung des Wasserstoffs an der Kathode kann mit folgender Reaktionsgleichung (1) beschrieben werden. Durch anlegen des Gleichstromes entstehen an der Kathode Wasserstoff und Hydroxidionen (OH^-).



Die entstandenen Hydroxidionen diffundieren nun durch das Diaphragma und bilden durch Abgabe eines Elektrons an der Anode Sauerstoff und Wasser. Dies wird mithilfe der Reaktionsgleichung (2) beschrieben.



Die Gesamtreaktion dieser Redoxreaktion wird in Gleichung (3) dargestellt. Zwei Wasserstoffmoleküle werden zu zwei Wasserstoffatomen und elementarem Sauerstoff gespalten.



Der angefallene Wasserstoff kann nun gespeichert werden oder direkt zum Beispiel im Mobilitätssektor weiterverwendet werden. Im Rahmen dieser Projektarbeit wird der Wasserstoff zwischengespeichert, um anschließend in Methan umgewandelt zu werden. Der anfallende Sauerstoff kann im GuD-Kraftwerk zur Verbrennung genutzt werden.

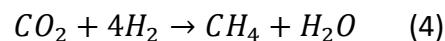
3.2 Methanisierung (Sabatier-Prozess)

Da gasförmiger Wasserstoff als sehr reaktiv und als schwer speicherbar gilt, wird der Wasserstoff direkt nach der Elektrolyse Methanisiert. Unter der Methanisierung versteht man die

Umwandlung des Wasserstoffs durch Zufuhr von CO_2 bzw. CO in Methan oder auch synthetisches Erdgas (SNG) genannt. Diese Umwandlung ist stark exotherm. SNG ist nahezu identisch mit fossilem Erdgas und kann somit ohne Mengenbegrenzung in die vorhandene Erdgasinfrastruktur integriert werden (Dena, 2013, S.10). So kann es nach der Bearbeitung in einem von den ca. 50 vorhandenen unterirdischen Erdgasspeichern in Deutschland mit einer Kapazität von etwa 220 Terrawattstunden (TWh) gespeichert werden (Altmann, 2014, S.6).

Die Methanisierung ist in zwei Verfahren aufzuteilen das chemischen Verfahren und das biologische Verfahren. Jedoch wird in dieser Arbeit nicht weiter auf das biologische Verfahren eingegangen, da es bei diesem Verfahren lediglich Abwärme Temperaturen von $40\text{ }^\circ\text{C}$ bis $70\text{ }^\circ\text{C}$ erreicht werden. Wohingegen das chemische Verfahren Abwärme Temperaturen von $200\text{ }^\circ\text{C}$ bis zu $700\text{ }^\circ\text{C}$ aufweist. Da in dieser Arbeit eine Nutzung dieser Abwärme in Betracht gezogen werden soll, wird auf das biologische Verfahren aufgrund der niedrigen Temperaturen nicht weiter eingegangen. Die Qualität des Erdgases liegt beim chemischen Verfahren bei rund 95 % (Leiblein, 2017, S.9-10).

Wie bereits erwähnt, läuft die Reaktion stark exotherm ab. Durch Zufuhr zum Wasserstoff von CO_2 bzw. CO , entsteht Methan und Wasser. Reaktionsgleichung 4 zeigt die Umwandlung von CO_2 und Wasserstoff. (Schollenberger, 2014, S.3).



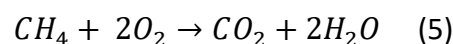
Man sieht, dass Wasser bei dieser Reaktion als Nebenprodukt abfällt. Dieses Wasser könnte man zum Elektrolyse Prozess zurückführen. Das entstandene Methan kann nun gespeichert werden.

3.3 Rückverstromung durch ein GuD-Kraftwerk

Gas- und Dampfkraftwerke sind große Kraftwerke, die mindestens eine Gasturbine und eine Dampfturbine besitzen. In der Regel wird die Gasturbine mit Erdgas befeuert und das heiße Abgas der Gasturbine dient dem Erhitzen des Dampfes für die Dampfturbine (Paschotta, 2017, Abs.1). Das zwischengespeicherte SNG aus der Methanisierung dient in Rahmen dieser Arbeit nun als Kraftstoff der Gasturbine. Des Weiteren wird der Sauerstoff der bei der Elektrolyse angefallen ist, der Verbrennung hinzugeführt, wodurch Stickoxide im Abgas entfallen.

3.3.1 Reaktionsgleichungen der Erdgasverbrennung in der Gasturbine

Die Gasturbine beruht auf dem Konzept der Luftverdichtung mit anschließender Expansion. Die Expansion der Luft, die durch die Turbine strömt, erfolgt durch die Verbrennung des Methans in einer Brennkammer. Die Verbrennung des Methans folgt folgender Reaktionsgleichung (5):



Wie aus Gleichung (5) hervorgeht, fallen bei der Verbrennung von Methan mithilfe vom reinen Sauerstoff der Elektrolyse Kohlendioxid und Wasser an. Das Kohlendioxid und das Wasser können über eine Entwässerung gespeichert werden und den Prozessen Elektrolyse und Methanisierung hinzugeführt werden. Um eine Überhitzung der Brennkammer durch Verwendung reinen Sauerstoffs bei der Verbrennung zu vermeiden, müssten erhebliche Mengen Rauchgas in der Turbine rezykliert werden (Fitzer & Siegel, 1975, S.571).

3.4 Der geschlossene PtG-Prozess

Der offene Prozess wurde in Abbildung 3 bereits erläutert. Der Unterschied zum geschlossenen Prozess liegt darin, die abfallenden Produkte aus den einzelnen Prozessschritten sinnvoll zu nutzen, indem diese dem Prozess wieder zugeführt werden. Abbildung 4 visualisiert den schematischen Aufbau und die Zusammenhänge der Prozesse. Wie Abbildung 4 entnommen werden kann, hat sich der prinzipielle Aufbau nicht verändert. Die Elektrolyse bildet den Einstieg in den Prozess. Wie in Kapitel 3.1.1 bereits erwähnt, fällt hier neben Wasserstoff auch Sauerstoff (O_2) an. Dieser Sauerstoff kann zwischengespeichert werden und bei der Rückverstromung durch das GuD-Kraftwerk die Verbrennung des Methans in der Gasturbine unterstützen. Die auf die Elektrolyse folgende Methanisierung bildet neben Methan auch elementares Wasser und auch bei der Verbrennung von Methan bildet sich Wasser, das der Elektrolyse nach einer Speicherung wieder zugeführt werden kann. Die Verbrennung in der Gasturbine mit Methan und Sauerstoff bildet neben Wasser auch Kohlenstoffdioxid, welches ebenfalls in einen Speicher umgeleitet und der Methanisierung zugeführt werden kann. Diese Maßnahmen führen dazu, externe Quellen für diese Stoffe zu vermeiden und die damit verbundenen Wirkungsgradverluste zu minimieren. Eine detaillierte Betrachtung dieses Prozesses erfolgt im nächsten Kapitel.

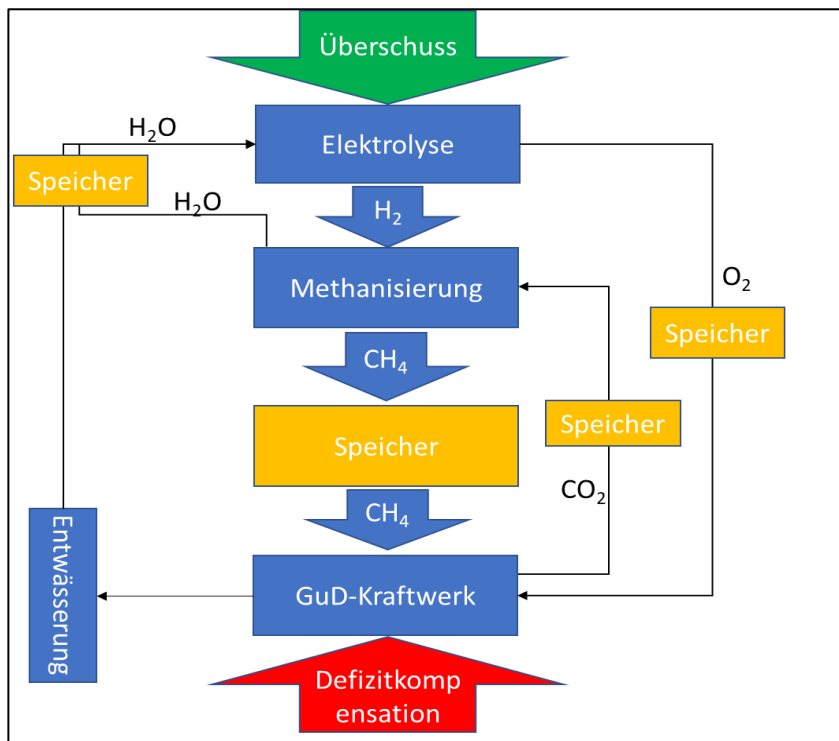


Abbildung 4: Prinzipieller Aufbau des geschlossenen PtG-Prozesses mit Rückverstromung.

4. Wirkungsgrade des geschlossenen PtG-Prozesses

Das in Abbildung 4 vorgestellte Prinzip des geschlossenen PtG-Prozesses soll nun anhand der Reaktionsgleichungen der Einzelkomponenten des Systems analysiert werden. Hierzu wird vorerst angenommen, dass eine Überschussleistung von 1 Kilowattstunde (kWh) in das System geführt wird. 1 kWh entsprechen 3600 Kilojoule (kJ).

4.1 Elektrolyse

Nimmt man den Heizwert von Wasserstoff (H_{H_2}) mit $120 \frac{kJ}{g}$ an und die Überschussenergie mit 3600 kJ, so kann die verlustfreie produzierte Wasserstoffmenge (m_{H_2V}) mit Gleichung (6) berechnet werden (Grote & Feldhusen, 2011, S.48).

$$m_{H_2V} = \frac{E_{\text{Überschuss}}}{H_{H_2}} = \frac{3600 \text{ kJ}}{120 \frac{\text{kJ}}{\text{g}}} = \mathbf{30g} \quad (6)$$

Betrachtet man nun eine Verlustbehaftete Elektrolyse, bei der nicht jedes Wassermolekül gespalten wird und nimmt einen Wirkungsgrad des Elektrolyse Prozesses von 67 % ($\eta_{\text{Elektrolyse}}$) an, so kommt man nach Gleichung (7) auf die tatsächlich entstandene Wasserstoffmenge (m_{H_2}) (Dena, 2013, S.9).

$$m_{H_2} = m_{H_2V} * \eta_{\text{Elektrolyse}} = 30g * 0,67 = \mathbf{20g} \quad (7)$$

Über den Heizwert des Wasserstoffs kann nun auf den Energiegehalt der produzierten Menge Wasserstoff geschlossen werden, wie Gleichung (8) veranschaulicht.

$$E_{H_2} = H_{H_2} * m_{H_2} = 120 \frac{\text{kJ}}{\text{g}} * 20g = \mathbf{2400 \text{ kJ}} \quad (8)$$

Um die entstandene Menge Sauerstoff (m_{O_2}) zu berechnen, wurde der Molare Massenanteil vom Sauerstoff im Wasser bestimmt. Sauerstoff hat eine Molare Masse von etwa $16 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$ und Wasserstoff $1 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$. Wasser bildet sich aus zwei Wasserstoffatomen und einem Sauerstoffatom. Gleichung (9) drückt diese Beziehungen aus.

$$m_{O_2} = \frac{M_{O_2}}{2 * M_{H_2}} * m_{H_2} = \frac{16}{2} * 20g = \mathbf{160g} \quad (9)$$

Die erforderliche Wassermenge ($m_{H_2O_{\text{erforderlich}}}$), die für 20g Wasserstoff benötigt wird, berechnet sich im Sinne der Massenbilanz nach Gleichung (10).

$$m_{H_2O} = m_{H_2} + m_{O_2} = 20g + 160g = \mathbf{180g} \quad (10)$$

Aus der Elektrolyse gehen folglich 20 g Wasserstoff mit einem Energiegehalt von 2400 kJ und 1160 g Sauerstoff hervor, hierfür werden 180 g Wasser benötigt. Die Speicherung und der Transport des Sauerstoffs werden im Rahmen dieser Projektarbeit als verlustfrei betrachtet.

4.2 Methanisierung

Aus der vorhergegangenen Elektrolyse stehen bei 1 kWh Überschussleistung 20 g Wasserstoff zur Verfügung. Aus Reaktionsgleichung (4) geht hervor, dass aus 1 mol Wasserstoff und $\frac{1}{4}$ mol Kohlenstoffdioxid $\frac{1}{4}$ mol Methan sowie $\frac{1}{2}$ mol Wasser entstehen. Die Molare Masse von Methan beträgt $16 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$ und die von einem Wasserstoffatom $1 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$. Gleichung (11) zeigt die Massenbilanz für dieses Verhältnis und liefert die produzierte Methanmenge.

$$m_{CH_4} = \frac{M_{C,H_4}}{M_{H_4}} * \frac{m_{H_2}}{2} = \frac{16}{4} * \frac{20}{2} g = \mathbf{40g} \quad (11)$$

Das erforderliche Kohlenstoffdioxid berechnet sich mit der molaren Kohlenstoffmasse, Methanmasse und der Methanmenge nach Gleichung (12).

$$m_{CO_2} = \frac{M_{CO_2}}{M_{CH_4}} * m_{CH_4} = \frac{44}{16} * 40g = \mathbf{110g} \quad (12)$$

Die produzierte Wassermenge berechnet sich durch molare Masse des Wassers, der molaren Masse des Methans und der Methanmenge nach Gleichung (13).

$$m_{H_2O} = \frac{M_{H_2O}}{M_{CH_4}} * m_{CH_4} = \frac{36}{16} * 40g = \mathbf{90g} \quad (13)$$

Mit dem Heizwert von Methan (H_{Methan}) von $50 \frac{kJ}{g}$ und der produzierten Methanmenge lässt sich der Energiegehalt (E_{CH_4}) für die Verbrennung von Methan nach Gleichung (14) berechnen (Hahne, 2010, S.406).

$$E_{CH_4} = H_{Methan} * m_{CH_4} = 50 \frac{kJ}{g} * 40g = \mathbf{2000kJ} \quad (14)$$

Mit dem Energiegehalt des produzierten Methans und des eingehenden Wasserstoffs lässt sich nun der theoretische Wirkungsgrad $\eta_{Sabatierth}$ der Reaktion mit Gleichung (15) berechnen.

$$\eta_{Sabatierth} = \frac{E_{CH_4}}{E_{H_2}} = \frac{2000 kJ}{2400 kJ} = \mathbf{0,83} \quad (15)$$

Der theoretische Wirkungsgrad der Methanisierung beträgt 83 %. Da bei dieser Rechnung jedoch keine Verluste, wie zum Beispiel nicht vollständige Umwandlungen zu Methan etc. beachtet wurden, wird ein realer Wirkungsgrad ($\eta_{Methanreal}$) von 75 % angenommen (Bremer Energie Institut, 2014, Abs. 3). Gleichung (17) ergibt die technisch umgewandelte Menge Methan (m_{CH_4real}) bei einem Wirkungsgrad von 75 % und Gleichung (16) den tatsächlichen Energiegehalt (E_{CH_4real}) des produzierten Methans.

$$E_{CH_4real} = \eta_{Methanreal} * E_{H_2} = 0,75 * 2400 kJ = \mathbf{1800 kJ} \quad (16)$$

$$m_{CH_4real} = \frac{E_{CH_4real}}{H_{Methan}} = \frac{1800 kJ}{50 \frac{kJ}{g}} = \mathbf{36g} \quad (17)$$

Nach der verlustbehafteten Methanisierung erhält man 36 g Methan mit einem Energiegehalt von 1800 kJ. Für weitere Berechnungen wird davon ausgegangen, dass die produzierten Wassermengen, sowie benötigte Kohlenstoffdioxidmengen nicht verlustbehaftet sind.

4.3 Speicher- und Verdichtungsverluste von Methan

Das Methan soll nach der Produktion gespeichert werden. Entweder das Methan wird in einem von den ca. 50 vorhandenen unterirdischen Erdgasspeichern in Deutschland mit einer Kapazität von etwa 220 Terrawattstunden (TWh) gespeichert oder es wird ein Speicher, der möglichst nahe des GuD-Kraftwerks liegt, errichtet, um Transportverluste zu minimieren (Altmann, 2014, S.6). Die Verdichtung und der Speicher können mit einem Wirkungsgrad $\eta_{Speicher}$ von 98,5 % gerechnet werden (Zapf, 2017, S.210). Nach Gleichung (18) ergibt sich die Energiemenge $E_{Speicher}$, die dem GuD-Kraftwerk zugeführt werden kann, nach der Speicherung.

$$E_{Speicher} = \eta_{Speicher} * E_{CH_4real} = 0,985 * 1800 = \mathbf{1773 kJ} \quad (18)$$

Methanverluste werden hier nicht berücksichtigt, da der Methanverlust bei der Speicherung bei etwa 1 % liegt (Zapf, 2017, S.210).

4.4 GuD-Kraftwerk

Die Verbrennung von Methan in der Gasturbine im geschlossenen Kreislauf wie in Kapitel 3.3.1 vorgestellt, erfolgt ausschließlich mit reinem Sauerstoff und Methan. Diese beiden Komponenten werden in der Brennkammer zu Wasser und Kohlenstoffdioxid verbrannt, wie der Reaktionsgleichung (5) zu entnehmen ist. Aus der Methanisierung sind mit einem realen Wirkungsgrad von 75 % etwa 33 g Methan produziert worden. Betrachtet man moderne GuD-Kraftwerke, so können Wirkungsgrade von bis zu 60 % erzielt werden (Paschotta, 2017, Abs.1). Mit dem Energiegehalt des Methans nach der Speicherung und dem GuD Wirkungsgrad (η_{GUD}) kann die erreichbare Energiemenge der Rückverstromung nach Gleichung (19) berechnet werden.

$$E_{erreichbar} = E_{Speicher} * \eta_{GUD} = 1773 \text{ kJ} * 0,6 = \mathbf{1063,8 \text{ kJ}} \quad (19)$$

Hieraus folgt, dass mit 1 kWh Überschussleistung mit Rückverstromung durch ein modernes GuD-Kraftwerk 1063,8 kJ oder 0,295 kWh Leistung erreicht werden können. Dies würde einen Prozesswirkungsgrad $\eta_{Prozess}$ von 29,5 % entsprechen.

4.5 Rückführungsprozesse

Um eine weitere Senkung des Wirkungsgrades durch externe CO₂-Gewinnung oder Wasserzufuhr zu vermeiden, wird eine Rückführung der im Prozess entstandenen „Abfälle“ untersucht. Nach Reaktionsgleichung (5) verbrennen Methan und Sauerstoff zu Kohlenstoffdioxid und Wasser. Die benötigte Menge Sauerstoff (m_{O2B}) zum Verbrennen von 36 g Methan wird mit Gleichung (20) berechnet.

$$m_{O2B} = \frac{n_{O2} * M_{O2}}{M_{CH4}} * m_{CH4real} = \mathbf{144g} \quad (20)$$

Die zur Verbrennung erforderliche Sauerstoffmenge beträgt 144 g. Diese Menge kann mit der während der Elektrolyse produzierten Sauerstoffmenge von 160 g gedeckt werden. Das Produkt der Verbrennung von Methan und Sauerstoff besteht aus Wasser und Kohlenstoffdioxid. Die produzierte Kohlendioxidmenge (m_{CO2B}) und Wassermenge (m_{H2O}) mit 36 g Methan werden in den Gleichungen (21) und (22) bestimmt.

$$m_{CO2} = \frac{n_{CO2} * M_{CO2}}{M_{CH4}} * m_{CH4real} = \mathbf{99g} \quad (21)$$

$$m_{H2O} = \frac{n_{H2O} * M_{H2O}}{M_{CH4}} * m_{CH4real} = \mathbf{81g} \quad (22)$$

4.6 Auswertung des geschlossenen Prozesses

Während der Verbrennung fallen 99 g CO₂ an. Hiermit wird der Bedarf der Methanisierung von 110 g nicht vollständig gedeckt, verringert jedoch den Aufwand der CO₂ Beschaffung erheblich. Das fehlende Kohlenstoffdioxid könnte über Biomasseanlagen gedeckt werden, wodurch im Wirkungsgrad der Methanisierung keine großen Einbußen auftreten würden. Die 81 g Wasser, die während der Verbrennung anfallen, ergänzend mit den 90 g Wasser, die bei der Methanisierung produziert werden, ergeben insgesamt 171 g Wasser, die der Elektrolyse zugeführt werden können. Dies würde ebenfalls die benötigten 180 g nicht decken, jedoch

den Aufwand der Wasserbeschaffung erheblich verringern. Abbildung 5 zeigt die Zusammenfassung des Kapitels mit den errechneten Größen und Wirkungsgraden.

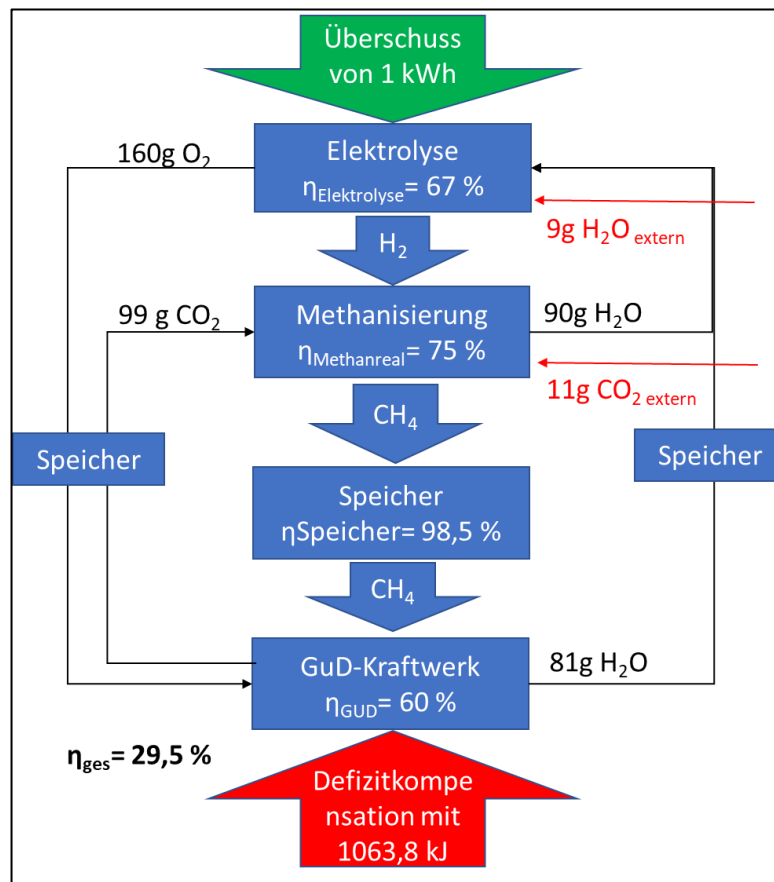


Abbildung 5: Geschlossener PtG Prozess mit Rückverstromung, Rückführungen und externen Zuführungen.

Aus 1 kWh Überschussleistung werden 0,295 kWh Leistung generiert, um die auftretende Defizitphase zu decken. Dabei fallen 180 g Sauerstoff bei der Elektrolyse an, die in die Verbrennung geleitet werden. Das hier anfallende Kohlenstoffdioxid (99 g) und Wasser (81 g) werden in die Methanisierung und Elektrolyse zurückgeleitet. Das bei der Methanisierung abgeschiedene Wasser (90 g) wird der Elektrolyse zugeführt. Aus diesen Zusammenhängen ergibt sich ein externer Zufluss von 0,009 l (Liter) Wasser und 11 g CO_2 , die pro kWh dem System zugeführt werden müssen. Die Abspaltung des CO_2 bzw. Wassers aus dem Rauchgas der Verbrennung im GuD-Kraftwerk wird im folgenden Kapitel behandelt. Auf eine traditionelle Kohlenstoffdioxidabspaltung durch z.B. das Post-Combustion-Capture wird hier verzichtet, da dies oft eine Wirkungsgradsenkung um 10 % des GuD-Kraftwerks zur Folge hat (Paschotta, 2017, Abs.3).

4.7 Verbrennung mit reinem Sauerstoff und Methan

Die Herausforderung bei der Verbrennung von reinem Sauerstoff und Methan, um Stickoxide zu vermeiden, ist die maximale Temperatur der Brennkammer der Turbine. Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff würde die heutzutage maximalen Temperaturen von 1500 °C übersteigen und die Anlage zerstören (Paschotta, 2017, Abs.4). Um eine Zerstörung zu vermeiden und ohne Stickoxide zu produzieren, müsste ein Rauchgas bestehend aus Wasser und Kohlenstoffdioxid rezykliert werden, der die Temperatur im Brennraum senkt. Verbrennungen mit reinem Sauerstoff und rezyklierten Rauchgasströmen wurden großtechnisch z.B. im IGCC-Kraftwerk (Integrated Gasification Combined Cycle) Puertollano umgesetzt (Pardemann, 2010, S.6). Im Folgenden wird für das betrachtete PtG-System der theoretische Massenstrom (\dot{m}_{rezi}) berechnet, der notwendig wäre, um bei dieser Temperatur verbrennen zu können. Um dies zu erreichen, wurden Annahmen getroffen. Abbildung 6 veranschaulicht diese und den prinzipiellen Prozess der Verbrennung und Rückführung.

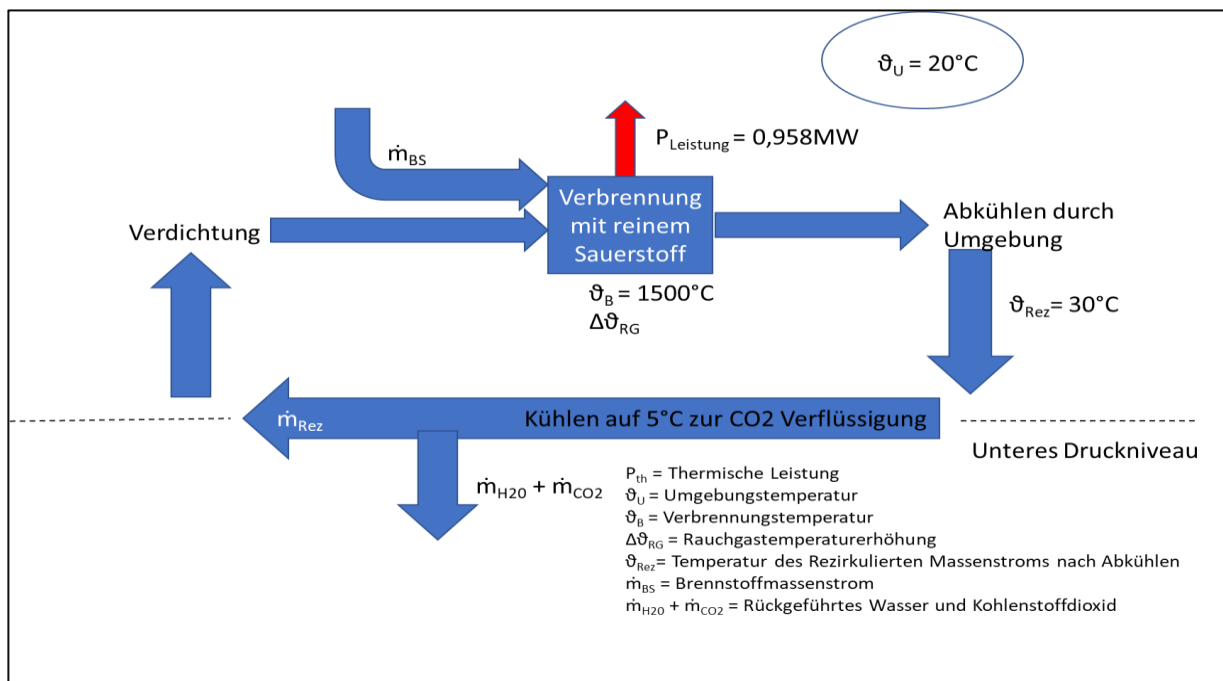


Abbildung 6: Annahmen und prinzipieller Prozess

Damit eine Aussage über den benötigten Massenstrom getroffen werden kann, wurde im folgenden Kapitel die Verbrennungstemperatur annäherungsweise bestimmt. Die Berechnungen stützen sich auf ein von Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp erstelltes Excel-tool, welches in Anhang A bis C als ausgedruckte Variante zur Verfügung gestellt wurde. Es wird darauf hingewiesen, dass die verwendeten PPDS Gleichungen für die verwendeten hohen Drücke und Temperaturen ausreichende Genauigkeiten liefern. Die Ergebnisse sind als grobe Näherung zu verstehen.

4.7.1 Bestimmung der Verbrennungstemperatur

Für eine thermische Leistung (P_{th}) von angenommenen 0,958 MW (Megawatt) wird aus dem Heizwert (H_{CH_4}) aus den vorherigen Kapiteln der Massenstrom \dot{m}_{BS} berechnet. Gleichung (23) veranschaulicht dies.

$$\dot{m}_{\text{BS}} = \frac{P_{\text{th}}}{H_{\text{CH}_4}} = \frac{0,958 \text{ kJ/s}}{50 \text{ kJ/kg}} = \mathbf{0,01916 \text{ kg/s}} \quad (23)$$

Pro Megawatt werden ca. 0,02 kg/s Brennstoff benötigt. Die hierfür benötigte Sauerstoffmenge μ_{O_2} pro Kilogramm Methan berechnet sich aus dem Molaren Massenverhältnis von Methan und Sauerstoff. Dies wird nach Gleichung (24) berechnet.

$$\mu_{O_2} = \frac{n_{O_2} M_{O_2}}{M_{CH_4}} = \mathbf{3,99} \frac{kg\ O_2}{kg\ CH_4} \quad (24)$$

Der hieraus resultierende Sauerstoffmassenstrom \dot{m}_{O_2} kann mithilfe dieses Verhältnisses und des Brennstoffmassenstromes nach Gleichung (25) berechnet werden.

$$\dot{m}_{O_2} = \mu_{O_2} * \dot{m}_{BS} = \mathbf{0,076\ kg/s} \quad (25)$$

Der Kohlendioxidanteil und der Wasseranteil im Rauchgas zum Brennstoff können mithilfe der Molaren Massen von Wasser und Kohlenstoffdioxid nach Gleichung (26) und (27) bestimmt werden.

$$\mu_{CO_2} = \frac{n_{CO_2} M_{CO_2}}{M_{CH_4}} = \mathbf{2,75} \frac{kg\ CO_2}{kg\ CH_4} \quad (26)$$

$$\mu_{H_2O} = \frac{n_{H_2O} M_{H_2O}}{M_{CH_4}} = \mathbf{2,25} \frac{kg\ H_2O}{kg\ CH_4} \quad (27)$$

Hieraus lassen sich wie in Gleichung (25) die Massenströme bezogen auf den Brennstoffmassenstrom bestimmen. Der Kohlenstoffdioxidmassenstrom (\dot{m}_{CO_2}) beträgt 0,055 kg/s und der Wassermassenstrom (\dot{m}_{H_2O}) beträgt 0,044 kg/s. Der Rauchgasmassenanteil μ_{RG} kann durch Addition der Massenanteile von Kohlenstoffdioxid und Wasser nach Gleichung (28) bestimmt werden.

$$\mu_{RG} = \mu_{H_2O} + \mu_{CO_2} = \mathbf{5} \frac{kg\ RG}{kg\ CH_4} \quad (28)$$

Somit ergeben sich die Massenanteile von Sauerstoff (X_{O_2}) und CO_2 (X_{CO_2}) im Rauchgas nach zu $X_{CO_2} = 0,55$ und $X_{H_2O} = 0,45$.

Um nun die adiabate Verbrennungstemperatur zu ermitteln, wurden die mittleren Cp-Koeffizienten von Wasser und Kohlenstoffdioxid bestimmt. Bei einer vorerst angenommenen Verbrennungstemperatur von 5794,5 °C bestimmen sich die mittleren Cp-Koeffizienten zu $Cp_{CO_2} = 1136,2\ J/kgK$ und $Cp_{H_2O} = 2469,5\ J/kgK$ (VDI Wärmeatlas, 2013, S.405). Nach Gleichung (29) lässt sich nun der mittlere Cp-Koeffizient des Rauchgases (Cpm_{RG}) bestimmen.

$$Cpm_{RG} = X_{CO_2} * Cpm_{CO_2} + X_{H_2O} * Cpm_{H_2O} = \mathbf{1737\ J/kgK} \quad (29)$$

Mit dem Cpm-Wert des Rauchgases, dem Rauchgasmasseanteil und dem Heizwert von Methan kann nun die Temperaturerhöhung des Rauchgases ($\Delta\vartheta_{RG}$) nach Gleichung (30) bestimmt werden.

$$\Delta\vartheta_{RG} = \frac{H_{Methan}}{Cpm_{RG} * \mu_{RG}} = \frac{50\ MJ/kg}{1737,4 \frac{J}{kgK} * 5} = \mathbf{5774,5\ ^\circ C} \quad (30)$$

Mit der Umgebungstemperatur ϑ_U von 20 °C ist die Differenz zum geschätzten Wert gleich null. Das Rauchgas erwärmt sich während der Verbrennung um 5794,5 °C und Methan und Sauerstoff werden bei 20 °C der Verbrennung hinzugeführt. Somit ergibt sich eine adiabate Verbrennungstemperatur von 5774,5 °C. Diese Temperatur liegt weit über den verträglichen 1500 °C der Brennkammer einer Gasturbine.

4.7.2 Massenstrombestimmung

Um nun den erforderlichen Massenstrom \dot{m}_{rezi} zu berechnen, wurde vorerst über iteratives Verfahren die Rezirkulationsgasmenge (μ_{Rezann}) bezogen auf den Brennstoff von 21,1 angenommen. Mit der Rezirkulationsgasmenge wird im Folgenden bewiesen, dass diese ausreicht, um die maximale Temperatur in der Brennkammer zu halten. Durch aufsummieren von μ_{RGann} mit dem Rauchgasmasseanteil μ_{RG} kann der Brennraumdurchsatz μ_{BRD} von 26,1 errechnet werden.

Eine weitere Annahme die getroffen wurde ist, dass die Partialdrücke des CO₂ und des Wassers bei der Verflüssigungstemperatur des Kohlenstoffdioxids von 5 °C (ϑ_{CO_2}) das untere Druckniveau (p_{Basis}) des Prozesses liefern. Es wird dabei davon ausgegangen, dass der Brennstoff, der Sauerstoff und das Rezirkulationsgas eine Mischtemperatur einnehmen. Um diese Mischtemperatur berechnen zu können, wurden zunächst einige Parameter bestimmt.

Der Cp-Wert von Methan (Cp_{CH_4}) beträgt annäherungsweise bei Umgebungstemperatur 2225,5 J/kgK und der CP-Wert des Sauerstoffs (Cp_{O_2}) bei 918,4 J/kgK. (VDI Wärmeatlas, 2013, S.405). Hieraus kann die zugeführte brennstoffbezogene Wärmekapazität (Cp_{zu}^*) nach Gleichung (31) berechnet werden.

$$Cp_{zu}^* = Cp_{CH_4} * 1 + Cp_{O_2} * \mu_{O_2} = 5887,6 \text{ J/kgK} \quad (30)$$

Die Cp-Werte des Kohlenstoffdioxids und des Wasserdampfes bei der Rauchgastemperatur von 30 °C nach der Abkühlung durch die Umgebungsluft liegen für CO₂ bei 848,9 J/kgK und für H₂O bei 1869,0 °C. Der partielle Sättigungsdruck des Wasserdampfes beim Abkühlen auf Verflüssigungstemperatur des CO₂ und der Wasserabscheidung (p_{sH_2O}) wurde zu 0,00872 bar bestimmt. Der partielle Sättigungsdruck des Kohlenstoffdioxids (p_{sCO_2}) bei dessen Verflüssigung berechnet sich zu 39,69 bar. Durch Aufsummieren dieser beiden Werte ergibt sich der Gesamtdruck des Rauchgases (p_{RG}) nach der Kühlung auf Verflüssigungstemperatur von CO₂ von 39,7 bar (VDI Wärmeatlas, 2013, S.375-378). Der partielle Rezirkulationsdruck für Wasser (p_{H_2ORez}) beträgt bei der Rezirkulationstemperatur von 30 °C 0,04250 bar. Der Rezirkulationsdruck des Kohlenstoffdioxids (p_{CO_2Rez}) lässt sich mit dem partialdruck des Rauchgases nach Gleichung (31) berechnen.

$$p_{CO_2rez} = p_{RG} - p_{O_2} = 39,7 \text{ bar} - 0,04250 \text{ bar} = 39,66 \text{ bar} \quad (31)$$

Die Gaskonstante des Wasserdampfes (RD) beträgt 461,4 J/kgK und die des Kohlenstoffdioxids (RCO₂) 188,9 J/kgK (VDI Wärmeatlas, 2013, S.275-278). Die Dichte des Wasserdampfes und des Kohlenstoffdioxids lässt sich über Gleichung (32) und (33) ermitteln. T₀ beschreibt hierbei die 0 °C Temperatur von 273,15 K (Kelvin).

$$\rho_{H_2O} = \frac{p_{H_2Orez}}{RD * (\vartheta_{rez} + T_0)} = \mathbf{0,0304 \text{ kg/m}^3} \quad (32)$$

$$\rho_{CO_2} = \frac{p_{CO_2rez}}{RCO_2 * (\vartheta_{rez} + T_0)} = \mathbf{69,24 \text{ kg/m}^3} \quad (33)$$

Aus den ermittelten Dichten werden mittels Gleichungen (34) und (35) die Massenanteile der beiden Stoffe im Rezirkulationsgas berechnet.

$$X_{CO_2rez} = \frac{\rho_{CO_2}}{\rho_{CO_2} + \rho_{H_2O}} = \mathbf{99,96 \%} \quad (34)$$

$$X_{H_2O_{rez}} = \frac{\rho_{H_2O}}{\rho_{CO_2} + \rho_{H_2O}} = 0,04 \% \quad (35)$$

Über die Massenanteile und den Cp-Werten der beiden Stoffe berechnet sich der Cp-Wert des Rezirkulationsgases (Cp_{Rez}) nach Gleichung (36).

$$Cp_{Rez} = Cp_{CO_2} * X_{CO_2_{rez}} + Cp_{H_2O} * X_{H_2O_{rez}} = 849,3 \text{ J/kgK} \quad (36)$$

Aus diesem Ergebnis und dem auf die Brennstoffmasse bezogenen angenommenen Rezirkulationsgasanteil μ_{Rezann} sich die brennstoffbezogene Wärmekapazität des Rezirkulationsgases (Cp_{Rez}^*) nach Gleichung (37).

$$Cp_{Rez}^* = Cp_{Rez} * \mu_{Rezann} = 17921,1 \text{ J/kgK} \quad (37)$$

Mit den hergeleiteten Werten berechnet sich die Mischtemperatur aus Methan, Sauerstoff und des Rezirkulationsgases nach Gleichung (38).

$$\vartheta_M = \frac{\vartheta_R * Cp_{Rez}^* + \vartheta_U * Cp_{Zu}^*}{Cp_{Rez}^* + Cp_{Zu}^*} = 27,53 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (38)$$

Die brennstoffbezogenen Masse des Kohlenstoffdioxids und des Wasserdampfes können mithilfe des angenommenen Rezirkulationsanteils μ_{Rezann} und des Kohlendioxidanteils $X_{CO_2_{rez}}$ bzw. des Wasserdampfanteils mit Gleichung (39) und (40) bestimmt werden.

$$\mu_{CO_2_{rez}} = \mu_{Rezann} * X_{CO_2} = 21,09 \quad (39)$$

$$\mu_{H_2O_{rez}} = \mu_{Rezann} - \mu_{CO_2_{rez}} = 0,01 \quad (40)$$

Die spezifischen Wärmekapazitäten des Methans, des Sauerstoffs, des Wasserdampfes und des Kohlendioxids werden in Tabelle 1 veranschaulicht.

Tabelle 1: Mittlere Wärmekapazitäten der rezyklierten Stoffe (Straus, 2009, Kap.5).

Stoff	Cpm _{rez} in J/kgK
Methan	4417,4
Sauerstoff	1074,1
Wasserdampf	2307,5
Kohlendioxid	1196,3

Mithilfe der in Tabelle 1 dargestellten mittleren Wärmekoeffizienten wird mit Gleichung (41) der mittlere Cp-Wert des rezyklierten Rauchgases (Cp_{mRGrez}) berechnet. Dieser ist notwendig um die Temperaturerhöhung des Rauchgases zu bestimmen.

$$Cp_{mRGrez} = \mu_{CH_4_{rez}} * Cp_{mCH_4_{rez}} + \mu_{O_2_{rez}} * Cp_{mO_2_{rez}} + \mu_{H_2O_{rez}} * Cp_{mH_2O_{rez}} + \mu_{CO_2_{rez}} * Cp_{mCO_2_{rez}} = 33952,4 \text{ J/kgK} \quad (41)$$

Somit ergibt sich eine Temperaturerhöhung des rezyklierten Rauchgases ($\Delta\vartheta_{RGrez}$) nach Gleichung (42).

$$\Delta\vartheta_{RGrez} = \frac{H_{CH_4}}{Cp_{mRGrez}} = 1473 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (42)$$

Wird zu den 1473 °C Temperaturerhöhung noch die vorherige Mischtemperatur des Rezyklertengases und des Methans und Sauerstoffs ($\vartheta_M = 27,53 \text{ } ^\circ\text{C}$) addiert, wird die Temperatur-

grenze der Brennkammer erreicht. Hiermit ist bewiesen, dass der angenommene Massenanteil ausreicht, um die Temperatur in der Brennkammer zu senken. Der rezyklierte Massenstrom ergibt sich aus dem Brennstoffmassenstrom und dem angenommenen Rezykulationsanteils nach Gleichung (43).

$$\dot{m}_{rez} = \dot{m}_{BS} * \mu_{Rezann} = 0,01999 \frac{kg}{s} * 21,1 = 0,404 \frac{kg}{s} = 1455 \frac{kg}{h} \quad (43)$$

Das System benötigt bei einem Brennstoffstrom von 0,01999 kg/s einen Rezykulationsmassenstrom von 0,442 kg/s, um die maximale Verbrennungstemperatur von 1500 °C zu halten. Bei der Verbrennung fallen Massenströme des Kohlenstoffes und des Wassers an. Diese werden in den Gleichungen (44) und (45) berechnet.

$$\dot{m}_{CO_2} = 0,05483 \frac{kg}{s} * 3600 = 189,1 \text{ kg/h} \quad (44)$$

$$\dot{m}_{H_2O} = 0,0449 \frac{kg}{s} * 3600 = 154,8 \text{ kg/h} \quad (45)$$

Diese beiden Massenströme können in den PtG-Prozess zur Methanisierung bzw. zur Elektrolyse zurückgeführt werden. Abbildung 7 veranschaulicht den berechneten Kreislauf.

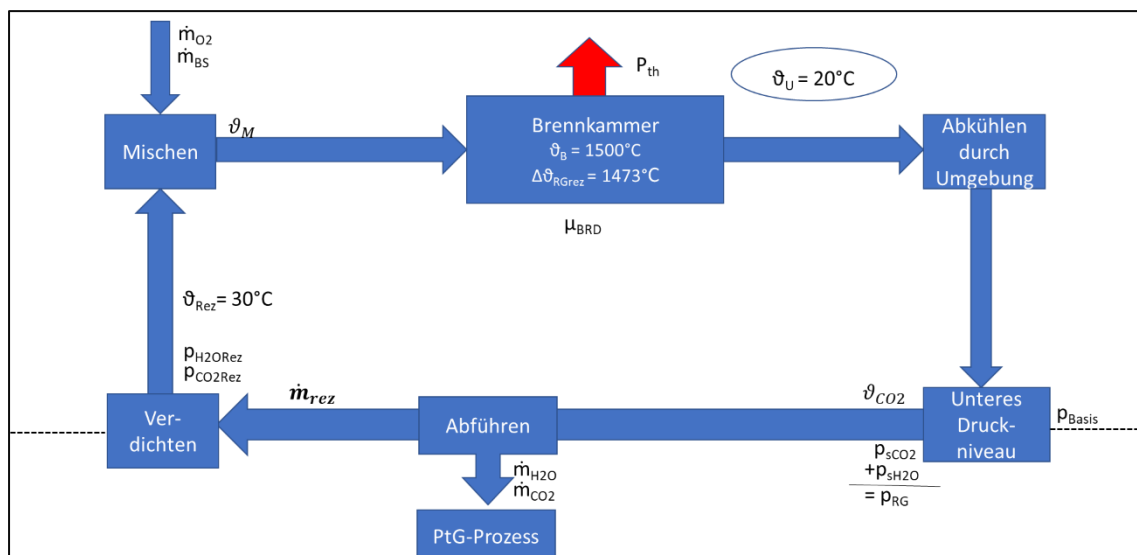


Abbildung 7: Berechneter Kreislauf mit Kenngrößen

Bei den erhaltenen Ergebnissen ist zu beachten, dass Verluste nicht berücksichtigt wurden und davon ausgegangen wird, dass keine externe Kühlleistung zum Kühlen des Kohlenstoffdioxids aufgewendet wurde.

5. Überschussleistungen und Defizitphasen der EMN

Im Rahmen der Projektarbeiten „Optimaler Mix aus regenerativen Energien der EMN 2030“ und „Optimaler Mix aus regenerativen Energien der EMN 2050“ der Kommilitonen Florian Fichtner und Julian Ochsenkiel wurden Merra-2 Wetterdaten der Jahre 1980 bis 2017 ausgewertet.

5.1 Überschüsse und Defizite des Versorgungsszenarios des Jahres 2030

Hierbei wurde erarbeitet, dass das Jahr 2014 hinsichtlich der Parameter Windleistung pro Quadratmeter und Sonneneinstrahlung pro Quadratmeter das schlechteste Wetterjahr darstellte. Das schlechteste Wetterjahr bildete die Basis der Versorgungsszenarien 2030 und 2050. Es wurde als Basis herangezogen, um ein „Worst-Case-Szenario“ zu imitieren. Das Szenario wird betrachtet, damit eine sinnvolle Aussage getroffen werden kann, ob die Überschussleistung im Extremfall ausreicht, um die auftretenden Defizitphasen zu decken. Es wurde von einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 2788511 kW für die EMN aus dem Jahr 2017 ausgegangen. Die berechneten Residualleistungen für das Versorgungsszenario des Jahres 2030 beziehen sich auf diesen Wert. Abbildung 8 visualisiert die Dauerlinie bezogen auf den Durchschnittsverbrauch über 1 Jahr in Stunden für 2030. Hierbei wird von einem Energiemix von 70 % Windenergie sowie 30 % Solarenergie ausgegangen, bei einer regenerativen Energieversorgung der EMN von 60 %.

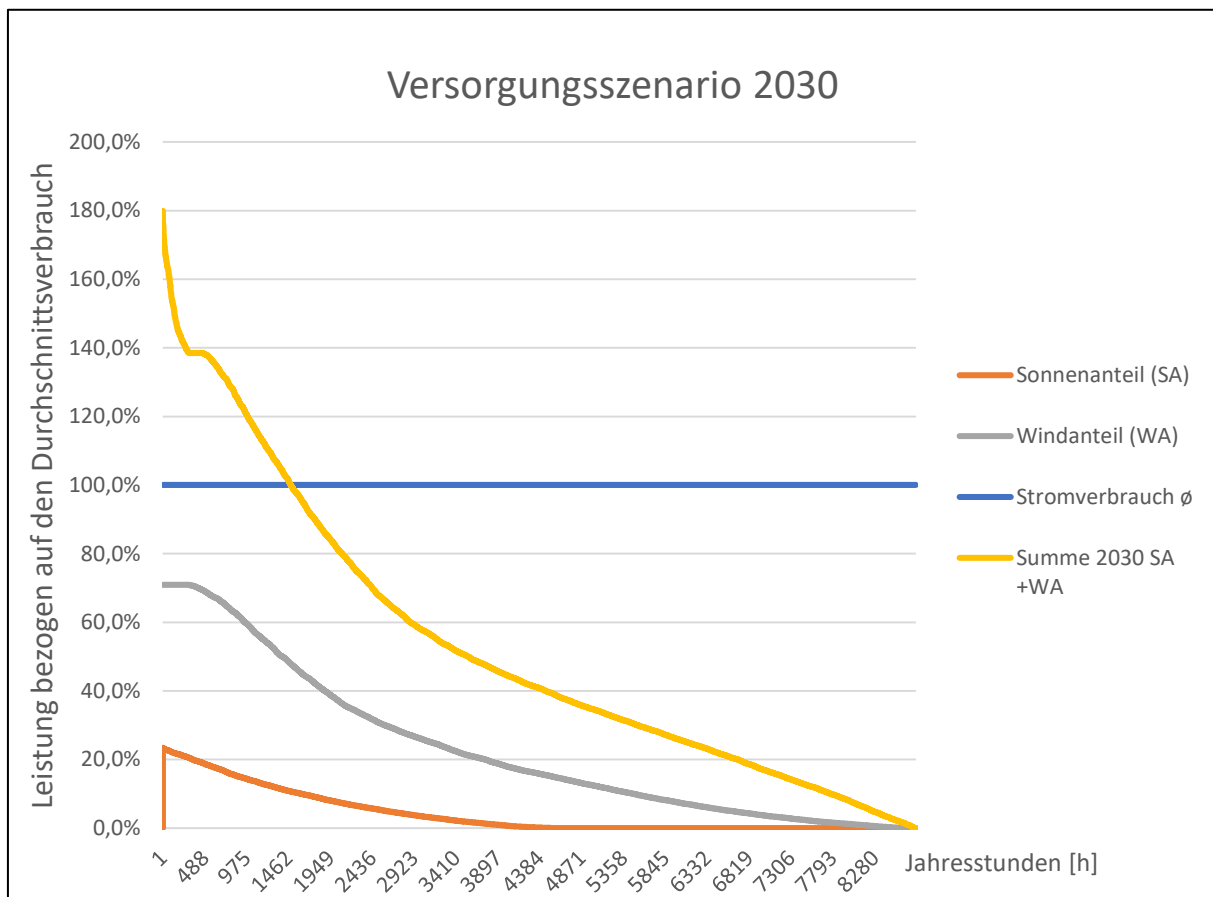


Abbildung 8: Dauerlinie des Energiemixes 2030 bezogen auf den Durchschnittsverbrauch über Jahresstunden.

Der Durchschnittsverbrauch und damit die vom Energiemix zu erbringende Leistung wird durch die blaue Gerade visualisiert. Die geförderte Windleistung wird durch die graue Kurve repräsentiert. Um die dargestellte Leistung zu erreichen, würden bis 2030 insgesamt 690 Windkraftanlagen mit einer jeweiligen Rotorfläche von 17,671 m² benötigt. Die orangene Kurve repräsentiert den gelieferten Solarleistungsanteil. Um diesen zu fördern würden 19,4 Quadratkilometer (km²) Photovoltaikfläche benötigt. Die resultierende Leistung des Energiemixes wird durch die gelbe Kurve dargestellt.

Mithilfe dieser Darstellung, bei der alle Leistungen über 100 % bezogen auf den Durchschnittsverbrauch und unter 100 % bezogen auf den Durchschnittsverbrauch sortiert wurden, erkennt man die Fluktuation der betrachteten Energiequellen über das Jahr. Hierbei entspricht die Fläche, die von der Summe des Energiemixes und dem Durchschnittsverbrauchs eingeschlossen wird, dem gelieferten Energieüberschuss. Die Fläche die zwischen der Summe der Energiequellen und unterhalb des Durchschnittsverbrauches eingeschlossen wird, repräsentiert die auftretenden Defizitphasen.

Für das Jahr 2030 würde der betrachtete Energiemix 1337776000 kW in insgesamt 1492 Stunden ins Stromnetz speisen. Dies entspricht einer Überschussleistung von 896,6 MWh. Die Defizitphasen traten in insgesamt 7275 von 8760 Jahresstunden auf und sorgten für ein Defizit von 261,6 MWh.

5.2 Überschüsse und Defizite des Versorgungsszenarios des Jahres 2050

Das Versorgungsszenario 2050 basiert auf einer hundertprozentigen regenerativen Energieversorgung der EMN. Der optimale Energiemix würde zu 70 % aus Windenergie und 37 % Solarenergie bestehen. Auch in diesem Szenario wurde von einem Durchschnittsverbrauch von 2788511 kW ausgegangen. Abbildung 9 zeigt die Dauerlinie bezogen auf diesen Durchschnittsverbrauch über den Jahresstunden.

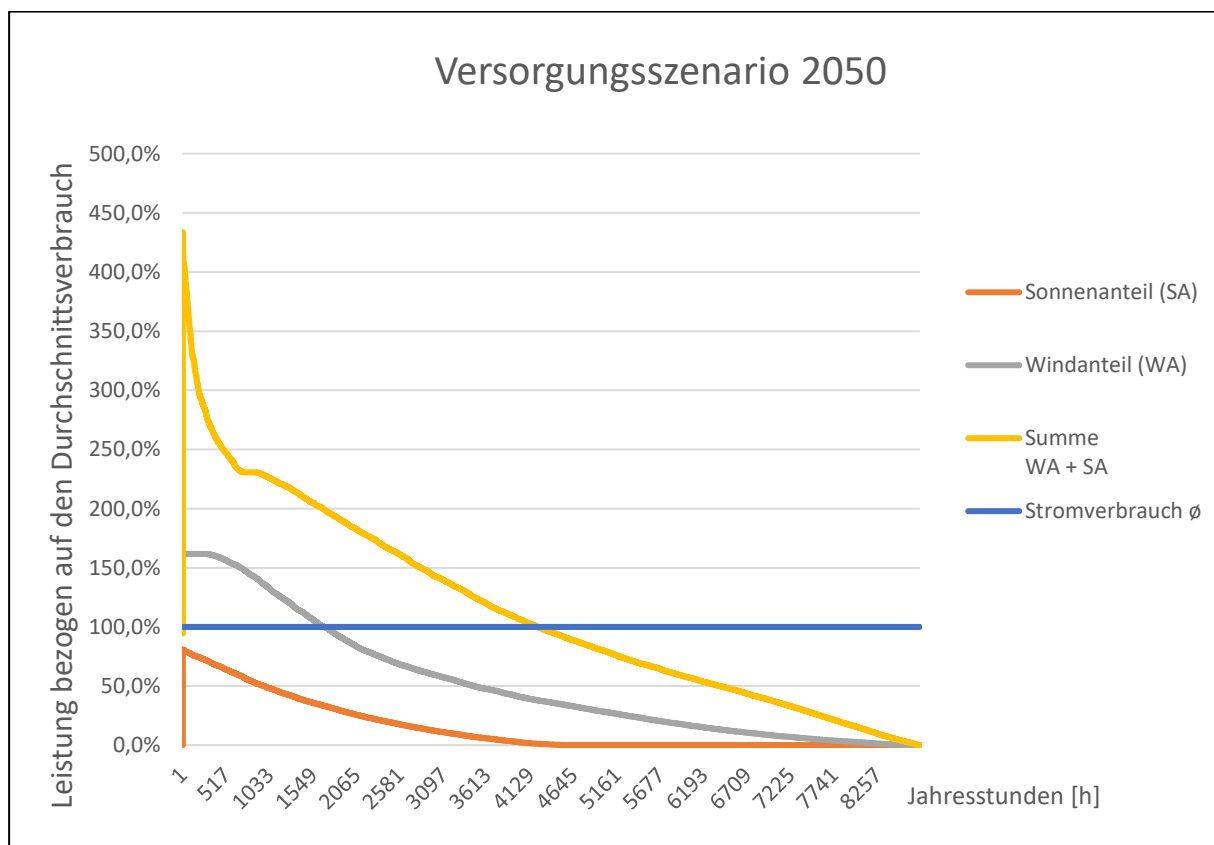


Abbildung 9: Dauerlinie des Energiemixes 2050 bezogen auf den Durchschnittsverbrauch über Jahresstunden.

Abbildung 9 zeigt den deutlichen Anstieg der erbrachten Leistung im Szenario 2050 zu 2030. Der Windanteil könnte mit insgesamt 1570 Windkraftanlagen mit einer jeweiligen Rotorfläche von 17,671 m² gedeckt werden. Der Solaranteil könnte mit einer Photovoltaikfläche von 54,48 km² realisiert werden.

Das Versorgungsszenario würde einen Energieüberschuss von 3,538 GWh in 4219 Jahresstunden liefern. Die Defizitphasen würden 4541 der 8760 Jahresstunden einnehmen. Es müsste ein Defizit von 2,872 GWh kompensiert werden.

5.3 Auswertung

Betrachtet wird nun, wie sich die erhaltenen Überschüsse der Versorgungsszenarien 2030 und 2050 auf den in Abbildung 5 beschriebenen geschlossenen Power-to-Gas-Prozess auswirkt. Tabelle 2 fasst die Ergebnisse dieser Betrachtung zusammen.

Tabelle 2: Auswertung und produzierte Mengen.

Einzelprozess	Versorgungsszenario 2030	Versorgungsszenario 2050
Überschussleistung in MWh	896,6	3538
Produzierte Wasserstoffmenge Elektrolyse in t	26,9	71,1
Produzierte Methanmenge Methanisierung in t	40,3	106,7
Methanmenge zur Rückverstromung in t	39,7	105
Produzierte Energie des GuD Kraftwerks in MWh	264,5	1043,7
Zu Kompensierendes Defizit in MWh	261,6	2872

Wie der Tabelle entnommen werden kann, würde das Versorgungsszenario 2030 eine zur Rückverstromung verfügbare Methanmenge von 39,7 Tonnen (t) liefern. Hiermit könnten 264,5 MWh Strom produziert werden. Dies würde das Defizit von 261,6 MWh kompensieren. D.h. die produzierte Menge reicht aus, um das auftretende Defizit zu kompensieren. Im Versorgungsszenario 2050 würde sich eine Differenz bezogen auf das Defizit von 1828,3 MWh ergeben.

6. Nutzung der Abwärme

Der Wirkungsgrad des PtG-Prozesses kann durch Nutzung anfallender Abwärme verbessert werden. Während bei der Elektrolyse etwa 67 % der eingesetzten Leistung in Wasserstoff umgesetzt werden, gehen 40 % der eingesetzten Energie verloren. Neben Anlagenspezifischen Verlusten wird ein großer Teil dieser Energie in Abwärme umgewandelt. Ebenso kann dies auf die Methanisierung mit einem Wirkungsgrad von 75 % übertragen werden. Angenommen wird, dass bei der Elektrolyse etwa 30 % der eingesetzten Energie und bei der Methanisierung etwa 10 % der eingesetzten Energie in Abwärme umgewandelt wird (Schmid, o.D., Abs.2-4).

Werden diese Betrachtungen auf die beiden Versorgungsszenarien des vorherigen Kapitels übertragen, so ergeben sich die nutzbaren Abwärmeleistungen nach Tabelle 3.

Tabelle 3: Nutzbare Abwärmeleistung der Versorgungsszenarien 2030 und 2050.

Einzelprozess	Versorgungsszenario 2030	Versorgungsszenario 2050
Überschussleistung in MWh	896,6	3538
Abwärmeleistung Elektrolyse in MWh	268,98	1061,4
Abwärmeleistung Methanisierung in MWh	53,8	212,3
Insgesamt nutzbare Abwärmeleistung	322,7	1273,7

Die in Tabelle 3 zusammengefassten Abwärmeleistungen könnten von der EMN auf verschiedenste Art und Weisen genutzt werden:

- Rückverstromung durch Einspeisung in den Dampfprozess des GuD-Kraftwerks zur Wirkungsgradsteigerung (z.B. Zufuhr zur Zwischenüberhitzung, Vorheizung, Betrieb)
- Einspeisung in das vorhandene Fernwärmenetz
- Speicherung durch Wasserspeicher des Heizkraftwerks Sandreuth

Das Potential, die Abwärme der beiden Prozesse zu nutzen, ist groß und wirkt sich positiv auf den Gesamtwirkungsgrad der Anlage aus. So würde sich rein rechnerisch und unter Ausschluss von Verlusten der Gesamtwirkungsgrad der Elektrolyse auf fast 90 % steigern und der der Methanisierung auf 85 %. Dies würde sich jedoch nur positiv auf die Rückverstromung und die Defizitkompensation auswirken, wenn durch die Nutzung der Abwärme eine Wirkungsgradsteigerung des GuD-Kraftwerks erreicht werden könnte.

7. Fazit

Als reinen Energiespeicher betrachtet, könnte das Power-to-Gas Verfahren ein großes Potential für die EMN darstellen. Der hier betrachtete Wirkungsgrad bis hin zum nutzbaren Methan beträgt 49,5 %. Die Versorgungsszenarien 2030 und 2050 würden 40,3 t bzw. 106,7 t Methan liefern, was einer Leistung von 559,7 bzw. 1481,9 MWh entsprechen würde, die dann in verschiedensten Energiesektoren genutzt werden könnten. Die Abwärmeleistung würde 322,7 bzw. 1273,7 MWh betragen. Der Wasserbedarf der Elektrolyse kann durch Rückführungsprozesse von der Methanisierung etwa zur Hälfte gedeckt werden. Der CO₂-Bedarf der Methanisierung sollte durch die Biomasseanlagen der EMN kompensiert werden, um den hohen Aufwand der CO₂-Abscheidung zu vermeiden. Außerdem können die Abwärmeleistungen der beiden Prozesse sinnvoll für die EMN z.B. durch Einspeisung in das vorhandene Fernwärmenetz optimal ausgenutzt werden. Werden die oben genannten Maßnahmen getroffen, so kann der Wirkungsgrad bis zur Methanisierung gesteigert werden. Die Speicherung des Methans sollte durch vorhandene Strukturen erfolgen, um höhere Investitionskosten zu vermeiden. Der

große Vorteil des hergestellten SNG ist es, dass es in den meisten Industrie und Mobilitätssektoren ohne Weitere Aufbereitung genutzt werden kann. Des Weiteren erfordert der Prozess keinen großen Eingriff in die Natur und ist rein technisch sehr gut für die EMN realisierbar.

Die Rückverstromung durch ein GuD-Kraftwerk stellt eine Herausforderung hinsichtlich des Wirkungsgrades und der Verbrennung dar. Würde eine konventionelle GuD-Anlage das SNG verstromen, würden weiter Stickoxide und CO₂ in die Umwelt gelangen. Des Weiteren wäre eine Rückführung der Prozessabfälle Sauerstoff, Wasser und CO₂ nur schwer bzw. nur mit hohen Wirkungsgradeinbußen realisierbar. Eine Alternative hierzu stellt die in Kapitel 4 vorgestellte Verbrennung dar. Die Stickoxide entfallen bei einem rezyklierten Massestroms aus Wasser und CO₂ und das CO₂ und das Wasser ließen sich leichter Rückführen. Auch die Verbrennung mit reinem Sauerstoff wäre nach den Berechnungen des Kapitels 4 annähernd umsetzbar. Jedoch würde der Wirkungsgrad von 49,5 % durch die Rückverstromung durch ein GuD-Kraftwerk auf 29,5 % gesenkt werden.

Auf Basis der Versorgungsszenarien 2030 und 2050 wurde festgestellt, dass die auftretenden Defizite aufgrund des Wirkungsgrades nur teilweise gedeckt werden könnten. Hierbei lieferte das Szenario 2030 ein gesamtes Defizit von 261,6 MWh, welches durch Einsatz des vorgestellten PtG-Verfahrens mit einer produzierten Energiemenge von 264,5 MWh gedeckt werden könnte. Da diese Betrachtung mit einem Schlechtwetter Jahr durchgeführt wurde, kann davon ausgegangen werden, dass der Überschuss tendenziell eher steigt. D.h. es würde mehr Methan zur stickoxidfreien Verbrennung zur Verfügung gestellt werden und es könnten größere Defizite kompensiert werden. Wird jedoch das Jahr 2050 betrachtet, so ergibt sich eine Differenz der benötigten Leistung und der produzierten Leistung von 1930,9 MWh. Dieser Betrag könnte nicht von konventionellen Erzeugungsmethoden gedeckt werden, da in diesem Jahre die Versorgung zu 100 % regenerativ gestaltet werden soll. Die Differenz müsste durch zusätzliche regenerative Energieanlagen gedeckt werden.

Zusammenfassend kann auf Grundlage der gesammelten Erkenntnisse die Aussage getroffen werden, dass das Power-to-Gas Verfahren als Speicherung regenerativer Energieüberschüsse ein sinnvoller Schritt für die EMN wäre. Die Rückverstromung durch ein GuD-Kraftwerk wäre nur bis 2030 sinnvoll, da hier das Defizit kompensiert werden könnte. 2050 müssten mehr regenerative Anlagen gebaut werden, was extra Investitionen mit sich ziehen würde, oder Erdgas aus konventionellen Quellen bezogen werden, was nicht mit dem Ziel der hundertprozentigen Selbstversorgung übereinstimmen würde, um das Defizit zu decken.

8. Anhang A

Verbrennung von Methan mit reinem Sauerstoff				PPDS sthet für "Physical Properties Data System" nach VDI-Wärmeatlas 2013, Abschnitt D3 die dazu verwendeten Funktionen sind in VBA programmiert
Größe	Formelzeichen	Wert	Einheit	Formel, Quelle, Erläuterung
Konstanten	0° Celsius-Temperatur	T0	273,15 K	0°C Temperatur
	atomare Masse C	MC	12,01 g/mol	= Register "PPDS Koeffizienten", Zelle C17 - Zelle H17
	atomare Masse H	MH	1,01 g/mol	= Register "PPDS Koeffizienten", Zelle F17 / 2
	atomare Masse O	MO	16 g/mol	= Register "PPDS Koeffizienten", Zelle H17 / 2
GasArten	Methan	CH4	2	Spalte für CH4 im Register "PPDS Koeffizienten"
	Sauerstoff	O2	8	Spalte für O2 im Register "PPDS Koeffizienten"
	Kohlendioxid	CO2	3	Spalte für CO2 im Register "PPDS Koeffizienten"
	Wasser	H2O	4	Spalte für H2O im Register "PPDS Koeffizienten"
gegeben	Brennstoff	B5	CH4	
	unterer Heizwert	Hu	50,013 MJ/kg	https://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert
	Umgebungstemperatur	θU	20 °C	freie Annahme, Temperatur mit der CH4 und O2 bereitstehen
	CO2-Verflüssigungstemperatur	θCO2	5 °C	freie Annahme, Unterkühlung mit Kältetechnik, definiert den Druck nach der Verbrennung
	maximale Brennraumtemperatur	θB	1400 °C	freie Vorgabe
	Rauchgastemperatur nach Abkühlung zu Rezirkulation	θRez	30 °C	freie Annahme, Wärmeabfuhr an die Umgebung, Annahme: das Rezigas wird nicht durch externe Energiezufuhr unter
	Bezugswärmeleistung	Pth	1 MW	Wärmeleistung, zu der die Massenströme bestimmt werden sollen
gesucht	spezifischer Rezirkulationsmassenstrom	mRezi	kg/s	
Lösung	Verbrennungsreaktion			CH4 + 2 O2 → CO2 + 2 H2O
	molekulare Masse Methan	MCH4	16,05 g/mol	= MC + 4 * MH
	molekulare Masse Sauerstoff	MO2	32 g/mol	= 2 * MO
	Sauerstoffbedarf zu Brennstoff	μO2	3,98753894	= 2 * MO2 / MCH4
	Brennstoffmassenstrom	mBS	0,01999 kg/s	= Pth / Hu
	Sauerstoffmassenstrom	mO2	0,07973 kg/s	= μO2 * mBS
	molekulare Masse Kohlendioxid	MCO2	44,01 g/mol	= MC + 2 * MO
	Kohlendioxidanteil im Rauchgas zu Brennstoff	μCO2	2,74205607	= MCO2 / MCH4
	Kohlendioxidmassenstrom	mCO2	0,05483 kg/s	= μCO2 * mBS
	molekulare Masse Wasser	MH2O	18,02 g/mol	= 2 * MH + MO
	Wasseranteil im Rauchgas zu Brennstoff	μH2O	2,24548287	= 2 * MH2O / MCH4
	Wassermassenstrom	mH2O	0,04490 kg/s	= μH2O * mBS
	Rauchgasmassenanteil zu Brennstoff	μRG	4,98753894	= μCO2 + μH2O
	CO2-Massenanteil im Rauchgas	xCO2	0,54978139	= μCO2 / μRG
	H2O-Massenanteil im Rauchgas	xH2O	0,45021861	= μH2O / μRG
Verbrennung mit reinem Sauerstoff ohne Rezirkulation	adiabate Verbrennungstemperaturannahme	θRGAnn	5794,5 °C	ACHTUNG! Die PPDS Gleichungen gelten nicht mehr für die hohen Temperaturen, also nur zur groben Orientierung
	mittlerer cp-Wert des CO2	cpmCO2	1136,2 J/kg K	angenommene adiabate Verbrennungstemperatur, veränderbare Zelle der Zielwertsuche
	mittlerer cp-Wert des Wassers	cpmH2O	2469,5 J/kg K	= cp_mittel(CO2; θU; θRGAnn); ACHTUNG! die PPDS Gleichungen liefern für so hohe Temperaturen falsche Werte!
	mittlerer cp-Wert des Rauchgases	cpmRG	1736,5 J/kg K	= cp_mittel(H2O; θU; θRGAnn); ACHTUNG! die PPDS Gleichungen liefern für so hohe Temperaturen falsche Werte!
	Temperaturerhöhung des Rauchgases	ΔθRG	5774,5 K	= xCO2 * cpmCO2 + xH2O * cpmH2O
	berechnete Rauchgastemperatur	θRGber	5794,5 °C	= Hu / (cpm * μRG)
	Abweichung zwischen Annahme und Berechnung	θAbw	0,00 K	= θU + θRG
Verbrennung mit Rezirkulation	Annahme des Rezirkulationsanteils	μRezAnn	23,48	ACHTUNG! Ungeklärt ist, ob die PPDS-Gleichungen für das angenommene hohe Druckniveau noch ausreichende Ger
	Brennraumdurchsatz zu Brennstoff	μBRD	28,47	Annahme: die Partialdrücke von CO2 und Wasserdampf bei der CO2-Verflüssigung definieren das untere Druckniveau
	Mischtemperatur aus CH4, O2 und ReziGas	θM		angenommene Rezirkulationsgasmenge bezogen auf den Brennstoff, veränderbare Zelle der Zielwertsuche
	Relation zur Bestimmung der Mischtemperatur			= μRG + μRezAnn
	Auflösung nach der Mischtemperatur			Annahme: Brennstoff CH4, Sauerstoff O2 und Rezigas nehmen vor der Reaktion eine Mischtemperatur an
	Wärmekapazität Methan bei θU	cpCH4	2225,5 J/kg K	cpRez * μRezAnn * (θR - θM) = (cpCH4 + cpO2 * μO2) * (θM - θU)
	Wärmekapazität Sauerstoff bei θU	cpO2	918,4 J/kg K	θM * (cpRez * μRezAnn + (cpCH4 + cpO2 * μO2)) = θR * cpRez * μRezAnn + θU * (cpCH4 + cpO2 * μO2)
	zugeführte brennstoffbezogene Wärmekapazität	cpzu*	5887,6 J/kg K	= cp(CH4; θU); Näherung, wegen kleiner Temperaturdifferenz bis zur Mischtemperatur
	Wärmekapazität Kohlendioxid bei θR	cpCO2	848,9 J/kg K	= cp(O2; θU); Näherung, wegen kleiner Temperaturdifferenz bis zur Mischtemperatur
	Wärmekapazität Wasserdampf bei θR	cpH2O	1869,0 J/kg K	= cp(CH4 + θU); Näherung, wegen kleiner Temperaturdifferenz bis zur Mischtemperatur
	Sättigungsdruck von Wasser im abgekühlten Rauchgas	psH2O	0,00872 bar	= cp(CO2; θR); Näherung, wegen kleiner Temperaturdifferenz bis zur Mischtemperatur
	Sättigungsdruck von CO2 im abgekühlten Rauchgas	psCO2	39,69 bar	= cp(H2O; θR); Näherung, wegen kleiner Temperaturdifferenz bis zur Mischtemperatur
	Druck des Rauchgases nach der Abkühlung	pRG	39,70 bar	= pSätt(H2O; θRez); Partialdruck des Dampfes bei der Rezirkulation, Annahme: das Rezirkulationsgas wird nicht mit Ei
	Partialdruck des Dampfes bei der Rezirkulation	pH2Orez	0,04250 bar	= pSätt(CO2; θCO2); Partialdruck des CO2 bei der Verflüssigung
	Partialdruck des CO2 bei der Rezirkulation	pCO2rez	39,66 bar	= psCO2 + psH2O; Gesamtdruck = Summe der Partialdrücke
	Gaskonstante von Wasserdampf	RD	461,4 J/kg K	= pRG - pH2Orez; Partialdruck des CO2 bei der Rezirkulation; Druckverluste in den Rauchgaswärmetauschern werden
	Dichte des Wasserdampf im Rezigas	pD	0,0304 kg/m³	siehe Register "PPDS Koeffizienten", Zelle D23
	Gaskonstante von Kohlendioxid	RCO2	188,9 J/kg K	= pH2Orez / (RD * (θRez + T0))
	Dichte des CO2 im Rauchgas	pCO2	69,24 kg/m³	siehe Register "PPDS Koeffizienten", Zelle C23
	Kohlendioxidanteil im Rezigas	xCO2rez	99,956%	= pCO2rez / (RCO2 * (θRez + T0))
	Wasserdampfanteil im ReziGas	xH2Orez	0,044%	= pCO2 / (pH2O + pCO2)
	Wärmekapazität des Rezigases	cpRez	849,3 J/kg K	= pH2O / (pH2O + pCO2)
	brennstoffbezogene Wärmekapazität des Rezigases	cpRez*	19940,9 J/kg K	= cpCO2 * xCO2rez + cpH2O * xH2Orez
	Mischtemperatur aus CH4, O2 und ReziGas	θM	27,72 °C	= cpRez * μRezAnn (Wärmekapazität bezogen aus die Brennstoffmasse)
	brennstoffbezogene CO2-Masse im Rezigas	μCO2rez	23,47	= (θR * cpRez* + θU * cpzu*) / (cpRez* + cpzu*)
	brennstoffbezogener Wasserdampf im Rezigas	μH2Orez	0,01	= μRezAnn * μCO2rez
	mittlere Wärmekapazität des CO2	cpmRezCO2	1186,8 J/kg K	= μRezAnn * μH2Orez; das restliche Wasser verflüssigt sich und wird abgeleitet
	mittlere Wärmekapazität des Wasserdampfes	cpmRezH2O	2278,0 J/kg K	= cp_mittel(CO2; θM; θB)
	mittlere Wärmekapazität des Sauerstoffs	cpmRezO2	1067,8 J/kg K	= cp_mittel(H2O; θM; θB)
	mittlere Wärmekapazität des Methans	cpmRezCH4	4313,1 J/kg K	= cp_mittel(O2; θM; θB)
	mittlerer cp-Wert des rezyklierten Rauchgases	cpmRG*	36445,2 J/kg K	= cp_mittel(CH4; θM; θB)
	Temperaturerhöhung des Rauchgases	ΔθRGrez	1372,3 K	= (μCO2rez * cpmRezCO2 + μH2Orez * cpmRezH2O + μO2 * cpmRezO2 + μCH4 * cpmRezCH4); brennstoffmassebez
	berechnete Rauchgastemperatur	θRGberRez	1400,0 °C	= Hu / cpmRG*
	Abweichung zwischen Annahme und Vorgabe	θAbwRez	0,00 K	= θM + θRGrez
				= θRGberRez - θB ==> Sollwert gleich 0, Zielwertsuche mit Zelle "μRezAnn"
spezifischer Rezirkulationsmassenstrom	mRezi	0,469 kg/s		= mBS * μRezAnn
	mit einem Brennstoffeinsatz von	mRezi	1690,0 kg/h	
	bei einer thermischen Leistung von	mCH4	72,0 kg/h	
	einem O2-Bedarf von	Pth	1,0 MW	
	einer CO2-Abgabe von	mO2	287,0 kg/h	
	einer Wasser-Abgabe von	mCO2	197,4 kg/h	
	angenommenes unteres Druckniveau der Anlage	mH2O	161,6 kg/h	
		pBasis	39,70 bar	

9. Anhang B

PPDS-Koeffizienten zur Bestimmung der isobaren spezifischen Wärmekapazität in kJ/kg K							
Formel	Methan	Kohlendi-oxid	Wasser	Luft	Wasserstoff	Stickstoff	Sauerstoff
Koeffizient	CH ₄	CO ₂	H ₂ O		H ₂	N ₂	O ₂
A	1530,8043	514,5073	706,3032	2548,932	392,8422	432,2027	2122,2098
B	4,2038	3,4923	5,1703	3,5248	2,4906	3,516	3,5302
C	-16,6150	-0,9306	-6,0865	-0,6366	-3,6262	2,8021	-7,1076
D	-3,5668	-6,0861	-6,6011	-3,4281	-1,9624	-4,1924	-1,4542
E	43,0563	54,1586	36,2723	49,8238	35,6197	42,0153	30,6057
F	-86,5507	-97,5157	-63,0965	-120,3466	-81,3691	-114,25	-83,6696
G	65,5986	70,9687	46,2085	98,8658	62,6668	111,1019	79,4375
Quelle	S. 408	S. 406	VDI Wärmeatlas 2013 D3.1, S. 405				

Molare Masse in g/mol							
M	16,04	44,01	18,02	28,96	2,02	28,01	32,00
Quelle:	VDI-Wärmeatlas 2013, D3.1., Tabelle 1, S. 358 - 360						

8.314,5 allgemeine Gaskonstante in J/kmol K							
Gaskonstante in J/kg K							
R	518,4	188,9	461,4	287,1	4116,1	296,8	259,8

PPDS-Koeffizienten zur Bestimmung des Sättigungs-Dampfdrucks ps in bar							
A	-6,02388	-7,02916	-7,86975	-5,35069	-4,83622	-6,12498	-6,05148
B	1,26813	1,53937	1,90561	-0,21537	0,94200	1,26499	1,23506
C	-0,56948	-2,2833	-2,30891	0,93623	0,76650	-0,76765	-0,62883
D	-1,37648	-2,34853	-2,06472	-3,02641	-0,47071	-1,78173	-1,61288
Quelle:	VDI Wärmeatlas 2013 D3.1, Tabelle 3, S. 375 - 378						
Stoffwerte am kritischen Punkt							
pkrit [bar]	45,99	73,77	220,64	37,86	13,15	33,96	50,46
Tkrit [K]	190,56	304,13	647,1	132,53	33,19	126,19	154,6
Quelle:	VDI Wärmeatlas 2013 D3.1, Tabelle 1, S. 358 - 360						

10. Anhang C

Koeffizienten zur Berechnung der spezifischen Wärmekapazität

	cp LT	P H2O	P CO2
a	1,0041730E+00	8,5545350E-01	-1,0023110E-01
b	1,9192100E-05	2,0360050E-04	7,6618640E-04
c	5,8834830E-07	4,5830820E-07	-9,2596220E-07
d	-7,0111840E-10	-2,7980800E-10	5,2934960E-10
e	3,3095250E-13	5,6344130E-14	-1,0935730E-13
f	-5,6738700E-17		

Quelle: Karl Strauß: Kraftwerkstechnik, 6. Auflage, Springer 2009,
Kap.5 Grundlagen der Verbrennungstechnik

11. Literaturverzeichnis

Energieatlas Bayern (2018) „Mischpult“ interaktive Darstellung des Energiemix.

Abgerufen am 23. April 2018 von http://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=Ofle0SuU_Hc&comp=mischpult

Altmann, M. (9. April 2014). *Power to Gas Status und Perspektiven 2014*. Forum Erneuerbare Energien Energiesystem im Wandel –Systemtransformation Ludwig Bölkow Systemtechnik GmbH (LBST). (S.6).

Strategieplattform Power-to-Gas (o.D.). *Verfahren bei Wasserstoff*. <http://www.powerto-gas.info/power-to-gas/power-to-gas-produkt-wasserstoff/verfahren-bei-wasserstoff/> Zugriff am 22.05.2018

Leiblein, S. (2016). *Bedarfsanalyse von Power-to-Gas Energiespeichern*. (Projektarbeit). Technische Hochschule Nürnberg. (S.9).

Schollenberger, D. (2013). *Nutzung von Wabenreaktoren zur Methanisierung bei PtG-Prozessen*. (Diplomarbeit) Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technische Chemie und Polymerchemie. Karlsruhe, Deutschland. (S.3).

Bünger, U. Landinger, H. Pschorr-Schoberer E., Schmidt, P. Weindorf, W.(LBST); Jöhrens, J. Lambrecht, U. (ifeu); Naumann, K. (dbfz); Lischke, A. (DLR) (2014). *Power-to-Gas (PtG) im Verkehr Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven* (Kurzstudie im Auftrag des BMVI). München, Heidelberg, Leipzig, Berlin, 19. Mai 2014. Hauptauftragsgeber: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). (S.30 f.).

Dena (Deutsche Energie Agentur) (2013). *Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife* (Strategieplattform Power to Gas). (S.9).

Smolinka, T. (2007). *Wasserstoff aus Elektrolyse – ein technologischer Vergleich der alkalischen und PEMWasserelektrolyse*. (FVS Workshop 2007) Fraunhofer ISE 79110 Freiburg. (S.1 ff.).

Paschotta, R. (2017). *RP-Lexikon-Energielexikon: Gas und Dampf Kombikraftwerk*. Abgerufen am 25. Mai 2018 von https://www.energie-lexikon.info/gas_und_dampf_kombikraftwerk.html (Abs.1).

Pardemann, R. (2010). *BINE-Themeninfo Kraftwerkstechnik: Kohlekraftwerke mit Vergasung: Stand der Technik und Entwicklungspotenziale*. (BINE Themeninfo) TU Bergakademie Freiberg, Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, Freiberg, Deutschland. (S. 10)

Fitzer, E. Siegel, D. (1975). *Stickoxid-Emissionen industrieller Feuerungsanlagen in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen*. (Chemie Ingenieur Technik). Heft Nr. 47 (S. 571).

Grote, K.-H. Feldhusen, J. (2011). *Dubbel Taschenbuch für den Maschinenbau* (23. Auflage Springer Verlag). (S.48).

Bremer Energie Institut (2014). *Multi-Grid-Storage: Wirkungsgrade der PtG Prozesse*. Abgerufen am 26.05.2018. <http://www.bremer-energie-institut.de/mugristo/de/results/power-to-gas/wirkungsgrade.html>. (Abs. 2 f.).

Hahne, E. (2010). *Technische Thermodynamik: Einführung und Anwendung*. (Oldenbourg Verlag). (S.406).

Zapf, M. (2017). *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*. (Wiesbaden: Springer Vieweg). (S.210).

Paschotta, R. (2017). *RP-Lexikon-Energielexikon*. Abgerufen am 28. Mai 2018 von https://www.energie-lexikon.info/co2_abscheidung_und_speicherung.html (Abs.2).

Paschotta, R. (2017). *RP-Lexikon-Energielexikon*. Abgerufen am 28. Mai 2018 von <https://www.energie-lexikon.info/gasturbine.html> (Abs.4).

VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (2013). *VDI Wärmeatlas*. (Springer Verlag) VDI e.v.. Düsseldorf, Deutschland. (S.375-405).

Straus, K. (2009). *Kraftwerkstechnik* (6.Auflage, Springer). (Kap.5).

Schmid, J. (o.D.). *Speicherungsmöglichkeiten von Überschuss-Energie mit Wasserstoff oder Methan – ein Vergleich* (Fraunhofer IWES). Fraunhofer IWES, Kassel. (Abs.2 ff.)