Lucerne University of
Applied Sciences and Arts
HOCHSCHULE
LUZERN
Technik & Architektur

Entwicklung Einsatzmöglichkeiten für Power-to-Gas-Anlage

ebs Energie AG

Bachelor-Thesis Elektrotechnik FS 2101

Autor
Lukas Steiner
Zeughausstrasse 7
6430 Schwyz
Lukas.Steiner@stud.hslu.ch

Studiengang
Elektrotechnik & Informationstechnologie

Betreuender Dozent
Dr. Jonas Mühlethaler

Experte
Martin Hässig

Horw, 11. Juni 2021

Bachelor-Thesis an der Hochschule Luzern - Technik & Architektur

Titel	**Entwicklung Einsatzmöglichkeiten für Power-to-Gas-Anlage**
Diplomandin/Diplomand	**Steiner, Lukas**
Bachelor-Studiengang	**Bachelor Elektrotechnik und Informationstechnologie**
Semester	**FS21**
Dozentin/Dozent	**Mühlethaler, Jonas**
Expertin/Experte	**Hässig, Martin**

Abstract Deutsch
Der Abstract auf Deutsch befindet sich auf der nächsten Seite.

Abstract Englisch
The abstract in English is on the next page.

Ort, Datum Horw, 11. Juni 2021

© Lukas Steiner, Hochschule Luzern – Technik & Architektur

Alle Rechte vorbehalten. Die Arbeit oder Teile davon dürfen ohne schriftliche Genehmigung der Rechteinhaber weder in irgendeiner Form reproduziert noch elektronisch gespeichert, verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Sofern die Arbeit auf der Website der Hochschule Luzern online veröffentlicht wird, können abweichende Nutzungsbedingungen unter Creative-Commons-Lizenzen gelten. Massgebend ist in diesem Fall die auf der Website angezeigte Creative-Commons-Lizenz.

Abstract

Durch die steigende Nachfrage nach erneuerbaren Energien gewinnen Speichertechnologien wie Power-to-Gas-Anlagen zum Ausgleich der unregelmässigen Stromproduktion massiv an Bedeutung. Die vorliegende Arbeit beschreibt anhand eines Modells die Einsatzmöglichkeiten einer solchen Power-to-Gas-Anlage für die ebs Energie AG am Standort Wernisberg.
Das Modell berücksichtigt Anlageneigenschaften im Bereich Elektrolyse und Methanisierung und erlaubt verschiedene Dimensionierungen sowie die Anwendung von unterschiedlichen Technologien zu simulieren. Durch die Einbindung von Parametern aus einer internen betriebswirtschaftlichen Studie, können mittels verschiedener Szenarien die Wirtschaftlichkeit und Energiebilanz am Standort Wernisberg aufgezeigt werden.
Das Modell kann aufgrund von hinterlegten Prognosen zukünftige Aufwände und Erträge der Anlage bis ins Jahr 2050 darstellen. Die Verwendung der Modellierungssoftware Simulink in Kombination mit einer einfachen Parameter-Schnittstelle ermöglichen eine unkomplizierte Modellanpassung aufgrund von neuen betriebswirtschaftlichen oder wissenschaftlichen Erkenntnissen.
Weiter wird in dieser Arbeit mit einer Ableitung des Modells ein Fahrplan-Generator erstellt, welcher zukünftig für die Betriebsplanung der Power-to-Gas-Anlage eingesetzt werden kann. Zudem wird untersucht, welche Möglichkeiten zur elektrischen Anbindung im Kraftwerk Wernisberg vorliegen.
Die Auswertung zeigt, dass eine Power-to-Gas-Anlage am vorliegenden Standort mit hohen Investitionsaufwänden verbunden ist, jedoch mit den erwarteten Produktgaspreisen rentabel betrieben werden kann. Eine potenzielle Methanisierung ist jedoch nicht wirtschaftlich und müsste durch den Wasserstoffabsatz kompensiert werden.

Due to the increasing demand for renewable energies, storage technologies such as the power-to-gas technology for compensating irregular power production are growing in importance. The present thesis builds a model to describe the possible uses of a power-to-gas system for ebs Energie AG at the location Wernisberg.
The model considers system properties from electrolysis and methanation and allows to simulate multiple dimensions and technologies. By including business parameters from an internal study, it is possible to show the profitability and energy balance of the Wernisberg site. The model leverages stored forecasts to show future costs and revenues up to the year 2050. Moreover, using the modeling software Simulink in combination with a simple parameter interface permits a fast model adaption to new business- or scientific insights.
Furthermore, this work introduces a schedule generator that uses a derivation of the model and supports the operational planning of the power-to-gas system in the future. In addition, the thesis investigates the available options for electrical connections in the Wernisberg power plant.
The evaluation shows that a power-to-gas plant at the present location is associated with high investment costs but can be operated profitably with the expected product gas prices. However, potential methanation is not profitable and would have to be compensated by the sales of hydrogen.

Vorwort

Die Idee für die Thematik meiner Bachelorthesis entstand bei einer Diskussion über den Verlauf meiner Ausbildung an meinem Arbeitsplatz bei der ebs Energie AG. Dabei sah Jonas Bürgler, Geschäftsleitung im Bereich Energie, Potenzial für eine Bachelorarbeit bei der laufenden Planung einer Power-to-Gas-Anlage. Beeindruckt über die geplante Dimension und durch das Interesse an der Technologie erwähnte ich den Vorschlag gegenüber Dr. Jonas Mühlethaler, welcher mich zu dieser Zeit bei der Industriearbeit seitens HSLU betreute. Dieser fand das Projekt spannend und somit reichte ich den Vorschlag bei der HSLU ein. Die Projektskizze wurde angenommen und Dr. Jonas Mühlethaler bot sich erfreulicherweise als mein betreuender Dozent an.

Die Ausarbeitung des Modells erwies sich als ausserordentlich zeitintensiv. Obwohl ich bereits aus früheren Modulen des Studienganges mit Matlab und Simulik arbeiten durfte, erwies sich die Skalierung und Komplexität dieses Modell als Herausforderung. Dabei hatte ich die Chance, meine Fähigkeiten im Umgang mit diesen Entwicklungsumgebungen auszubauen. Zudem konnte ich durch die Recherche und Gespräche mit Fachleuten ein erweitertes Fachwissen im Bereich Power-to-Gas erlangen. Nützlich dabei waren auch die parallel zur Bachelorarbeit besuchten Module «Future Energy Systems» und «Energy Storage Systems».

An dieser Stelle möchte ich meinen besonderen Dank an Jonas Bürgler und David Heinzer, Projektleiter der ebs Energie AG, für die gute und spannende Zusammenarbeit aussprechen. Die Möglichkeit, die Bachelorthesis während der Arbeitszeit zu schreiben, erachte ich als nicht selbstverständlich. Dabei möchte ich mich neben der Geschäftsleitung auch bei meinem Vorgesetzten, Daniel Z'graggen bedanken, welcher grosses Verständnis für meine unkonventionellen Arbeitszeiten hatte.

Besonders schätzte ich die spontane Hilfsbereitschaft und den unkomplizierten Austausch mit Dr. Jonas Mühlethaler sowie meinen Arbeitskollegen, wofür ich sehr dankbar bin.

Nun wünsche ich viel Freude beim Lesen meiner Bachelorarbeit.

Lukas Steiner

Schwyz, 11.6.2021

Inhaltsverzeichnis

Einleitung 1

1 Power to Gas 3

1.1 Allgemein 3

1.2 Wasserelektrolyse 8

1.2.1 Elektrolysearten 9

1.2.1.1 Alkalische Elektrolyse 9

1.2.1.2 Membran-Elektrolyse 10

1.2.1.3 Hochtemperatur-Elektrolyse 12

1.2.2 Einfluss von Druck und Temperatur 12

1.2.3 Abwärmenutzung 13

1.2.4 Vor- und Nachteile der verschiedenen Elektrolyse-Technologien 13

1.3 Methanisierung 15

1.3.1 Chemische Methanisierung 15

1.3.2 Biologische Methanisierung 16

2 Situation ebs Energie AG 18

2.1 Bedarf 18

2.2 Standort 18

2.3 Vertriebsmöglichkeiten 21

2.3.1 Wasserstoff 21

2.3.2 Methan 21

2.3.3 Sauerstoff 21

2.4 Regelenergie 22

2.5 Bilanzgruppenmanagement 22

2.6 Netzbezug 23

2.7 Fördergelder 23

2.8 Technologieentscheid 23

3 Power-to-Gas-Modell 25

3.1 Modellübersicht und Prozessbeschrieb 25

3.1.1 Leistungsfluss 25

3.1.2 Finanzfluss 26

3.2 Produktweiche 27

3.2.1 Produktionsentscheid 28

3.2.2 Anlagenlimit 29

3.2.3 Netzbezugsentscheid 30

3.2.4 Netzbezugskosten 30

3.2.5 Verlustleistung 31

3.3 Elektrolyseur 32

3.4 H_2-Weiche 34

3.5 Methanisierer 36
3.6 Speicher 37
3.7 Abwärmenutzung 38
3.8 Netz 38
3.9 Bilanzgruppenmanagement 39
3.10 Systemdienstleistungen 42
3.11 Diskussion Modellbildung 45
4 Simulation 47
4.1 Parameter 47
4.2 Prognosen 48
4.3 Resultate 51
4.3.1 Elektrolyse 51
4.3.2 Biologische Methanisierung 54
4.3.3 Chemische Methanisierung 58
4.3.4 Hybrid-Lösung 59
4.3.5 Sensitivität 64
4.3.6 Bilanzgruppenmanagement 66
4.4 Diskussion Resultate 68
5 Fahrplan Generator 70
5.1 Bedarf 70
5.2 Anforderung 70
5.3 Aufbau 70
5.4 Ablauf 71
5.5 Entwicklungsstand 72
6 Elektrische Anbindung 73
6.1 Situation ebs Energie AG 73
7 Fazit 75
8 Ausblick 76
9 Literaturverzeichnis 77
ANHANG 80
A. Aufgabenstellung 80
B. Situationsplan Kraftwerk Wernisberg 82
C. Fahrplan-Generator 84
D. Technische Dokumentationen 87

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Systemübersicht Power-to-Gas mit Netzintegration 4
Abbildung 2: Vergleich verschiedener Speichermedien 5
Abbildung 3: Aufbau und chemischer Vorgang in der alkalischen Elektrolyse 10
Abbildung 4: Aufbau und chemischer Vorgang eines Membrane-Electrode-Assembly 11
Abbildung 5: Erwartete Investitionskostensenkung von AEL (AEC) und PEM 12
Abbildung 6: Zersetzungsspannung in Abhängigkeit zu Druck und Temperatur 13
Abbildung 7: Aufbauvergleich von Festbettreaktor 16
Abbildung 8: Dauerkurve Leistung Kraftwerk Wernisberg über ein Jahr 19
Abbildung 9: Standort Kraftwerk Wernisberg (Quelle: Google Maps) 20
Abbildung 10: Modell - Leistungsfluss, Verlustleistung gestrichelt 26
Abbildung 11: Modell - Finanzfluss 27
Abbildung 12: Submodell «Produktweiche» - Übersicht 28
Abbildung 13: Submodell «Produktweiche» - Produktionsentscheid 29
Abbildung 14: Submodell «Produktweiche» - Anlagenlimit 29
Abbildung 15 Submodell «Produktweiche» - Netzbezugsentscheid 30
Abbildung 16: Submodell «Produktweiche» - Netzbezugskosten 31
Abbildung 17: Submodell «Produktweiche» - Verlustleistung 32
Abbildung 18: Submodell «Elektrolyseur» - Übersicht 33
Abbildung 19: Submodell «H2-Weiche» - Entscheidungsfindung 35
Abbildung 20: Aufteilung Wasserstoffproduktion 35
Abbildung 21: Aufteilung Wasserstoffproduktion unter Berücksichtigung der Hysterese 36
Abbildung 22: Submodell «Methanisierung» - Übersicht 37
Abbildung 23: Submodell «H_2 Speicher» - Übersicht 37
Abbildung 24: Submodell «Abwärmenutzung» - Übersicht 38
Abbildung 25: Submodell «Netz» - Übersicht 39
Abbildung 26: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - Übersicht 40
Abbildung 27: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - PV-Leistung 40
Abbildung 28: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - Abweichung 41
Abbildung 29: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - Prognosebildung 41
Abbildung 30: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - Preisbildung 42
Abbildung 31: Submodell «SDL» - Übersicht 42
Abbildung 32: Submodell SDL - Potenzialanalyse 43
Abbildung 33: Submodell SDL - Zusätzliche Netzbezugskosten 44
Abbildung 34: Submodell «SDL» - Angebotsentscheid 44
Abbildung 35: Submodell SDL - detaillierte Übersicht 45
Abbildung 36: Strompreisprognose, Preisfaktor bis 2050 49
Abbildung 37: Strompreisprognose, Vergleich Preis 2020 mit 2050 49
Abbildung 38: Wachtumsfaktor PV-Leistung im Versorgungsgebiet der ebs Enerige AG 50
Abbildung 39: Verwendete Faktoren für Prognosen 50
Abbildung 40: Produktionsertrag pro Leistungsstufe einer PtG ohne Methanisierung 51
Abbildung 41: Investitionskosten pro Leistungsstufe einer PtG-Anlage 52
Abbildung 42: Abhängigkeit der Investitionshöhe pro kW_{el} 52
Abbildung 43: Betriebskosten pro Leistungsstufe über ein Jahr 53
Abbildung 44: Abhängigkeit der jährlichen Betriebskosten pro kW_{el} 54
Abbildung 45: Gestehungskosten pro kg H_2 bis 2050 und pro Leistungsstufe 54
Abbildung 46: Investitionskosten pro Leistungsstufe einer PtG-Anlage 55

Abbildung 47: Abhängigkeit der Investitionshöhe pro kW_{el} bei einer PtG-Anlage 55
Abbildung 48:Produktionsertrag pro Leistungsstufe einer PtG-Anlage 56
Abbildung 49: Betriebskosten pro Leistungsstufe über ein Jahr bei einer PtG-Anlage..... 56
Abbildung 50: Abhängigkeit der jährlichen Betriebskosten pro kW_{el} 57
Abbildung 51: Gestehungskosten pro kWh SNG bis 2050 und pro Leistungsstufe 57
Abbildung 52: Abhängigkeit der Investitionshöhe pro kW_{el} 58
Abbildung 53: Nutzwärmeertrag pro Leistungsstufe einer PtG-Anlage 59
Abbildung 54: Anteil H_2 für die Methanisierung pro Leistungsstufe 60
Abbildung 55: Anteil H_2 für die Methanisierung für eine $6MW_{el}$ Anlage..... 60
Abbildung 56: Finanzielle Bilanz bis 2050 mit Hybrid-Lösung..... 61
Abbildung 57: Dauerkurve der Leistungsverteilung im KWW 62
Abbildung 58: Aufteilung der Wasserstoffproduktion..... 62
Abbildung 59: Prozentuale Anteile der Verlustleistung bei Hybrid-Lösung 63
Abbildung 60: Ertrag und Angebot (Betrag) der Systemdienstleistungen..... 63
Abbildung 61: Prognose der Jahreserlöse aus Systemdienstleistungen 64
Abbildung 62: Sensitivität H_2-Preis, Prognose +/- 20 % 65
Abbildung 63:Prognostizierte Jahresenergiebilanzen des Ausgleichs 66
Abbildung 64: Ausgleich CKW über ein Jahr, mit und ohne PtG-Anlage 67
Abbildung 65: Prognostizierte Abweichungen zur gemeldeten Produktion bis 2050 67
Abbildung 66: Vergleich Bilanz bis 2050 mit und ohne Bilanzgruppenmanagement..... 68
Abbildung 67: Übersicht Fahrplan Generator 71
Abbildung 68: Eingabefelder Fahrplan-Generator..... 71
Abbildung 69: Ausgabefelder Fahrplan-Generator 72
Abbildung 70: Tagesproduktionen aus Fahrplan-Generator 72
Abbildung 71: Unterstation Wernisberg - vereinfachte schematische Darstellung und 74

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: SWOT Analyse Power-to-Gas 7
Tabelle 2: Auflistung der Vor- und Nachteile der Elektrolyse-Technologien 14
Tabelle 3: Auflistung der technischen Kenndaten der Elektrolyse-Technologien..... 14
Tabelle 4: Vor- und Nachteile biologische Methanisierung 17
Tabelle 5: Technische Daten Kraftwerk Wernisberg..... 19
Tabelle 6: Modellkomponenten 25
Tabelle 7: Parameter PtG-Modell 48
Tabelle 8: Simulationsoutput Hybrid-Lösung auf Referenzjahr 2020 61
Tabelle 9: Sensitivität der Modell-Inputs und -Parameter 65

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternatig current (Wechselstrom)
AEL	Alkalische Elektrolyse
BFE	Bundesamt für Energie
BGM	Bilanzgruppenmanagement
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionskosten)
CH_4	Methan
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct current (Gleichstrom)
ΔH	Reaktionsenthalpie
el	Elektrisch
EL	Elektrolyse
GHSV	Gas-Hourly-Space-Velocity
GW	Gigawatt
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
HHV	Higher-Heat-Value (Brennwert)
HSLU	Hochschule Luzern
HTEL	Hochtemperatur Elektrolyse
KW	Kraftwerk
kW	Kilowatt
KWW	Kraftwerk Wernisberg
LHV	Lower-Heat-Value (Heizwert)
MEA	Membrane-Electrode-Assembly
MT	Methanisierung
MW	Megawatt
η	Wirkungsgrad
NE (1-7)	Netzebene (1-7)
Nm^3	Normkubikmeter
O_2	Sauerstoff
OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
PtG, P2G	Power-to-Gas
PEMEL	Proton-Exchange-Membrane Elekrolyse
ppm	Parts-per-million
PV	Photovoltaik
Q	Wärme
SDL	Systemdienstleistung
SNG	Synthetic-Natural-Gas (Erdgas-Substitut)
SRL	Sekundäre Regelleistung
therm	Thermisch
TRL	Tertiäre Regelleistung
TW	Terrawatt

Einleitung

Die Energiestrategie des Bundes sieht vor, durch die Nutzung von Wind-, Sonnen- und Wasserkraft, den Energiesektor unabhängig von fossilen Energieträgern zu machen (Kirchner, et al., 2020). Diese erneuerbaren Energien haben aber das Problem, dass sie zu einer unregelmässigen Stromproduktion führen. Dies führt insbesondere im Sommer zu einer schwierigen Situation auf dem Strommarkt.

Um diese Unterschiede auszugleichen, braucht es eine Technologie, die es ermöglicht, im Sommer die überschüssige Stromproduktion zu speichern, um sie dann im Winter nutzen zu können. Dabei spielen Power-to-Gas (PtG) Anlagen eine entscheidende Rolle. PtG-Anlagen speichern überschüssigen Strom in Form von Wasserstoff oder daraus erzeugten Methan. Die Technologie ist grundsätzlich nicht neu, erfährt aber durch die steigende Nachfrage nach erneuerbaren Energien eine Art Renaissance. Energiedienstleister finden durch den Einsatz von PtG-Anlagen einen alternativen Absatz um der zunehmend schwierigen Situation auf dem Strommarkt entgegenzuwirken. Es scheint somit klar, dass PtG-Anlagen zusammen mit erneuerbaren Energiequellen die Zukunft der Energieversorgung bilden.

Der Einsatz von PtG-Anlagen in Kombination mit erneuerbaren Energien kommt aber nicht ohne neue Herausforderungen. Insbesondere die schwankende Leistung der erneuerbaren Energiequellen ist für die Wasserstoffelektrolyse und die optional folgende Methanisierung nicht unproblematisch. Aktuelle Forschung zu neuen Technologien, die dieses Problem adressieren, sind aber vielversprechend und bereits heute über dem Labormassstab in Betrieb.

Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen der Bachelor-Thesis im Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnologie an der Hochschule Luzern - Technik und Architektur erstellt. Untersucht wird im Auftrag der ebs Energie AG die Einsatzmöglichkeiten einer PtG-Anlage für den Standort Wernisberg. Dazu wird anhand eines Modells die Wasserstoffelektrolyse und anschliessende Methanisierung simuliert. Ziel der Arbeit ist es, den Aufwand und Ertrag aufzuzeigen und eine passende Dimensionierung der Anlage zu finden. Zudem wird geprüft, ob sich die Anlage für weitere Einsatzmöglichkeiten wie zum Beispiel Systemdienstleistungen eignet. Aus dem Modell entsteht anschliessend ein Tool, welches die Betriebsplanung für den zukünftigen Einsatz erleichtert.

Das erstellte Power-to-Gas Modell baut auf einer betriebswirtschaftlichen Studie der ebs Energie AG auf. Die verwendeten Modellparameter resultieren aus einer umfänglichen Literaturrecherche und in Zusammenarbeit mit technischen Institutionen wie dem Paul-Scherrer-Institut (Aargau) oder der Hochschule für Technik in Rapperswil. Das Modell wird schliesslich in Matlab (The MathWorks, Inc., 2021) mittels der Modellierungssoftware Simulink (The MathWorks, Inc., 2020) aufgebaut. Der Fokus bei der Implementation liegt insbesondere auf einer einfachen Schnittstelle für die Eingabe von systemrelevanten Parametern. Aus dem finalen Modell entsteht dann ein Fahrplan-Generator für die PtG-Anlage Wernisberg, welcher für die Betriebsplanung eingesetzt werden kann.

Für die elektrische Anbindung an das Kraftwerk wird die Situation in der nebenanliegenden Unterstation analysiert und verschiedene die Möglichkeiten evaluiert.

Die nachfolgende Arbeit beginnt mit einer Übersicht über den Einsatz und Bedarf von PtG-Anlagen. Anschliessend wird das Funktionsprinzip der Wasserstoff-Elektrolyse und Methanisierung erklärt und auf die unterschiedlichen Technologien eingegangen. Nach dem

Modellaufbau werden Simulationsergebnisse aus verschiedenen Szenarien aufgezeigt und diskutiert. Dabei wird im Detail auf ein Szenario mit einer rentablen Dimensionierung eingegangen. Die Erklärung zum Aufbau des Fahrplan-Generators und der Betrachtung von zwei verschiedenen Möglichkeiten für die elektrische Anbindung bilden den Schluss der Arbeit.

1 Power to Gas

1.1 Allgemein

In einem Power to Gas System wird elektrische Energie, optimalerweise aus erneuerbaren Energiequellen, mittels Elektrolyse zu Wasserstoff gewandelt. Dieser Wasserstoff kann anschliessend energetisch oder stofflich genutzt werden. Es bietet sich an, in einem weiteren Schritt durch Methanisierung das Erdgas-Substitut Methan herzustellen, auch «Synthetic Natural Gas» genannt, kurz SNG. Dieses Gas besitzt dieselben Eigenschaften wie Erdgas und kann durch die breiten Einsatzmöglichkeiten zur CO_2 Reduktion in der Atmosphäre beitragen. Zudem eignet sich SNG hervorragend als Speichermedium, um Energie über einen langen Zeitraum zu speichern. Dabei kann man die Kapazität der bereits bestehenden Erdgasinfrastruktur nutzen.

Durch das Speicherpotential von Gas stellen PtG-Anlagen das Rückgrat der konventionellen Energieversorgung dar. Die Umstellung auf erneuerbare Energiequellen stellt den Energiesektor vor neue Herausforderungen. Die wegfallende Kapazität der Atomkraftwerke in der Schweiz beläuft sich auf 25 TWh/a und muss mit Wasser-, Solar- und Windkraftwerken ersetzt werden, wobei die beiden letzteren das grösste Potential aufweisen. Durch den Zubau von Photovoltaik (PV) auf 50 % aller geeigneten Dächern in der Schweiz könnte der Atomstrom kompensiert werden (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019). Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken ist jedoch die Stromgewinnung durch Solar- und Windenergie starken Fluktuationen ausgesetzt. Das führt zu Differenzen in Angebot und Nachfrage von elektrischer Energie, was Auswirkungen auf die Netzstabilität zur Folge hat. PtG-Anlagen bieten in dieser Situation die Möglichkeit, ein Überangebot an Strom aufzunehmen und zum Zeitpunkt des Mangels wieder abzugeben. Somit bietet diese Technologie die Lösung, auch in Zukunft die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten.

Das primäre Ziel von PtG-Anlagen ist nicht die Reformierung von Gas zu Strom, da dieser Vorgang durch den geringen Wirkungsgrad mit grossen Verlusten behaftet ist. Die bedeutende Rolle spielt die Sektorenkopplung von Strom und Wärme sowie zwischen Strom und Mobilität. So kann das gespeicherte Gas über Kraft-Wärme-Kopplung mit einer hohen Effizienz in Wärmeenergie gewandelt werden. Im Mobilitätssektor kann SNG in Verbrennungsmotoren eingesetzt oder Brennstoffzellen mit Wasserstoff betrieben werden. Abbildung 1 auf der nächsten Seite verdeutlicht eine mögliche Integration einer PtG-Anlage inklusive Methanisierung in das heutige Energienetz.

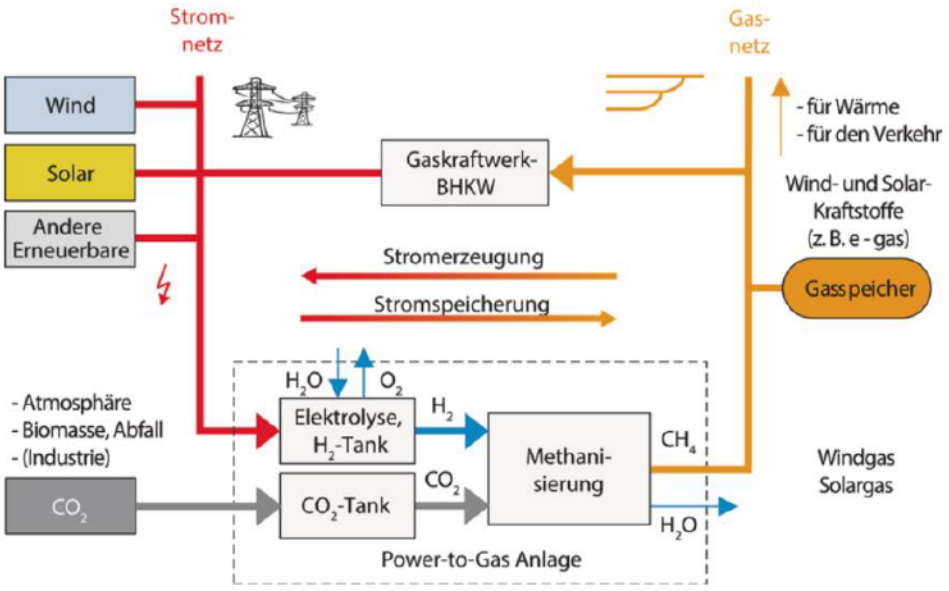


Abbildung 1: Systemübersicht Power-to-Gas mit Netzintegration

Bei der Methansynthese zur Herstellung von SNG wird Kohlenstoffdioxid (CO_2) mit Wasserstoff gebunden. Das bedeutet, dass neben der Elektrolyse auch eine CO_2 Quelle verfügbar sein muss. Potenzielle CO_2 Quellen stellt die Industrie, Biomasse oder Luft dar. Letzteres findet zurzeit grosses Interesse, ist jedoch zum jetzigen Standpunkt für eine kommerzielle Nutzung zu kostenintensiv. Laut einer Studie vom Bundesamt für Umwelt können aus den bisher ungenutzten industriellen CO_2 Quellen in der Schweiz 15 TWh/a Energie in SNG gewandelt werden, fast die Hälfte des heutigen gesamtschweizerischen Gasverbrauchs. Die grössten Emittenten stellen dabei Zementfabriken und Kehrrichtverbrennungsanlagen dar. In der Studie wurde auch der Standort berücksichtigt, welcher die Möglichkeit zur Gaseinspeisung bieten muss. Weiteres Potential bietet das Rohbiogas, welches durch Biomasse aus Biogasanlagen oder Abwasserreinigungs-Anlagen entsteht. Dieses Gas besteht neben Methan bis zur Hälfte aus Kohlenstoffdioxid (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019). Durch das Einbringen von Wasserstoff kann auch dieses CO_2 gebunden und das Potenzial genutzt werden. PtG-Anlagen dürfen jedoch keine CO_2 Senke für fossile Kraftwerke sein, da dies ein energetischer Kurzschluss mit unnötigen Verlusten im Energiesystem darstellen würde.

Laut einer Studie vom Bundesamt für Energie kann der Anteil von Power-to-X über 10 % des gesamten Endenergieverbrauchs im Jahr 2050 betragen (Kirchner, et al., 2020). Das «X» steht dabei für Gas oder Liquid. Mit Power-to-Liquid ist die Herstellung von flüssigen Kohlewasserstoffen als Ersatz von Benzin, Diesel, Kerosin u.Ä. gemeint. Diese sogenannten «Synfuels» sollen die Bereiche abdecken, wo hohe Energiedichten in Bezug auf das Gewicht gefordert sind, z.B. in der Luftfahrt. Somit trägt die Power-to-X Technologie einerseits einen wesentlichen Beitrag zur Energiestrategie 2050 des Bundes bei. Andererseits sinkt die Abhängigkeit von Energieträgerimporten und die heimische Wertschöpfung wird gesteigert. Wird über die Landegrenzen geschaut, bietet der Bericht «Hydrogen Roadmap Europe» einen Anhaltpunkt für eine mögliche Entwicklung der Wasserstoffnachfrage. Dabei wird geschätzt, dass im Raum Europa im Jahr 2050 ein Wasserstoffpotenzial von 2'250 TWh vorhanden ist. Eine solche Kapazität würde einen Viertel des europäischen Energieverbrauchs ausmachen und den Energiebedarf in Industrie, Gebäuden, Mobilität und Stromerzeugung unterstützen (EU, 2019).

Das Elektrolyseverfahren zur Wasserstoffgewinnung ist schon seit über 200 Jahren bekannt. Erste nennenswert kommerziell genutzte Anlagen wurden in Deutschland bereits 1939 eingesetzt, um während den Kriegszeiten unabhängiger von Kraftstoffimporten zu sein. Eine bemerkenswert grosse Anlage wurde beim Assuan Stausee in Ägypten 1960 gebaut, mit einer installierten Elektrolyse-Leistung von 156 MW. Besonders während der Ölkrise stieg die Nachfrage, um den hohen Ölpreisen auszuweichen. Spätestens ab 1990 sank wiederum die Beachtung an der Technologie aufgrund günstiger fossiler Energieträger. Wasserstoff wird hauptsächlich zu Herstellung von Ammoniak (Düngemittel) und in Erdölraffinerien zur Gewinnung von Benzin, Diesel oder Kerosin verwendet und dabei fast ausschliesslich aus fossilen Kohlewasserstoffen gewonnen. Erst seit den 2000er Jahren werden PtG-Anlagen in Zusammenhang mit erneuerbaren Energiequellen wieder thematisiert, da sich Gas als idealer Langzeitspeicher anbietet, um die saisonal variierende Nachfrage mit dem Angebot auszugleichen. Abbildung 2 zeigt den Vergleich verschiedener Speichermedien in Abhängigkeit zur möglichen Speicherdauer:

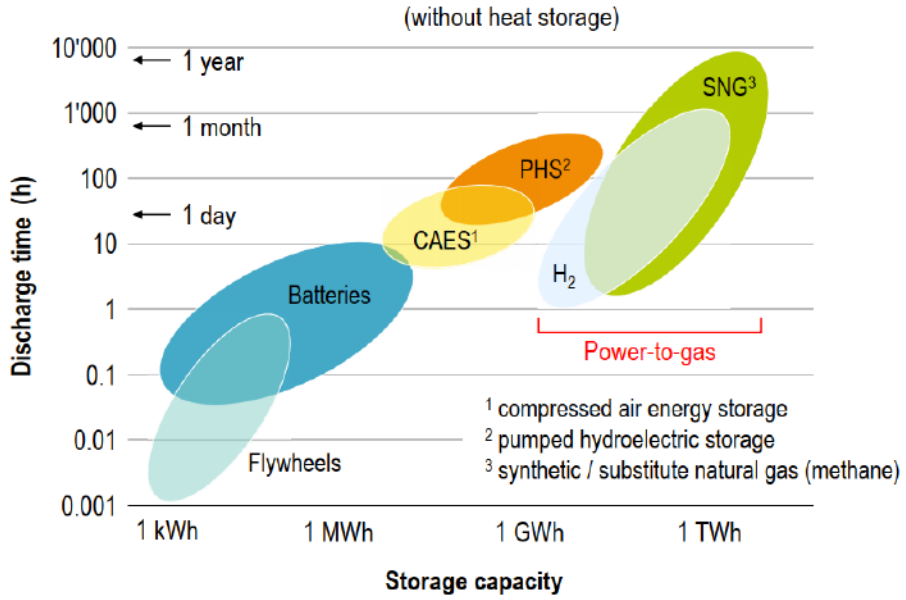


Abbildung 2: Vergleich verschiedener Speichermedien (Sterner & Stadler, 2017)

Den bereits erwähnten Einfluss von erneuerbaren Energien auf den Stromhaushalt zeichnet sich auch am Strommarkt ab. Durch die starke Sonneneinstrahlung und die hohen Temperaturen im Sommer sinkt der Energiebedarf. Gleichzeitig beginnt mit den steigenden Temperaturen im Frühling die Schneeschmelze, womit Wasserkraftwerke ihre volle Kapazität ausnutzen können. In Kombination mit der geringen Nachfrage durch die hohe PV-Leistung im Sommer wird der Strommarkt übersättigt. Die resultierenden Tiefstpreise fordern die Energiedienstleister zum Handeln. Da die erzeugte Elektrizität nicht zeitnah und rentabel verkauft werden kann, bietet sich der alternative Absatz durch PtG-Anlagen an. Somit kann der Nutzungsgrad der erzeugten erneuerbaren Energie gesteigert werden.

Trotzdem stellt die Wirtschaftlichkeit einer PtG-Anlage zum jetzigen Zeitpunkt ein Risiko dar. Hohe Investitionskosten und energetische Verluste bedeuten eine betriebswirtschaftliche Herausforderung. Ersteres ist dem technologischen Stand und der Nachfrage geschuldet. Neue Anforderungen an die Elektrolyseure wie z.B. hochdynamischer Betrieb und platzsparende Bauweise bieten noch Forschungsbedarf. Momentan zeichnet sich jedoch ein hohes Interesse an PtG-Anlagen ab, ausgelöst durch die oben erwähnte Situation der Energiedienstleister.

Gehemmt wird die Nachfrage jedoch durch die hohen Gestehungskosten der Produktgase, welche den wirtschaftlichen Absatz in Frage stellen. Während bei SNG bereits ein grosser Markt durch das Erdgas besteht, befindet sich der Wasserstoff in einem gewissen «Henne-Ei» Problem. Durch die hohen Gestehungskosten eignet sich die Vermarktung von Wasserstoff zum jetzigen Zeitpunkt nur für die Mobilität. Da jedoch die Infrastruktur, wie z.B. Wasserstofftankstellen, erst noch ausgebaut werden muss, ist der Absatz ungewiss. Hoffnung schafft jedoch das Projekt von Hyundai Hydrogen Mobility zusammen mit Hydrospyder und dem Förderverein H2 Mobilität, welche europaweit ein Wasserstoff-Ökosystem für Wasserstoff-Nutzfahrzeuge aufbauen. Bis 2025 sollen 1'600 wasserstoffbetriebene LKWs von Hyundai in die Schweiz ausgeliefert werden (h2energy, 2020). Damit wäre der erste Schritt seitens Abnehmer gemacht.

Nicht zuletzt setzt man sich bei der Investition in neue Technologien auch einem gewissen Risiko aus, dass alternative Technologien die Marktdominanz in Zukunft übernehmen könnten. So zum Beispiel könnte der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken in Skandinavien als Langzeitspeicher zum Gas konkurrieren (Sterner & Stadler, 2017).

Einfluss auf die Verbreitung der Power-to-Gas Technologie hat auch die Politik. Pilotanlagen müssen mit Fördergeldern unterstützt werden, bis sich die Investitionskosten auf ein attraktives Preisniveau senken. Bereits heute werden Fördergelder für Biogasanlagen gesprochen und es kann angenommen werden, dass durch das Interesse des Bundes zukünftig auch PtG-Anlagen grosszügig gefördert werden.

Auf der nächsten Seite wird mit Tabelle 1 eine SWOT Analyse gezeigt, welche die bisher genannten Umstände und Eigenschaften zusammenfass.

Tabelle 1: SWOT Analyse Power-to-Gas

Intern / Extern		Stärken	Schwächen
		• Einsatzmöglichkeiten • Speichermöglichkeit • Sektorenkopplung • Geographische Unabhängigkeit • Infrastruktur (SNG) • Netzstabilität • Verminderte Importabhängigkeit • Erfahrung	• Infrastruktur H_2 • Investitionskosten • Wirkungsgrad
Chancen	• Markt für Mobilitätssektor • Markt für Wärmesektor • Fossile Energiepreise • Alternative zu fossilen Energieträgern • Lösung für 100 % erneuerbare Energie	Mit PtG kann in Zukunft an tiefen Strompreisen ausgewichen werden. PtG-Anlagen in Kombination mit Langzeitspeicher sind die Lösung für ein stabiles Netz, welches mit 100 % erneuerbarer Energie versorgt wird.	Die mangelnde Infrastruktur wird durch die Nachfrage an Alternativen zu fossilen Energieträgern steigen. Investitionskosten sinken mit steigender Nachfrage
Risiken	• Alternative Technologien • Abhängigkeit von Fördergeldern • Wirtschaftlichkeit	Die Sektorenkopplung durch die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur erlaubt einen Ausbau an PtG-Anlagen welche somit den Markt aufbauen können. Steigende fossile Energiepreise zusammen mit verminderter Importabhängigkeit fördern die Technologie.	Die Wirtschaftlichkeit kann durch den Ausbau der H_2 Infrastruktur und der Forschung an der Technologie auf ein attraktives Niveau erhöht werden. Sofern keine Alternativen bestehen, kann mit Fördergeldern gerechnet werden.

1.2 Wasserelektrolyse

Power-to-Gas stellt die technische Nachbildung der natürlichen Photosynthese-Vorgänge in Pflanzen dar. Die Natur nutzt diesen Vorgang, um Energie über längere Zeit zu speichern. Trotz des geringen Wirkungsgrades von 1 % hat sich dieser Prozess in der Evolution durchgesetzt. Dabei wird Wasser durch die Sonnenenergie in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten. Dabei wird der Sauerstoff freigesetzt und der Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid aus der Luft gebunden. Das Produkt ist die chemische Bindung $C_6H_{12}O_6$ – Kohlenhydrate.

Bei der technischen Nachbildung wird der erste Schritt, die Spaltung von Wasser, mit der Elektrolyse umgesetzt. Dabei entsteht wie in der Natur Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2). Zwei Wassermoleküle (H_2O) werden so zu zwei Wasserstoffmolekülen (H_2) und einem Sauerstoffmolekül gespalten. Die Gesamtgleichung sieht somit folgendermassen aus:

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2 \qquad (1)$$

Für einen Normkubikmeter Wasserstoff werden 0.8 Liter Wasser benötigt. Bei der Wasserspaltung entstehen dabei noch 0.5 Nm^3 Sauerstoff.

Der minimale Energieaufwand beläuft sich auf ein theoretisches Minimum von 237.13 kJ an elektrischer Energie, der sogenannten Gibbs-Energie. Um die irreversible Entropieänderung der Reaktion zu ermöglichen, sind weitere 48.7 kJ an thermischer Energie notwendig. Somit beläuft sich die Reaktionsenthalpie, welche in elektrischer und thermischer Form zugeführt wird, auf folgenden Wert:

$$\Delta H_R^0 = 285.83\ kJ/mol \qquad (2)$$

Aus dieser Reaktionsenthalpie kann der Heiz- und Brennwert von Wasserstoff berechnet werden. Der Heizwert wird mit der Gibbs-Energie berechnet und als «Lower-Heat-Value» (LHV) bezeichnet. Dieser beträgt unter Standardbedingungen 33.3 kWh/kgH_2. Der Brennwert hingegen bezieht sich auf die irreversible Entropieänderung, welche die benötigte, thermische Energie miteinbezieht und daher mit 39.4 kWh/kgH_2 höher als der Heizwert. Unter «Higher-Heat-Value» (HHV) versteht man den Brennwert (Meier, 2014).

Die Spaltung von Wasser erfolgt in einer Elektrolysezelle, welche aus einer Anode, dem Elektrolyten und einer Kathode besteht. Die minimale Zersetzungsspannung nach Faraday'schem Gesetz beträgt 1.23 V und bezieht sich nur auf die Gibbs-Energie. Berücksichtigt man die thermische Energie, so bekommt man die sogenannte thermoneutrale Zersetzungsspannung, welche an den Elektroden angebracht werden muss. Diese berechnet sich wie folgt:

$$U_{th} = \frac{\Delta H_R^0}{z * F} = \frac{285.83\ kJ/mol}{1\ mol * 2 * 96486\ As/mol} = 1.48V \qquad (3)$$

Z ist dabei die Anzahl Elektronen, die bei der Elektrolyse ausgetauscht werden und F die Faraday Konstante. Bei dieser Spannung wird die Gibbs Energie von 237.13 kJ in elektrischer Form bereitgestellt. Die verbleibenden 48.7 kJ werden durch den ohmschen Verlust in thermische Energie gewandelt.

Der elektrische Wirkungsgrad setzt sich aus der Spannungs-Effizienz und der Faraday-Effizienz zusammen:

$$\eta_{el} = \eta_U * \eta_F \quad (4)$$

Dabei ist die Spannungs-Effizienz das Verhältnis zwischen der thermoneutralen Zersetzungsspannung und der an der Zelle effektiv anliegenden Gleichspannung:

$$\eta_U = \frac{U_{th}}{U_{Cell}} \quad (5)$$

Die Faraday-Effizienz stellt die reale Wasserstoff-Produktionsrate der idealen gegenüber:

$$\eta_F = \frac{\dot{n}_{real}}{\dot{n}_{ideal}} \quad (6)$$

Da sich die Faraday-Effizienz in der Praxis nahe bei 100 % befindet, wird meistens nur mit der Spannungs-Effizienz gerechnet. Die Zellenspannung U_{cell} ist dabei variabel. Mit zunehmender Spannung steigt die Stromdichte in der Zelle und die Wasserstoff-Produktionsrate nimmt zu.

Betrachtet man das Gesamtsystem der Elektrolyse kann der Wirkungsgrad über den Energiegehalt des erzeugten Wasserstoffs im Verhältnis zur zugeführten elektrischen Energie berechnet werden:

$$\eta_{sys} = \frac{\Delta H_R^0}{W_{el}} \quad (7)$$

Da nicht immer klar ist, ob dabei vom Heiz- oder Brennwert ausgegangen wird, verwenden Hersteller anstelle des Wirkungsgrads häufiger die Menge an benötigter elektrischer Energie in kWh pro produziertem Volumen Wasserstoff ($kWh_{el}/Nm3\ H_2$).

1.2.1 Elektrolysearten

Gegenwärtig gibt es folgende drei Typen von Elektrolysezellen:

- AEL: Alkalische Elektrolyse *(auch AEC)*
- PEMEL: Proton-Exchange-Membrane Elektrolyse *(auch Polymer-Electrolyte-Membrane oder Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse)*
- HTEL: Hochtemperatur Elektrolyse *(auch SOEC)*

1.2.1.1 Alkalische Elektrolyse

Die Alkalische Elektrolyse ist die seit längstem kommerziell eingesetzte Technologie. Jedoch besteht noch Forschungsbedarf bei neuen Anforderungen, wie z.B. ein dynamischer Teillast-Betrieb, welcher die Kombination mit erneuerbaren Energiequellen verlangt (Sterner & Stadler, 2017). Bei der alkalischen Elektrolyse wird ein flüssiger Elektrolyt aus einer Kalium-Hydroxid Lösung eingesetzt. Die beiden Elektroden aus Nickel sind dabei durch ein mikroporöses

Diaphragma voneinander getrennt, damit der Sauerstoff nicht mit dem Wasserstoff reagieren kann. Wird nun eine Gleichspannung an den Elektroden angelegt, reduziert sich das Wasser an der Kathode zu Wasserstoff und Hydroxic-Ionen. Die Hydroxid-Ionen traversieren durch das Diaphragma und oxidieren an der Anode zu Sauerstoff und Wasser. Die Teilreaktionen werden durch folgende Gleichungen beschrieben:

$$2H_2O + 2\,e^- \rightarrow H_2 + 2O^- \quad (8)$$

$$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \quad (9)$$

Durch den Betrieb bei Teillast können verstärkt Verunreinigungen im Produktgas auftreten, was eine aufwändige Gasreinigung erfordert. Zudem sind die bisher kommerziell erhältlichen Anlagen nur bedingt für dynamische Lastwechsel ausgelegt. Laborversuche mit optimierten Anlagen versprechen jedoch in dieser Hinsicht Verbesserung (Milanzi, et al., 2018).

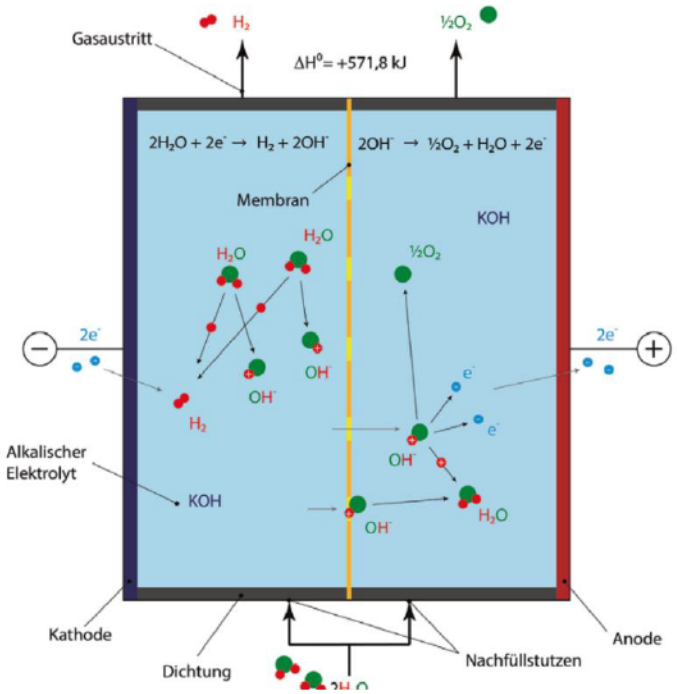


Abbildung 3: Aufbau und chemischer Vorgang in der alkalischen Elektrolyse (Sterner & Stadler, 2017)

1.2.1.2 Membran-Elektrolyse

Neben der Alkalischen Elektrolyse sind auch PEM-Elektrolyseure kommerziell im industriellen Massstab erhältlich. Im Gegensatz zu AEL Anlagen, welche bereits bis in den dreistelligen MW Bereich skaliert wurden, befinden sich die bisher grössten realisierten PEM-Elektrolyseure im unteren, zweistelligen MW Bereich (Milanzi, et al., 2018). Die PEM-Elektrolyse basiert auf den inversen Vorgängen einer Brennstoffzelle. Die Namensgebung kommt von der protonenleitenden Festpolymer-Membran, die zwischen den beiden Elektroden liegt. Diese bildet gleichzeitig der protonenleitende Elektrolyt und die elektronenhemmende Membrane. Zusammen mit einem hochporösen Material, welches auf den Elektroden liegt, bildet man mit den unter Spannung stehenden bipolaren Platten ein Membrane-Electrode-Assembly (MEA). Dabei wird nur die Anode mit (hochreinem) Wasser beschickt, auf der Kathodenseite bildet sich (theoretisch) ausschliesslich Wasserstoff. Dadurch verbleiben, im Vergleich zur

alkalischen Elektrolyse, weitaus weniger unerwünschte Stoffe im Produktgas (Sterner & Stadler, 2017). Die Anoden resp. Kathodenreaktion bildet sich folgendermassen:

$$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \quad (10)$$

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \quad (11)$$

Die MAE können danach zu Stacks formatiert werden, wobei bis zu 60 solcher MEA in Serie ein PEM-Stack bilden. Die feste Polymermembrane ermöglicht im Gegensatz zum flüssigen, alkalischen Elektrolyten eine 5- bis 10-mal kompaktere Bauweise (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019).

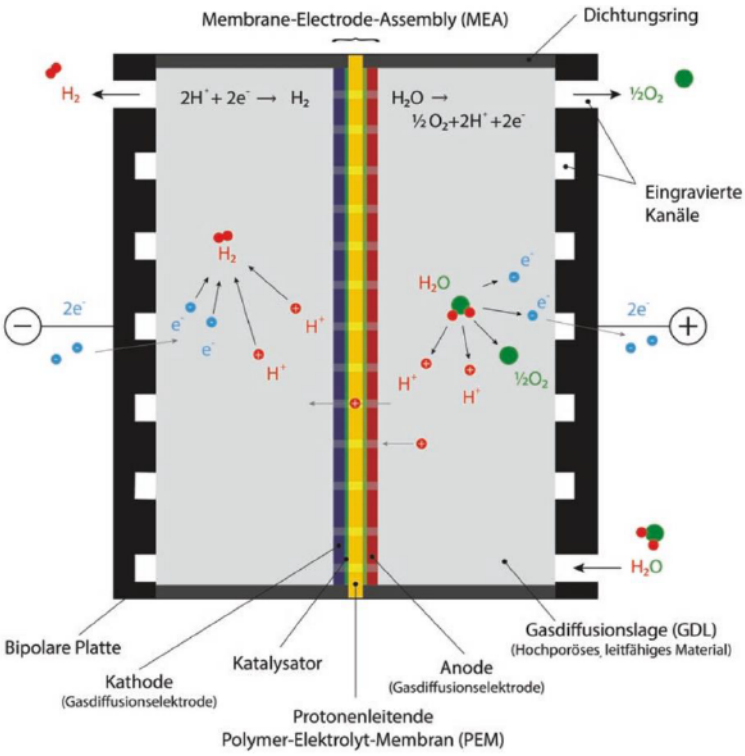


Abbildung 4: Aufbau und chemischer Vorgang eines Membrane-Electrode-Assembly für einen PEM Elektrolyseur (Sterner & Stadler, 2017)

Forschungspotenzial besteht bei der PEM-Elektrolyse besonders bei der Elektrolyt-Membran, welche hohen elektrochemischen Belastungen ausgesetzt ist. Die Komplexität und der Einsatz von teuren Materialen wirken sich auf die Herstellungskosten aus. Zurzeit sind die Investitionskosten im Vergleich zu AEL-Anlagen doppelt so hoch (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019). Trotzdem bieten PEM-Elektrolyseure das grössere Potenzial. Einerseits werden bessere Wirkungsgrade erzielt und andererseits können PEMEL hochdynamisch und problemlos im Teillastbereich betrieben werden, was für die zukünftige Anwendung mit erneuerbaren Energiequellen gefordert wird. Durch den derzeitigen Forschungsaufwand kann davon ausgegangen werden, dass PEMEL sich durch diese Vorteile noch stärker von der AEL-Technologie abheben wird. Ein erhöhter kommerzieller Einsatz wird sich bereits in naher Zukunft auf die Investitionskosten auswirken (Milanzi, et al., 2018).

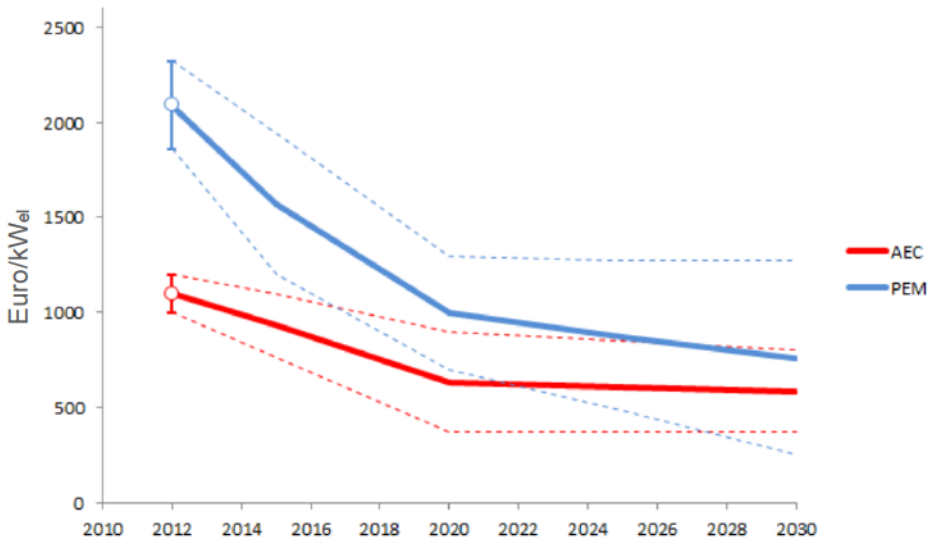


Abbildung 5: Erwartete Investitionskostensenkung von AEL (AEC) und PEM Elektrolyseuren (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019)

1.2.1.3 Hochtemperatur-Elektrolyse

Eine weitere Technologie zur Wasserstoffherstellung bietet die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL), auch Solid-Oxid-Electrolyser-Cell (SOEC) genannt. Es sind bereits Anlagen mit dieser Technologie im industriellen Massstab im Einsatz (Salzgitter AG, 2020), jedoch ist die Technologie im Vergleich zu AEL und PEMEL noch im Entwicklungsstadium. Im Gegensatz zu den beiden anderen Technologien wird hier die benötigte Spaltungsenergie zum grössten Teil in Form von Wärme zugeführt. Dadurch sinken die Zellenspannung und der elektrische Energieaufwand. Es werden Temperaturen von 700-1000 °C erreicht, welche durch eine äussere Wärmequelle, z.B. aus der Industrie oder Solarthermie, zur Verfügung gestellt wird. Daher sind solche Anlagen nur sinnvoll, wenn die benötigte Wärme aus externen Quellen stammt und nicht aus elektrischer Energie gewonnen wird. Sind die Gegebenheiten jedoch vorhanden, erreichen sich deutlich höhere Wirkungsgrade durch den geringeren elektrischen Energiebedarf, jedoch nur auf den Strom bezogen. Forschungsbedarf besteht noch bei der zu tiefen Lebensdauer, da durch die hohen Temperaturen das Material stark belastet wird (Milanzi, et al., 2018). Die Wasserspaltung läuft nach folgenden Reaktionsgleichungen ab:

$$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-} \quad (12)$$

$$O^{2-} \rightarrow 2e^- + \frac{1}{2} O^{2-} \quad (13)$$

1.2.2 Einfluss von Druck und Temperatur

Der Energiebedarf der Elektrolyse ist abhängig vom Druck und der Temperatur, welche in der Zelle herrscht. Beide Grössen können den Umständen entsprechend variabel angepasst und somit für die benötigten Anforderungen optimiert werden. In Abbildung 6 ist die minimale Zersetzungsspannung in Abhängigkeit zu Temperatur und Druck aufgezeigt. Dabei wird ersichtlich, dass der Spannungswirkungsgrad mit zunehmender Temperatur steigt. Von dieser Gegebenheit profitiert hauptsächlich die Hochtemperatur-Elektrolyse. Wird der totale Energiebedarf der Elektrolyse berücksichtigt, steigt dieser jedoch mit zunehmender Temperatur leicht an. Durch die Nutzung von externen Wärmequellen und mit einer effizienten Abwärmenutzung ist

ein hoher Temperaturarbeitspunkt jedoch ökonomisch vorteilhaft. Dem Spannungswirkungsgrad wirkt der Druck auf die Elektrolyse entgegen und erhöht den Energiebedarf der Elektrolyse. Dabei wird durch die erhöhte Materialbelastung die Lebensdauer der Membran verringert. Vorteilhaft ist jedoch der minimierte Flächenbedarf, da sich die Stromdichte und Druck erhöht. Die unter Druck stehende Elektrolyse verbessert auch die Gasqualität und reduziert die Kompressionskosten für eine nachträgliche Speicherung oder Weiterverarbeitung des Produktgases. Durch die erhöhte Stromdichte steigt auch die Prozesswärme. Falls diese effizient genutzt wird, kann der Wirkungsgradverlust kompensiert werden.

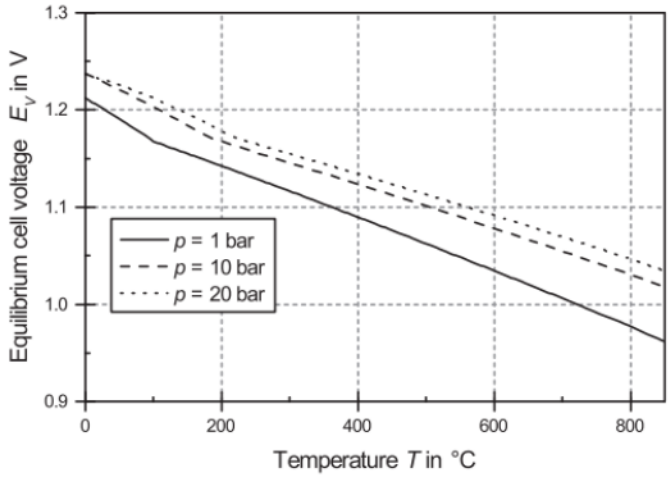


Abbildung 6: Zersetzungsspannung in Abhängigkeit zu Druck und Temperatur (Götz, et al., 2015)

1.2.3 Abwärmenutzung

Die Abwärme der Elektrolyse kann an eine externe Wärmesenke abgegeben oder intern für den Prozess selbst verwendet werden, z.B. um das Wasser für die Elektrolyse vorzuwärmen. Im Gegensatz zu HTEL ist der interne Wärmebedarf bei AEL und PEMEL vernachlässigbar gering. Für die Effizienzsteigerung muss bei AEL und PEMEL eine passende, externe Wärmesenke gefunden werden. Die Möglichkeiten sind jedoch aufgrund des geringen Temperaturniveaus beschränkt.

Frank, Gorre, Ruoss und Friedl haben in ihrem Bericht über die Berechnung und Analyse von Wirkungsgrad und Performance von PtG-Anlagen detailliert aufgeführt, wie hoch das Potenzial der Abwärmenutzung nicht nur von Elektrolyseuren, sondern auch von einem Gesamtsystem inkl. Methanisierung ist. Als Beispiel wird die erarbeitete Berechnungsvorlage auf eine alkalische Elektrolyse mit einer elektrischen Leistung von 1 MW angewandt. Das Nutzwärmeniveau liegt dabei auf 60 °C. Bei dieser Temperatur könnte theoretisch die gesamte Prozesswärme der Wasserspaltung genutzt werden. Unter diesen Umständen soll eine Gesamtwirkungsgrad-Erhöhung von 73 % auf 90 % möglich sein. Laut Frank et al. ist es dabei von grossem Nachteil, wenn die Abwärme auf ein höheres Nutzwärmeniveau angehoben werden muss.

1.2.4 Vor- und Nachteile der verschiedenen Elektrolyse-Technologien

Die Zusammenstellung der Vor- und Nachteile der beschriebenen Elektrolyse-Typen ist auf der nächsten Seite in Tabelle 2 aufgelistet. Die technischen Kenndaten der drei Elektrolyseuren-Typen unterscheiden sich je nach Literatur. Mit Tabelle 3 wird dabei ein Überblick verschafft.

Tabelle 2: Auflistung der Vor- und Nachteile der Elektrolyse-Technologien

	AEL	PEMEL	HTEL
Vorteile	• Erfahrung • Skalierung • Investitionskosten • Standzeit	• Dynamik • Teillastbetrieb • Gasqualität • Platzbedarf • Potenzial	• Wirkungsgrad • Nutzung von Wärmequellen
Nachteile	• Anlagengrösse • Dynamik • Teillastbetrieb • Gasqualität • Elektrolytkreislauf	• Technischer Reifegrad • Investitionskosten • Materialanforderungen • Benötigte Wasserqualität • Standzeit	• Technischer Reifegrad • Erfahrung • Materialanforderungen • Standzeit

Tabelle 3: Auflistung der technischen Kenndaten der Elektrolyse-Technologien aus der Literatur

	AEL	PEMEL	HTEL
Zellenspannung [V]	1.8-2.4 [1] 2.4 [2]	1.8-2.2 [1] 2.2 [2] 0.6-2 [5]	0.91-1.3 [1] 0.7-1.5 [3] 1.2-1.4 [5]
Temperatur [°C]	40-90 [1] 60-80 [3] 70-90 [5]	20-100 [1] 50-80 [3] 60-80 [5]	800-1'000 [1] 650-1'000 [3] 700-1'000 [5]
Druck [bar]	1-30 [2] <30 [3]	>100 [1] 30-50 [2] <200 [3] 30-60 [5]	30 [2] <25 [3] 0 [5]
Energieaufwand* [kWh_{el}/Nm^3 H_2]	4.5-7 [1] 4.2-5.9 [3]	4.5-7.5 [1] 4.2-5.5 [3]	0.6 [2] >3.7 [3]
Zukünftiger Energieaufwand [kWh_{el}/Nm^3 H_2]	4.3-5.7 [1]	4.1-4.8 [1]	
Spannungswirkungsgrad [%]	62-82 [2] 68 [4]	67-82 [2] 70 [4] 67-87 [5]	65-82 [2] <110 [3] 82 [4]
Gasqualität [% H_2]	99.5 [3] >99.5 [5]	99.99 [3] >99.99 [5]	99.9 [3]
Minimaler Teillastbereich [% P_{Nenn}]	20 [1] 10-40 [3] 0-10 [4]	5 [1] 0-10 [3] 20-40 [4]	>30 [3]
Reaktionszeit	Sekunden [3] 33 %/s [4]	Millisekunden [3] 50-90 %/s [4]	Sekunden [3]
Standzeit Stack [h]	60'000-90'000 [3] <90'000	20'000-60'000 [3] <20'000 [5]	<10'000 [3]
Investitionskosten [Euro/kW_{el}]	800-1'500 [2] 1'000-2'000 [3] 1'025 [4]	2'000-6'000 [2] 1'860-2'320 [3] 2'035 [4] AEL * 2 [5]	>2'000 [3] 2'540 [4]

* Bezogen auf den HHV

[1] (Götz, et al., 2015)
[2] (Sterner & Stadler, 2017)
[3] (Schmidt, et al., 2017)
[4] (Milanzi, et al., 2018)
[5] (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019)

1.3 Methanisierung

Wie bereits erwähnt, kann in einem zweiten Schritt Methan (CH_4) durch die Synthese mit CO_2 und dem zuvor erzeugten Wasserstoff gewonnen werden. Methan ist ein vielseitiger Energieträger, der sich durch die hohe Energiedichte für Speicherlösungen anbietet und durch die gleichwertigen Eigenschaften zu Erdgas die vorhandene Infrastruktur nutzen kann. Dadurch kann die Methanisierung von einem bereits bestehenden Markt profitieren.

Methan wird hauptsächlich durch Biomasse aus Kläranlagen und Landwirtschaft sowie organischen Abfällen aus Gärtnereien und Haushalten gewonnen. Das dabei entstehende Rohbiogas enthält zwischen 50-65 % CH_4 und 35-50 % CO_2 (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019). In Biogasanlagen wird dieses Rohbiogas vom CO_2 getrennt und aufbereitet, bevor dieses in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Sofern es der Standort erlaubt, kann dieses CO_2 aufbereitet und für die Methanisierung in PtG-Anlagen verwertet werden. Das Produktgas Methan enthält 78 % des Brennwerts von Wasserstoff. Dieser Wert bildet den theoretischen Wirkungsgrad der Methanisierung (Graf, Krajete, & Schmack, 2014).

Bei Methanisierungs-Anlagen unterscheidet man grundsätzlich zwischen chemischer (auch katalytischer) und biologischer Methanisierung. Die Reaktionsgleichung, bekannt als Sabatier-Reaktion, ist bei beiden Verfahren identisch:

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad (14)$$

Für einen Normkubikmeter CH_4 werden somit 4 Nm^3 H_2 und 1 Nm^3 CO_2 benötigt. Bei der Reaktion entstehen noch 1.6 Liter Wasser.

Paradoxerweise ist die Reaktion in umgekehrter Richtung (Dampfreformierung von Erdgas) das häufigste Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff (Sterner & Stadler, 2017).

1.3.1 Chemische Methanisierung

Um Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid zu verbinden, werden nickelbasierte Katalysatoren eingesetzt, welche sich in Reaktoren befinden. Die in Formel (14) beschriebene Reaktion ist stark exotherm und weist eine Reaktionsenthalpie von -165 kJ/mol auf. Daher herrschen bei der chemischen Methanisierung Temperaturen von 250-700 °C bei einem Druck von 1-30 bar (Graf, Krajete, & Schmack, 2014). Für eine 98-prozentige CO_2 Wandlung muss eine Temperatur von 300 °C unter einem Druck von 20 bar herrschen (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019). Die hohen Temperaturen erlauben eine gute Abwärmenutzung. Dadurch kann der Wirkungsgrad des Methanisierungs-Systems um über 17 % erhöht werden (Graf, Krajete, & Schmack, 2014).

Für die Synthese werden die Eduktgase in den Reaktor geführt, wo diese den Katalysator umströmen und zu Methan reagieren. Eine Herausforderung stellt dabei der thermische Haushalt

im Reaktor dar, da sich trotz komplexer Kühlsystemen Hotspots bilden können, welche starke Materialbelastungen verursachen. Ein weiteres Problem stellt der Schwefelgehalt vom Eduktgas dar, welcher unter 1 ppm liegen muss, da die Katalysatoren Nickel-basiert sind. Zudem kann bei der Reaktion Kohlenstoffmonoxid (CO) mit Kohlenwasserstoffen auf der Oberfläche der Katalysatoren dissoziieren und damit zu Kohlestoffablagerungen führen, welche die Methanbildung hemmen (Teske, Rüdisüli, Bach, & Schildhauer, 2019). Über die Auswirkungen auf den Festbett-Reaktor bei fluktuierendem Betrieb in Kombination mit erneuerbaren Energiequellen ist zudem noch wenig bekannt. Für diesen Einsatzzweck hinderlich ist auch die Tatsache, dass der Reaktor vor und nach der Betriebszeit mit Wasserstoff geflutet werden muss, damit keine schädlichen Restgase im Katalysator verweilen. Dieser Vorgang führt zu Verzögerungen beim An- und Abfahrvorgang (Sterner & Stadler, 2017).

Um diese Probleme in den Griff zu bekommen, wird aktiv an alternativen Reaktortypen geforscht. Vielversprechend sind die Ergebnisse des Paul-Scherrer-Instituts mit Wirbelschichtreaktoren. Dabei werden Katalysatorpartikel im Reaktor ständig in Bewegung gehalten, was zu einer gleichmässigen Wärmeverteilung und geringeren CO Ablagerungen führt. Ebenfalls geforscht wird am sogenannten Dreiphasen-Reaktor, wobei diese Technologie bereits seit den 1970er Jahren bekannt ist und nun neu aufgegriffen wird. Der Name kommt von den drei Phasenzuständen fest (Katalysator), flüssig (Reaktorflüssigkeit) und gasförmig (Eduktgase). Dieser Reaktortyp kann durch die Reaktorflüssigkeit nahezu isotherm betrieben werden und soll eine hohe Dynamik in Bezug auf Lastwechsel aufweisen (Sterner & Stadler, 2017).

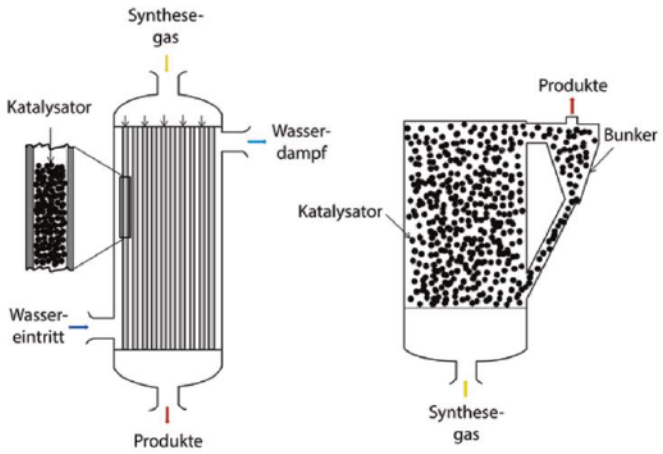


Abbildung 7: Aufbauvergleich von Festbettreaktor links und Wirbelschichtreaktor rechts (Sterner & Stadler, 2017)

1.3.2 Biologische Methanisierung

Anders als bei der chemischen Methanisierung werden bei der biologischen Methanisierung Bakterien als Katalysator eingesetzt. Diese setzen ebenfalls den Wasserstoff mit dem Kohlenstoffdioxid in Methan um. Dabei werden optimalerweise sogenannte Archaea Bakterien eingesetzt, jedoch können auch Mischpopulationen, z.B. aus Klärschlamm, zur Methanbildung führen. Da die biologische Methanisierung in flüssigem Zustand erfolgt, besteht unter diesen Umständen eine Reaktionsenthalpie von -253 kJ/mol.

Im Gegensatz zur chemischen Methanisierung liegt das Temperaturniveau von 40-70 °C deutlich tiefer. Die Methanbildungsrate ist stark temperaturabhängig und nimmt mit steigender Temperatur zu. Die Grenze setzt dabei der verwendete Bakterienstamm. Durch das geringe

Temperaturniveau ist die Abwärmenutzung eingeschränkt und nur durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich, um z.B. die Wärmeenergie in ein Fernwärmenetz zu speisen. Sind die Gegebenheiten vorhanden, kann die Wärmeleistung bei einer 5 MW_{SNG} Anlage bis zu 420 kW betragen (Graf, Krajete, & Schmack, 2014).

Das Zuführen von Wasserstoff kann bei dieser Technologie direkt in die Biomasse oder über einen separaten Reaktor erfolgen. Ersteres nennt man «In-Situ» Verfahren, welches z.B. in Kläranlagen eigesetzt werden kann. Die grosse Herausforderung dabei ist die schlechte Löslichkeit von Wasserstoff in der wässrigen Phase, was ein Rührwerk erfordert und somit zu einem bedeutsamen elektrischen Aufwand führt. Gleiches gilt für grossskalierte «Ex-Situ» Anlagen, bei welchen in einem Reaktor eine Biomasse mit Reinkulturen von Bakterien zum Einsatz kommt. Ein weiterer Nachteil der biologischen Methanisierung ist der wesentlich höhere Platzbedarf gegenüber der chemischen Methanisierung. Um das benötigte Raumvolumen bei gewünschter Produktionsrate zu bekommen, wird die GHSV (Gas-Hourly-Space-Velocity) herbeigezogen. Die GHSV ist der Quotient aus Gasvolumenstrom und Katalysatorvolumen. Während biologische Ex-Situ Verfahren auf einen Wert von maximal 100 h^{-1} kommen, kann dieser für chemische Festbett-Reaktoren bis zu 5000 h^{-1} betragen. Das Reaktorvolumen bei gleicher Produktionsrate ist daher bei der biologischen Methanisierung um den Faktor 10-100 grösser (Baer, Götz, Mörs, & Graf, 2015).

Vorteile bietet die biologische Methanisierung beim dynamischen Betrieb. So arbeiten die Mikroorganismen auch nach längerer Standzeit direkt aus dem Kaltstart heraus und ein Teillastbetrieb ist ohne Einschränkungen möglich. Somit kann der Einsatz flexibel gestaltet werden und erübrigt kostenintensive Zwischenspeicher. Zudem sind die Bakterien tolerant gegenüber Eduktgas-Verunreinigungen, Womit auf eine aufwendige Gasreinigung verzichtet werden kann (Baer, Götz, Mörs, & Graf, 2015). In Tabelle 4 werden die Vor- und Nachteile der biologischen gegenüber der chemischen Methanisierung zusammenfassend aufgelistet.

Tabelle 4: Vor- und Nachteile biologische Methanisierung

Biologische Methanisierung	
Vorteile	• Dynamik • Kaltstart • Teillastbetrieb • Toleranz gegenüber Eduktgasqualität • Produktgasqualität
Nachteile	• Skalierung • Platzbedarf • Abwärmenutzung • El. Energiebedarf • Abfallgenerierung

2 Situation ebs Energie AG

Die ebs Energie AG verfügt über neun Generatoren mit einer Gesamtleistung von 67.5 MW. Die damit erzeugte Jahresproduktion von etwa 220 GWh deckt Energiebedarf für ungefähr 56'000 Haushalte deckt. Das Versorgungsgebiet umfasst dabei den Talkessel Schwyz und angrenzende Gemeinden wie Sattel, Unteriberg oder das Muotathal. Im Muotathal beginnt auch die Kaskade mit vier Stufen, wobei das Kraftwerk am Standort Wernisberg die unterste und gleichzeitig leistungsstärkste Stufe des Energiedienstunternehmens ist. In diesem Kapitel werden die Vorteile einer PtG-Anlage am Standort Wernisberg erläutert.

Für diese Arbeit wird eine Studie der ebs Energie AG als Grundlage für die betriebswirtschaftlichen Parametern einer PtG-Anlage verwendet. Diese wurde durch den Projektleiter David Heinzer in Zusammenarbeit mit Herstellern, Planungsbüros und technischen Institutionen angefertigt. Sie umfasst Informationen über Investitions- und Betriebskosten sowie grundlegende technische Parameter zur Elektrolyse, Methanisierung und Abwärmenutzung.

2.1 Bedarf

Durch die Energiestrategie des Bundes steigt der Anteil an erneuerbarer Energie im Schweizer Stromnetz beachtlich an. In einer Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) wurden Szenarien modelliert, wie sich die Energiestrategie 2050 umsetzten lässt. So wird prognostiziert, dass sich die Energie aus PV-Anlagen bis ins Jahr 2050 um den Faktor 15 vervielfachen könnte. Durch den beschlossenen Atomausstieg und der damit zusammenhängenden Abschaltung der Atomkraftwerke werden grosse Schwankungen in Angebot und Nachfrage von elektrischer Energie entstehen, da die bestehende Bandleistung zunehmend mit inkonstanter erneuerbarer Energie ersetzt wird. Diese Schwankungen machen sich bereits heute im Strommarkt bemerkbar. An besonders sonnigen Sommertagen, an denen der Bedarf gering ist (z.B. Sonn- und Feiertage), kann der Marktpreis bis in die negativen Preise rutschen. Um bei solchen Szenarien ausweichen zu können, müssen Kraftwerksbetreiber alternative Absätze wie in Form von Power-to-Gas finden.

Der Energiewandel macht sich auch in der Region Schwyz bemerkbar. Die heute installierte PV-Leistung im Versorgungsgebiet der ebs-Energie AG wird auf 12 MW geschätzt. In den letzten Jahren hat sich diese Leistung jährlich um ungefähr 1 MW erhöht. Durch die Skalierung der gesamtschweizerisch prognostizierten Zunahme an PV-Leistung kann im Jahr 2030 davon ausgegangen werden, dass in der Region 35 MW installierte PV-Leistung vorhanden ist (Kapitel 4.2). Dadurch verringert sich der Absatz von dem durch die Wasserkraft erzeugten Strom an die Kunden und der Strom muss zu den geltenden Marktpreisen verkauft werden. Zudem machen sich die fluktuierende und schwer zu prognostizierende Leistung der PV-Anlagen bereits heute im Bilanzgruppenmanagement bemerkbar (dazu mehr in Kapitel 2.5).

Auch möchte man als Energiedienstleister eine gewisse Innovation und Bereitschaft zeigen, um einen Beitrag an die Energiestrategie des Bundes zu leisten und den technischen Fortschritt zu fördern.

2.2 Standort

Das Kraftwerk Wernisberg eignet sich durch die gute Bandleistung und geographischen Lage für eine PtG-Anlage.

Es stehen drei Synchrongeneratoren mit Francis-Turbinen für die Energieerbringung zur Verfügung. Die Eckdaten können aus Tabelle 5 entnommen werden.

Tabelle 5: Technische Daten Kraftwerk Wernisberg

Kraftwerk Wernisberg	
Leistung	2 x 9.5 MW + 1 x 2 MW
Fassungsvermögen Ausgleichsbecken	350'000 m^3
Wassersäule	87 m
Maximaler Wasserbedarf	32 m^3/s
Jahresproduktion	78 GWh
Durchschnittliche Leistung	8.65 MW

Durch die vorgeschriebene Pflichtwasserabgabe wird in dieser Kraftwerkstufe in alltäglichem Betrieb eine Leistung von mindestens 1.5-2 MW gefahren. Daraus resultiert folgende Dauerkurve der Kraftwerksleistung über ein Jahr:

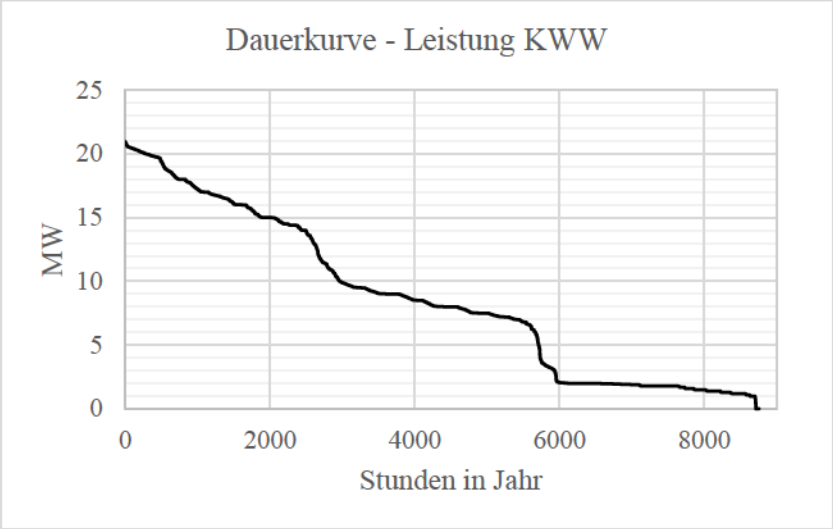


Abbildung 8: Dauerkurve Leistung Kraftwerk Wernisberg über ein Jahr

Dabei wird der Leistungssprung bei 5600 h ersichtlich. Dieser entsteht dadurch, dass die beiden grösseren Generatoren erst ab einer Leistung von 7 MW eingesetzt werden. Unter dieser Leistung herrschen bedingt durch den mechanischen Aufbau ungünstige Strömungsverhältnisse. Eine sinnvolle Ausbaustufe für die PtG-Anlage hinsichtlich der Dauerkurve wäre somit ca. 6 MW.

Der generierte Strom wird in eine nebenanliegende Unterstation bei einem Spannungsniveau von 6.3 kV gesammelt. Über Transformatoren wird diese Spannung auf 50 kV gehoben und somit auf Netzebene drei (NE3) gespiesen. Ebenfalls in dieser Unterstation vorhanden ist das Spannungsniveau von 15 kV für das regionale Netz. Welche Spannungsebene für die PtG-Anlage in Frage kommt, wird später in Kapitel 6 behandelt.

Das Wasser für die Elektrolyse kann aus dem Flusswasser entnommen und aufbereitet werden. Auch liegt das Kraftwerk Wernisberg nur wenige Kilometer von der Nord-/Süd-Achse entfernt, wodurch potenzielle Abnehmer für den Wasserstoff gut erreichbar sind.

Das durch die Methanisierung produzierte Gas soll in das regionale firmeneigene Erd- und Biogasnetz gespeist werden. Der nächstliegende Anschlusspunkt zum Kraftwerk Wernisberg liegt dabei nur 1.4 km Luftlinie entfernt (siehe Abbildung 9). Theoretisch darf diesem Gasnetz ein Wasserstoffanteil von heute 2 % und in Zukunft bis zu 10 % hinzugefügt werden. Trotzdem ist die mögliche Einspeisung im Vergleich zur potenziellen Wasserstoffproduktion vernachlässigbar klein.

Für die Methanisierung wird eine CO_2 Quelle benötigt. Eine Möglichkeit ist die Abwasserreinigungsanlage Schwyz oder das regionale Energiezentrum der Agro Schwyz AG, welche für das regionale Fernwärmenetz eine Biogasanlage mit einem Kraft-Wärme-Kopplungs Kraftwerk betreibt. Dabei ist eine Verteilstation für das Fernwärmenetz am Standort Wernisberg geplant. Falls die Kapazität vorhanden ist, stellt eine Einspeisung in dieses Fernwärmenetz ein Use-Case für die Abwärme der PtG-Anlage dar. Laut betriebsinterner Studie (Heinzer, 2021) beläuft sich die CO_2 Kapazität dieser beiden Varianten zusammen auf 0.7-2.6 Mio. Tonnen pro Jahr.

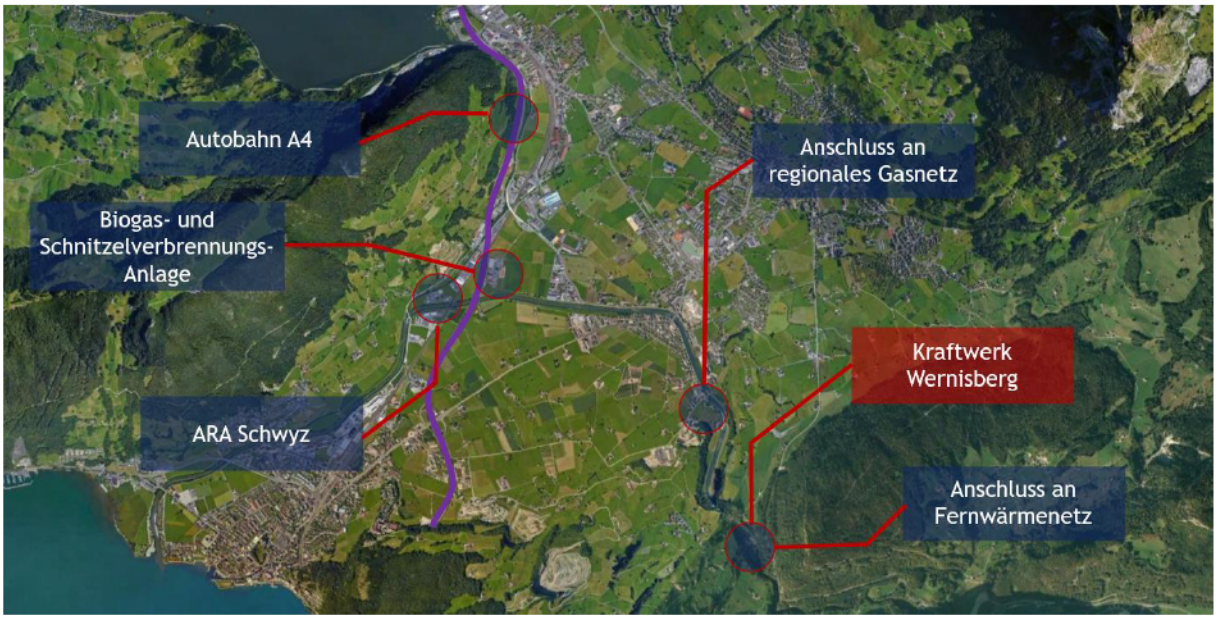


Abbildung 9: Standort Kraftwerk Wernisberg (Quelle: Google Maps)

Die ebs Energie AG befindet sich zurzeit an der Ausarbeitung einer Neukonzessionierung. Dabei sind auch Um- und Neubauten am und um das Kraftwerk Wernisberg geplant. So soll abseits des Kraftwerks ein Ausgleichsbecken geschaffen werden, welches vom turbinierten Wasser im Kraftwerk über einen unterirdischen Kanal gespeist wird. Dieser Umbau dient einerseits der Platzbeschaffung für die PtG-Anlage, da der aktuell oberirdische Wasserkanal zukünftig unterirdisch zum Ausgleichsbecken fliesst. Andererseits können allfällige Gasleitungen im unterirdischen Kanal miteingebaut werden und so den Anschluss an das regionale Gasnetz und die CO_2 Quellen vereinfachen. Bei weiterem Interesse befinden sich Übersichtsbilder vom Kraftwerk und Visualisierungen einer möglichen Installation in Anhang B.

PtG-Anlagen können modular in Containern gekauft werden. So wird auch von der ebs Energie AG eine Containerlösung geplant, um dem finanziellen Aufwand für ein eigens für die Anlage erstelltem Gebäude auszuweichen und etwas dynamischer in den Erweiterungsmöglichkeiten zu sein. Die Systemgrenzen setzt man dabei aufgrund der Erkenntnisse aus der Leistungs-Dauerkurve (Abbildung 8) des Kraftwerks Wernisberg bei einer 6 MW_{el} Elektrolyse und einer Methanisierung, welche einen Anteil von 50 % der Wasserstoff-Nennproduktion verarbeiten kann.

In dieser Arbeit wird von den oben beschriebenen Begebenheiten ausgegangen, welche sich im Verlauf des Gesamtprojektes noch ändern können.

2.3 Vertriebsmöglichkeiten

2.3.1 Wasserstoff

Wasserstoff, welcher nicht für die Methanisierung verwendet wird, soll über Kompressoren auf einen Druck von 450 bar komprimiert und in einem Zwischenspeicher gelagert werden. Die Dimension dieses Speichers soll für zwei Tagesproduktionen reichen, um z.B. eine geringe Nachfrage am Wochenende zu überbrücken. Der Wasserstoff soll anschliessend für den Transport in sogenannten Trailer abgefüllt und mit Lastwagen zum Abnehmer gebracht werden. Von einer Wasserstoff-Pipeline wird derzeit abgesehen, da sich noch kein Abnehmer in finanziell machbarer Nähe befindet.

Laut betriebsinterner Studie ist der Transport- und Mobilitätssektor das primäre Ziel für den Wasserstoffabsatz, da hier grosses Potenzial vorhanden und ist sich die Infrastruktur bereits im Aufbau befindet. So ist besonders für schwere Fahrzeuge (LKWs, Busse, Schiffe, etc.) Wasserstoff eine gute Alternative zu den fossilen Brennstoffen wie Benzin und Diesel. Dabei sind diese Wasserstoff-Fahrzeuge im Vergleich zu batteriebetriebenen Varianten bei hoher Reichweite günstiger (EU, 2019). Zudem entfallen für wasserstoffbetriebene LKWs die Schwerverkehrsabgaben, was einen Anreiz auch für regionale Transportunternehmen schaffen könnte, in Wasserstoff-LKWs zu investieren. In der Industrie wird der benötigte Wasserstoff zu 90 % vor Ort mittels Dampfreformierung durch Erdgas hergestellt. Hier wird in den nächsten Jahren kein möglicher Absatzmarkt erwartet. Wenn die CO_2 Abgaben weiter steigen, wird jedoch auch die Industrie in Zukunft auf erneuerbares Gas umsteigen. Weiter wurde in der Studie die Rückverstromung betrachtet. Hier ergeben sich in naher Zukunft jedoch auch nur geringe Möglichkeiten. Der Wasserstoff müsste für eine wirtschaftliche Rückverstromung saisonal gespeichert und im Winter zu hohen Preisen verkauft werden, um die finanziellen Einbussen durch den Wirkungsgrad zu kompensieren. Dazu müsste auch erst noch die Infrastruktur erbaut werden, welche aus dezentralen Brennstoffzellen und zentralen Kraft-Wärmekopplungs-Kraftwerken sowie saisonalen Zwischenspeichern bestehen könnte.

2.3.2 Methan

Wie bereits erwähnt befindet sich das regionale Gasnetz in unmittelbarer Nähe zum Kraftwerk Wernisberg. Bei einem Anschluss könnte das erzeugte Methan eine erneuerbare Alternative zu Erdgas für die Abnehmer in der Region bereitstellen. Der Absatz reicht dabei unter der Woche für eine potenzielle 6 MW PtG-Anlage mit reiner Methanproduktion. Von einer Einspeisung in das Mitteldrucknetz wird abgesehen, da das Gas auf 30 bar komprimiert werden müsste und dadurch hohe Investitions- und Betriebskosten entstehen würden.

2.3.3 Sauerstoff

Sauerstoff wird in der Industrie bei der Unterstützung von Verbrennungsvorgängen, z.B. Stahlwerken und Kraftwerken oder bei Schweiss- und Schneideverfahren eingesetzt. In Biogas- und Kläranlagen kann der Sauerstoff zudem für den Abbau von Schadstoffen behilflich sein. Weitere Anwendungen sind das Gesundheitswesen oder Brennstoffzellen-Anlagen. Da der Erlös von Sauerstoff im Vergleich zum Vertriebsaufwand jedoch gering ist, wird in diesem Projekt von einer Vermarktung absehen.

2.4 Regelenergie

Bereits im Kapitel 0 wurde erwähnt, dass mit einer dynamischen PtG-Anlage am Regelenergiemarkt teilgenommen werden kann. Dabei spricht man von einer sogenannten Systemdienstleistung (SDL). Konkret wird von der Swissgrid die Regelenergie für die jeweils nächste Woche ausgerechnet. Diese wird unterteilt in Primär-, Sekundär- und Tertiär-Regelleistung (PRL, SRL, TRL). Diese Abstufungen unterscheiden sich in erster Linie nach der Geschwindigkeit, in welcher sie im Bedarfsfall aktiviert werden können. Durch einen abrupten Strommangel, z.B. durch einen Netz- oder Kraftwerksausfall, kann die Swissgrid der Reihe nach Regelleistung abrufen. Dabei muss die primäre Regelleistung innerhalb von Sekunden, die sekundäre innerhalb von Minuten und die tertiäre innerhalb von 15 Minuten von den Systemdienstleistern erbracht werden (Swissgrid, kein Datum).

Nun können Energiedienstleister der Swissgrid ein Angebot für einen Teil dieser Regelenergie unterbreiten. Unterschieden wird dabei neben primär, sekundär und tertiär auch zwischen positiver und negativer Regelleistung. Die Leistungsstufen sind dabei im Megawatt-Bereich. Dem Anbieter mit dem tiefsten Angebot wird dann der Auftrag zugesprochen. Dabei handelt es sich um die sogenannte Vorhaltung einer gewissen Regelleistung. Wird die Leistung zugesprochen, muss als Produzent beachtet werden, dass die betriebenen Anlagen zu jeder Zeit die nötige Kapazität und Dynamik aufweisen, um die Regelleistung zu erbringen. Bei einem Abruf wird die Regelenergie mit einem Zuschlag auf den üblichen Marktwert vergütet. Finanziell lohnenswert ist jedoch vor allem die Vorhaltung der Regelleistung, welche mit einem Pauschalbetrag vergütet wird.

Die ebs Energie AG bietet bereits heute sekundäre Regelleistung an. Durch eine potenzielle PtG-Anlage kann dieses Angebot erweitert werden.

2.5 Bilanzgruppenmanagement

Die ebs Energie AG steht im Energieaustausch mit den Centralschweizerischen Kraftwerks AG (CKW). Dabei befindet sich der Ausgleich von NE3 (50 kV, ebs Energie AG) auf NE1 (220 kV, CKW) in Ingenbohl. So kann überschüssiger Strom, welcher das Versorgungsgebiet nicht aufnehmen kann, an die CKW geleitet und zu den geltenden Marktpreisen verkauft werden. Im Gegenzug kann bei einer Unterproduktion, z.B. im Winter, Strom von den CKW über diesen Ausgleich bezogen werden, um den Strombedarf der Kunden der ebs Energie AG zu decken. Dieser Ausgleich ist mit dem «Bilanzgruppenmanagement» geregelt. Die CKW stellen dabei die sogenannten Bilanzgruppenverantwortliche dar, welche die Bedingungen für das Bilanzgruppenmanagement mit der ebs Energie AG vertraglich regelt. So muss die ebs Energie AG ihre geplante Stromproduktion für den nächsten Tag im Voraus den CKW melden. Für diese gemeldete Produktion gilt nun ein Toleranzband, welches einzuhalten ist. Im Falle der ebs Energie AG beläuft sich dieses auf +/- 3 MW. Um einen finanziellen Anreiz zu schaffen, die gemeldete Produktion auch einzuhalten, werden sogenannte «Short» und «Long» Tarife eingeführt (diese gelten gesamtschweizerisch). Bei positiven Abweichungen befindet sich die ebs Energie AG in einer Überproduktion, in diesem Fall wird der Long-Tarif eingesetzt, welcher den Strompreis reduziert. So muss der Anteil, welcher über dem gemeldeten Austausch liegt, zu einem unwirtschaftlicheren Preis verkauft werden. Wird zu wenig Strom produziert, greift der Short-Tarif, welcher den Strompreis wiederum erhöht. Da in diesem Fall Strom zum erhöhten Preis zugekauft werden muss, entstehen zusätzliche Kosten.

Die ebs Energie AG hat dabei spezielle Konditionen mit den CKW, so wird nicht direkt der Long- und Short-Preis verwendet, sondern immer ein Anteil des normalen Marktpreises beibehalten. Dieser Anteil wird beim Überschreiten der +/- 3MW Toleranz verringert, um die Long- und Short-Tarife zu gewichten.

Ähnlich wie bei Industriebezügern besteht auch ein Leistungstarif für den maximalen Strombezug der ebs Energie AG. Dabei wird die Spitzenbezugsleistung innerhalb eines Jahres verrechnet. Der normalerweise unter 27 MW liegende Bezug wird in dieser Arbeit berücksichtigt und als «Bezugsgrenze» deklariert. Falls diese Bezugsgrenze durch die PtG-Anlage erweitert wird (Kapitel 2.6), könnten hohe Kosten entstehen. Diese gilt es zu verhindern.

2.6 Netzbezug

Durch den Anschluss einer PtG-Anlage am Standort Wernisberg ist diese vom sogenannten «Netznutzungsentgelt» befreit. Diese Netzentgelt-Kosten entstehen, wenn Verbraucher ein Übertragungsnetz belasten. Die dadurch generierten Einnahmen werden für den Bau, Betrieb und die Instandhaltung der Stromnetze verwendet.

Im Simulationsmodell wird geprüft, ob es sich trotz den zusätzlichen Kosten lohnt, Strom aus dem Netz zu beziehen, falls das Kraftwerk Wernisberg nicht die Nennleistung der PtG-Anlage erbringt. In diesem Fall wird die Anlage als Industriebezüger betrachtet, welcher zu den geltenden Hoch- und Niedertarifen Strom bezieht. Im Hochtarif wird dabei zusätzlich ein Leistungstarif verrechnet, welcher sich auf die Spitzenleistung innerhalb eines Monates bezieht. Dieses Zusatzkosten sind im Modell berücksichtigt.

2.7 Fördergelder

Der Bund möchte ab 2021 mit Subventionen aus dem CO_2-Fonds Massnahmen fördern, welche zur Energiestrategie 2050 beitragen. Der Fördertopf soll sich auf jährlich 60 Millionen belaufen. Dabei sollen unter vielen anderen auch «Anlagen zur Produktion erneuerbare Gase» unterstützt werden. Wie hoch der Förderbetrag für dieses Projekt sein wird, ist schwierig abzuschätzen. Für das in diesem Projekt erstellte Modell wird eine Förderung von bis zu 30 % der Investitionskosten angenommen, beim Aufzeigen der Investitionskosten ist dieser theoretische Förderbeitrag jedoch nicht berücksichtigt.

Gefördert wird auch die Erzeugung von Biogas, so werden Förderbeiträge für den Investitionsaufwand in der Höhe von 1'200 CHF pro Nm^3/h Biogas gesprochen sowie für die ersten drei Jahre eine Einspeisevergütung von 2.544 Rp/kWh_{SNG} bezahlt. Diese Beiträge sind ebenfalls im Modell hinterlegt, wobei auch hier die Investitionskosten exklusive Förderbeiträge dargestellt werden.

2.8 Technologieentscheid

Trotz der höheren Investitionskosten wird die PEMEL-Technologie für den Einsatz bei der ebs Energie AG als vorteilhaft gegenüber einer AEL-Anlage eingeschätzt. Zum einen kann diese platzsparend in einer Container-Lösung verstaut werden und zum anderen kann auch bei dynamischem Arbeitspunkt von einer hohen Produktgasqualität ausgegangen werden. Besonders letzteres ist für die ebs Energie AG von Bedeutung, da der Wasserstoff für den Mobilitätssektor eine besonders hohe Reinheit aufweisen muss und schnelle Lastwechsel durch Regelleistung und dem Netzausgleich nicht zu verhindern sind. Die Elektrolyse soll mit einer Methanisierung

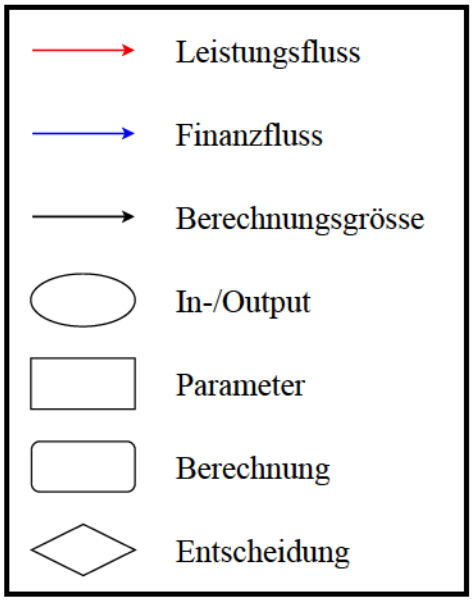
zu einer Hybrid-Lösung gepaart werden, um die Spitzenproduktion von Wasserstoff zu methanisieren. So wird ein alternativer und sicherer Absatz zum Wasserstoff geschaffen, während der Wasserstoffabsatz weniger grossen Schwankungen ausgesetzt ist und man somit ein konstante Produktionsrate vermarkten kann. Für die Methanisierung wird die biologische Variante priorisiert, jedoch nicht festgelegt. Denn einerseits eignet sich die biologische Methanisierung gut für einen dynamischen Betrieb, andererseits befindet sich diese noch in technologischer Entwicklung.

3 Power-to-Gas-Modell

Das Modell wurde in dieser Arbeit mit der Software Matlab und der integrierten Modellierungssoftware Simulink erstellt. PtG-systembezogene Parameter werden dabei aus einer Excel-Datei importiert. Die Outputs können in Matlab resp. Simulink selbst oder exportiert in einem beliebigen Programm dargestellt werden.

In diesem Kapitel wird das erstellte PtG-Modell vorgestellt. Dabei wird zuerst das Modell als Ganzes und anschliessend auf die einzelnen Submodelle eingegangen. Als Unterstützung zum Verständnis und Visualisation der Prozesse werden Flussdiagramme verwendet, welche aus folgenden Komponenten bestehen:

Tabelle 6: Modellkomponenten



Um die Komplexität der Flussdiagramme einzuschränken, werden einzelne Teilschritte und Zwischenresultate, welche nicht zum grundsätzlichen Verständnis beitragen, ausgelassen. Bei Bedarf kann der gesamte, detaillierte Modellaufbau im Anhang «Code Modell – Simulink» nachgeschlagen werden.

3.1 Modellübersicht und Prozessbeschrieb

Bevor das gesamte PtG-Modell sowie alle Submodelle (Modell im Modell) erklärt werden, soll in diesem Abschnitt eine Übersicht über die einzelnen Teile und Prozesse geschaffen werden.

Wie in Tabelle 6 bereits gekennzeichnet, kann das PtG-Modell grundsätzlich in einen Leistungsfluss (rote Pfeile) und einen Finanzfluss (blaue Pfeile) unterteilt werden. Die beiden Flussarten ziehen sich durch die einzelnen Submodelle.

3.1.1 Leistungsfluss

In Abbildung 10 wird der Leistungsfluss von Strom oder Produkten als Flussdiagramm dargestellt. Für das Modell können archivierte Stromproduktions- und Netzdaten in Form von Zeitreihen verwendet werden. Auf Grundlage dieser Datenreihen wird anschliessend eine mögliche Produktion mit der PtG-Anlage simuliert. Durch das Modell können Rückschlüsse

gezogen werden, wie und wann die PtG-Anlage läuft und was die Produktionsmenge sowie der resultierende Erlös beträgt. Zusammen mit den Betriebskosten («Operational Expenditures», kurz OPEX) kann schlussendlich eine Bilanz gezogen werden.

Der erste Teil der P2G Anlage bildet die Produktweiche, welche entscheidet, ob und wie die Anlage betrieben wird. Unter Berücksichtigung der Verlustleistung wird anschliessend die berechnete Leistung, mit welcher Wasserstoff hergestellt werden soll, an das Elektrolyseur-Submodell weitergegeben. Die Menge an berechnetem Wasserstoff wird danach abhängig von der Modell-Konfiguration durch das Submodell «H2 Weiche» an die Methanisierung oder den Wasserstoff-Speicher aufgeteilt. Beim Power-to-Gas Vorgang entsteht beim Elektrolyseur sowie bei der Methanisierung Abwärme. Diese Abwärme soll genutzt werden und wird im Modell berücksichtigt. Die letztendliche Produktmenge wird also aus Wasserstoff, Methan und Heizwärme gebildet.

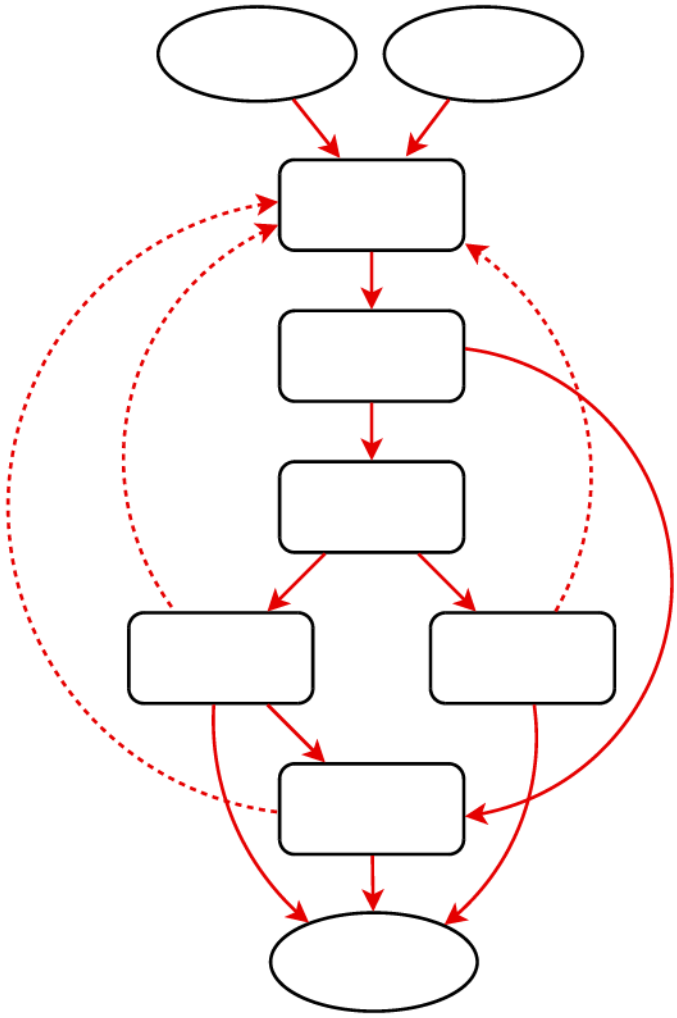


Abbildung 10: Modell - Leistungsfluss, Verlustleistung gestrichelt

3.1.2 Finanzfluss

Der Finanzfluss setzt sich durch die Submodelle in Abbildung 11 zusammen. Durch die PtG-Anlage können neben den Produkterlösen auch Systemdienstleistungs-Erlöse durch das Angebot von Regelenergie gewonnen werden. Netzkosten entstehen durch den verlorenen Stromabsatz am Strommarkt, dem Leistungsbezug aus dem Netz und der Verlustleistung. Der Netzbezug und die Verlustleistung werden in einem späteren Abschnitt erläutert. Weiter müssen die Betriebskosten der Anlage betrachtet werden, wobei diese aufgeteilt auf die einzelnen

Anlagenkomponenten berechnet werden. Letztendlich kann mit dem Erlös aus den Produkten eine finanzielle Bilanz gezogen werden. Unabhängig von der finanziellen Bilanz werden die Investitionskosten zur Analyse für die untersten vier Submodelle in Abbildung 11 separat aufgeführt.

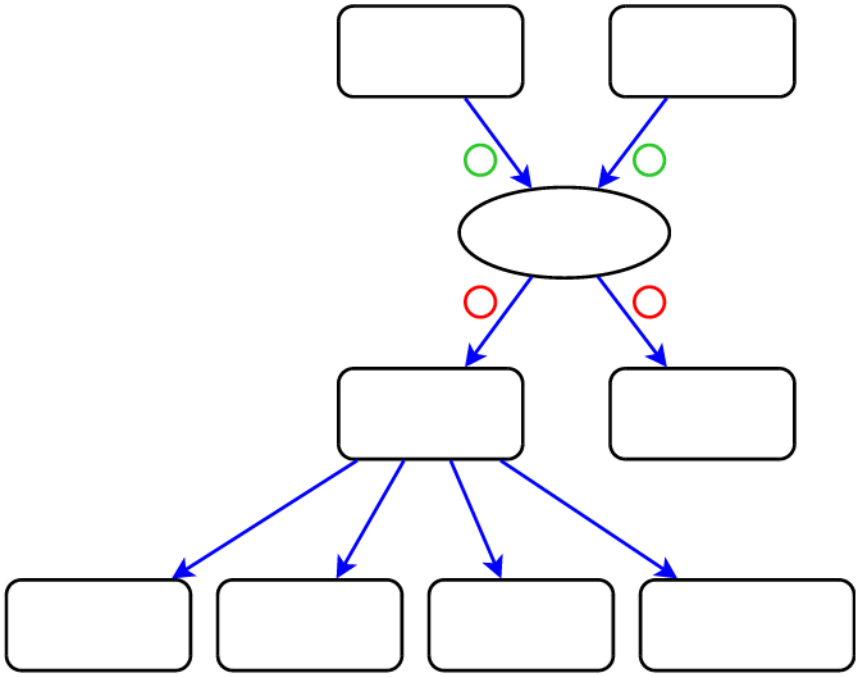


Abbildung 11: Modell - Finanzfluss

Nach Einführung in die Prozesse und einer Übersicht der Modellteile, werden nun einzeln die Submodelle erläutert, welche zusammen das Gesamtmodell der PtG-Anlage bilden.

3.2 Produktweiche

Das Submodell «Produktweiche» bestimmt, ob im Kraftwerk Wernisberg das Produkt Strom oder Gas erzeugt wird. So kann der im Kraftwerk generierte Strom an die PtG-Anlage fliessen oder ins Netz abgegeben und am Strommarkt verkauft werden. Es wird also entschieden, ob und mit welcher Leistung die PtG-Anlage eingeschaltet wird. Falls für den Betrieb der PtG-Anlage zusätzlicher Strom benötigt wird, kann dieser vom Netz bezogen werden, wobei allerdings neben dem Stromtarif noch weitere Netzentgeltkosten bezahlt werden müssen. Dies erfordert entsprechend eine zusätzliche Entscheidungsfindung, ob ein solcher Netzbezug wirtschaftlich ist oder nicht. Die Kosten, welche durch den Netzbezug entstehen, werden ebenfalls in diesem Submodell berechnet. Des Weiteren verursacht die Verlustleistung der PtG-Anlage zusätzliche Kosten und Einschränkungen im Energiefluss. In Abbildung 12 wird das Submodell «Produktweiche» mit den wesentlichen In- und Outputs als Flussdiagramm dargestellt. Die einzelnen Berechnungs- und Entscheidungsschritte werden im Anschluss ebenfalls erklärt und dargestellt.

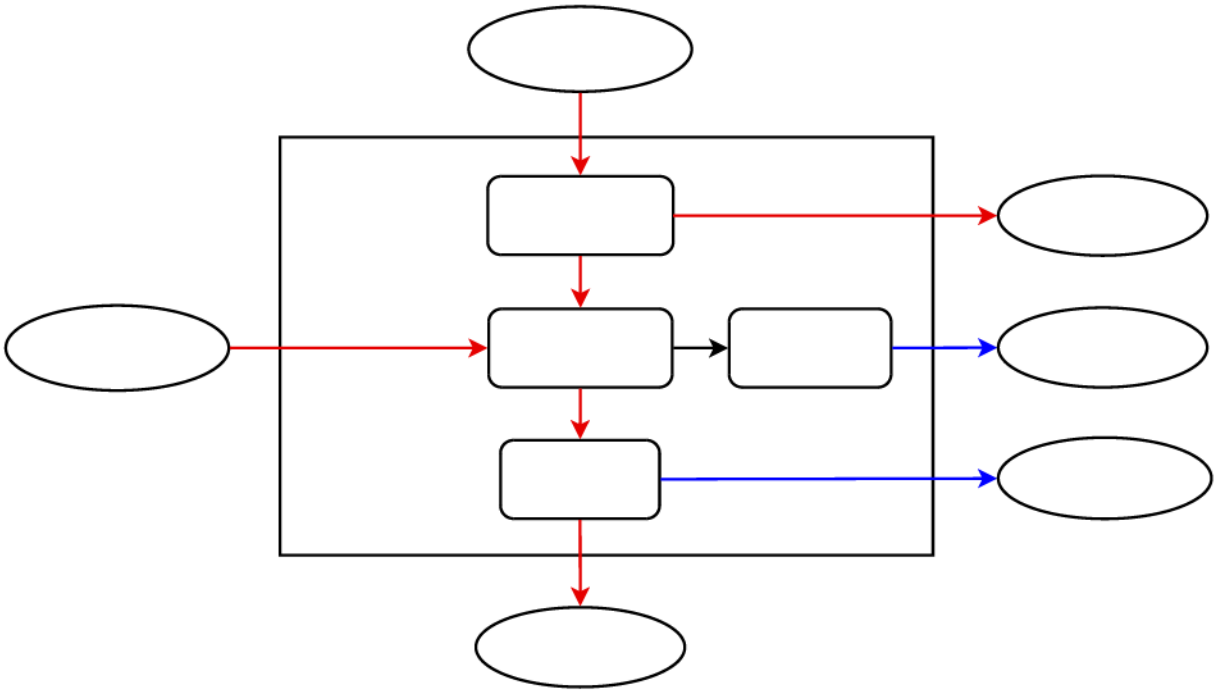


Abbildung 12: Submodell «Produktweiche» - Übersicht

3.2.1 Produktionsentscheid

Als erstes wird entschieden, ob die Produktion mit der PtG-Anlage gestartet werden soll. Dabei wird ein Grenzwert geschaffen, ab welchem eine Wasserstoffproduktion sinnvoll resp. wirtschaftlich ist. Dieser Grenzwert wird im Modell auch als «Mindesterlös» bezeichnet. Für die Entscheidungsfindung wird dieser Mindesterlös mit dem Strompreis, welcher am Strommarkt zu erwarten ist, verglichen. Liegt der Wasserstoff Grenzerlös oberhalb des Strompreises, wird Wasserstoff produziert.

Der Mindesterlös wird anhand des Wasserstoffpreises, welcher am Absatzmarkt zu erwarten ist, berechnet. Dem Wasserstoffpreis wird ein Betrag abgezogen, der sich aus der Abschreibung des Elektrolyseurs berechnet. Da sich mit zunehmenden Betriebsstunden besonders die Lebenszeit des Elektrolyseurs verringert, wird dieser Betrag umso höher, je geringer die mögliche Wasserstoff-Produktionsrate ist. Ebenfalls Einfluss hat der Wirkungsgrad der Elektrolyse resp. der Energiebedarf. Für die Berechnung des Mindesterlöses wird der Energiebedarf in kg Wasserstoff pro kWh elektrischer Energie ausgegeben. Dieser Wert ist durch die Eigenschaften des Elektrolyseurs und je nach Arbeitspunkt variabel. Für den Netzbezugsentscheid wird dabei noch der höchste Mindesterlös ausgegeben, welcher bei Nennlast gilt. Dieser wird später bei der Beschreibung vom Netzbezugsentscheid verwendet. Für den Vergleich mit dem Strompreis muss der Mindesterlös in der Einheit CHF/kWh$_{el}$ sein.

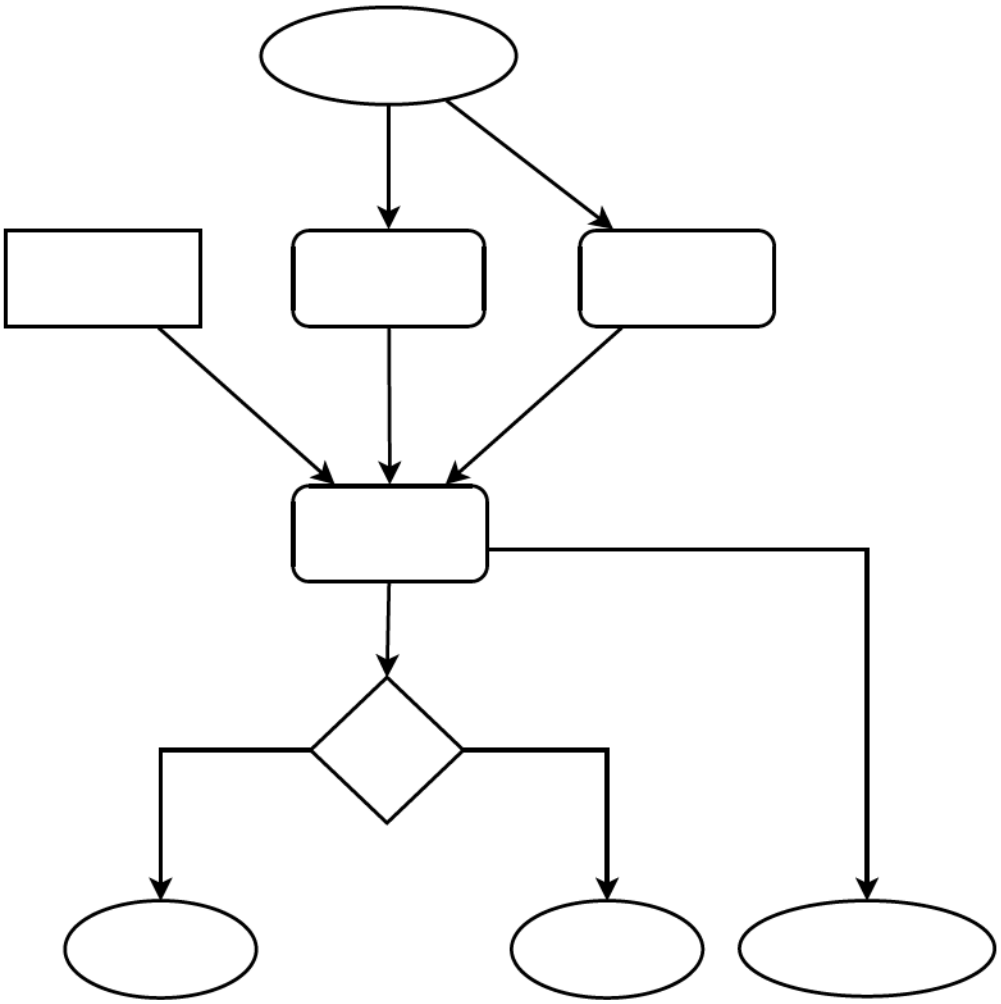


Abbildung 13: Submodell «Produktweiche» - Produktionsentscheid

3.2.2 Anlagenlimit

Sobald der Produktionsentscheid «PtG EIN» gefällt ist, wird die maximal mögliche elektrische Leistung, welche im Kraftwerk generiert wird, an die PtG-Anlage zugewiesen. Die obere Grenze setzt dabei die Nennleistung des Elektrolyseurs und die untere der minimal möglichen Arbeitspunkt. Überschüssige Leistung vom Kraftwerk Wernisberg wird über das Netz abgegeben.

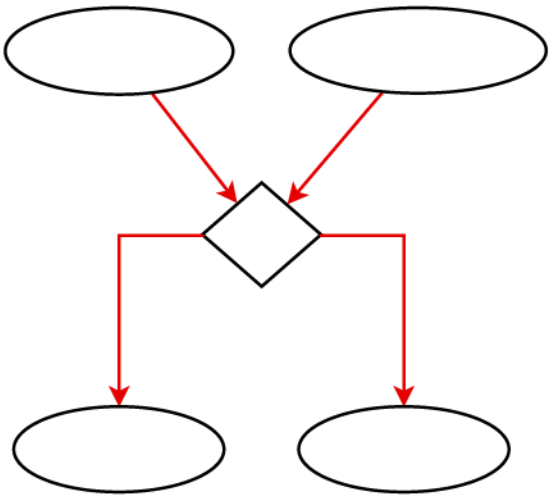


Abbildung 14: Submodell «Produktweiche» - Anlagenlimit

3.2.3 Netzbezugsentscheid

Wie bereits erwähnt, wird in diesem Modell ein möglicher Netzbezug berücksichtigt, falls dieser wirtschaftlich ist. Für den Entscheid muss man die Netzentgeltkosten berücksichtigen. Diese werden beaufschlagt, sobald Energie von ausserhalb des Kraftwerks für die PtG-Anlage bezogen und damit das Übertragungsnetz belastet wird. Ebenfalls Einfluss auf den Netzbezugsentscheid hat der maximal gewünschte Leistungsbezug am Austausch mit den CKW (Kapitel 2.5). Dabei wird die maximale Peak-Leistung verrechnet. Wird dieser Peak durch die PtG-Anlage erhöht, entstehen Mehrkosten, welche ebenfalls berücksichtig werden müssen. Für Simulationszwecke wurde ein binärer Eingang programmiert, mit welchem man den gesamten Netzbezug unterdrücken kann. Ist ein Netzbezug als wirtschaftlich eingestuft, wird die Leistung vom Kraftwerk durch Netzleistung ergänzt, sodass die PtG-Anlage mit Nennleistung betrieben wird.

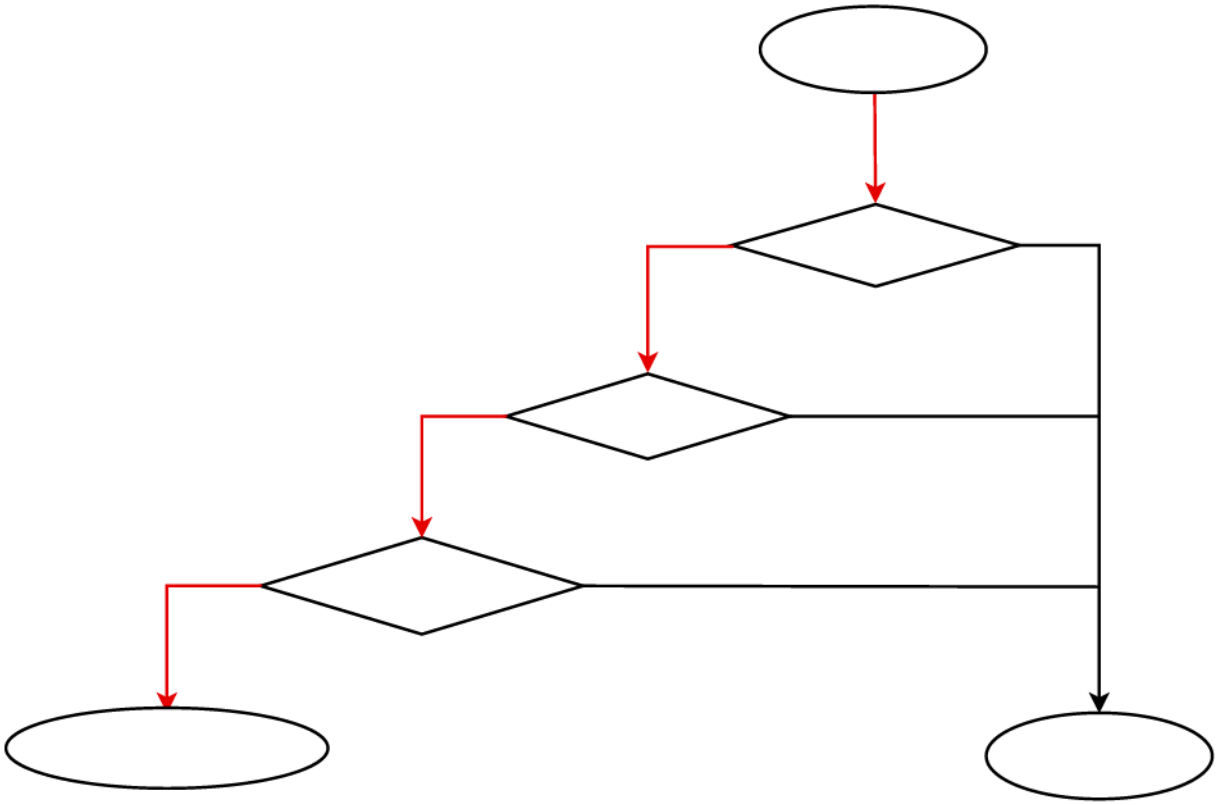


Abbildung 15 Submodell «Produktweiche» - Netzbezugsentscheid

3.2.4 Netzbezugskosten

Die Netzbezugskosten setzten sich aus Leistungs- und Energiekosten zusammen. Falls die PtG-Anlage Energie von ausserhalb des Kraftwerks bezieht, gelten dieselben Tarife wie für Industriebezüger. Dabei wird neben den geltenden Energietarifen zu Hochtarif-Zeiten allmonatlich einen Leistungstarif verrechnet. Ein weiterer Leistungstarif bildet der bereits erwähnte Leistungsbezug von den CKW.

Die zusätzlichen Kosten, welche durch den Netzbezug entstehen, werden erst nachträglich berechnet und haben keinen Einfluss auf die Entscheidungsfindung des Netzbezuges. Simulationsergebnisse haben ergeben, dass sich der Entscheid, Strom vom Netz zu beziehen, sich trotz den entstehenden Zusatzkosten lohnt. Da sich die Leistungspreise erst nach einem Monat resp. Jahr berechnen lassen, hätte die Einbindung in die Entscheidungsfindung eine hohe Komplexität des Modells zur Folge. Trotzdem findet sich hier noch Potenzial für den Ausbau des Modells.

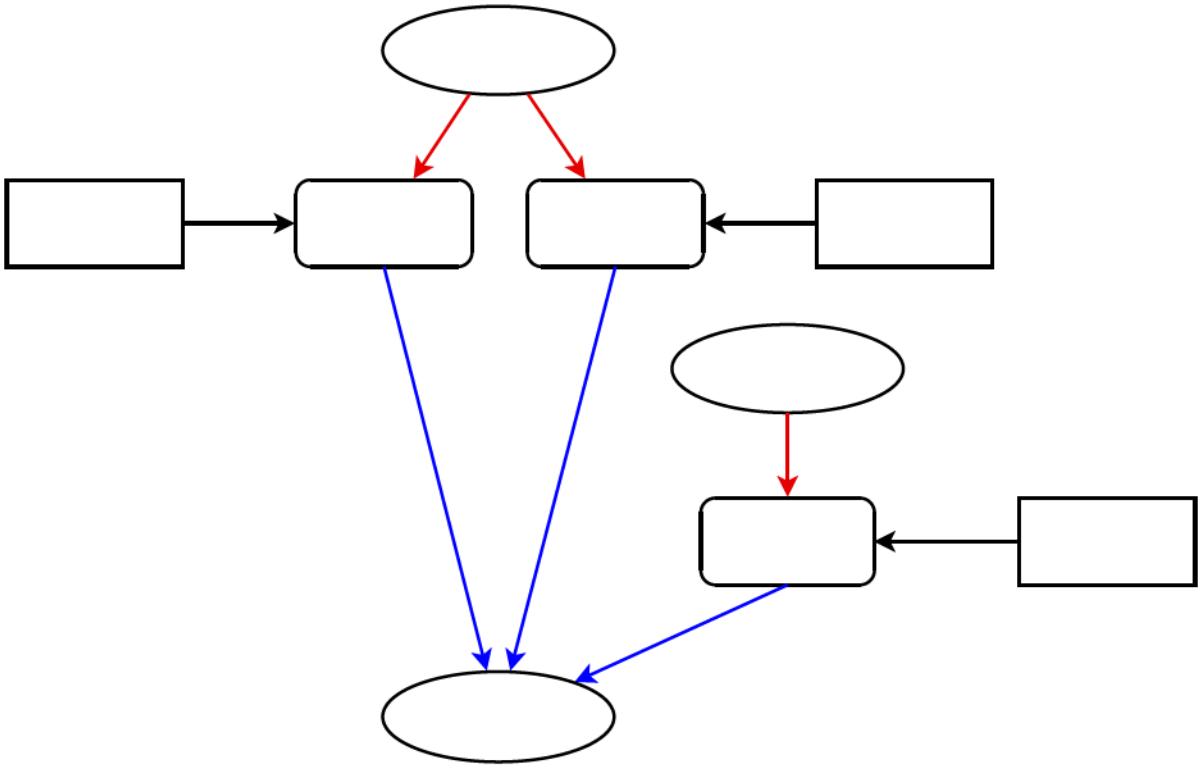


Abbildung 16: Submodell «Produktweiche» - Netzbezugskosten

3.2.5 Verlustleistung

Ein bedeutender Teil für die Simulation bildet die Modellierung der Verlustleistung, wobei als erstes die maximal mögliche Verlustleistung bei Nennlast berechnet wird. Die Verlustleistung setzt sich aus einzelnen Verlusten in folgenden Anlagenteilen zusammen:

- H_2-Gasreinigung
- H_2-Kompressor
- Transformator- und Gleichrichter für Elektrolyseur
- Methanisierung
- CO_2 Aufbereitung
- Abwärme-System (inkl. Wärmepumpe)

Die maximale Verlustleistung wird anschliessend ins Verhältnis zur Nennleistung der Anlage gesetzt. Daraus ergibt sich der prozentuale Anteil der Leistung, welche der PtG-Anlage zugeführt wird. Dieser Betrag muss entweder durch die Generatoren im Kraftwerk, durch Netzbezug oder durch reduzierten Betrieb der PtG-Anlage bereitgestellt werden. Ersteres bedeutet dabei die optimale Lösung, da die günstige Energie vom Kraftwerk genutzt und die Leistung der PtG-Anlage nicht eingeschränkt wird. Für den Bezug der Verlustleistung aus dem Netz wird die Entscheidung aus der vorangegangenen Netzbezugsentscheidung berücksichtigt. Ist das Leistungspotential des Kraftwerks bereits ausgenutzt und der Bezug aus dem Netz zu teuer, muss die Produktion der PtG-Anlage zurückgefahren werden, um die Verlustleistung bereit zu stellen. Zuletzt wird ausgegeben, in welcher Höhe die Verlustleistung von welcher Quelle abgezogen werden muss.

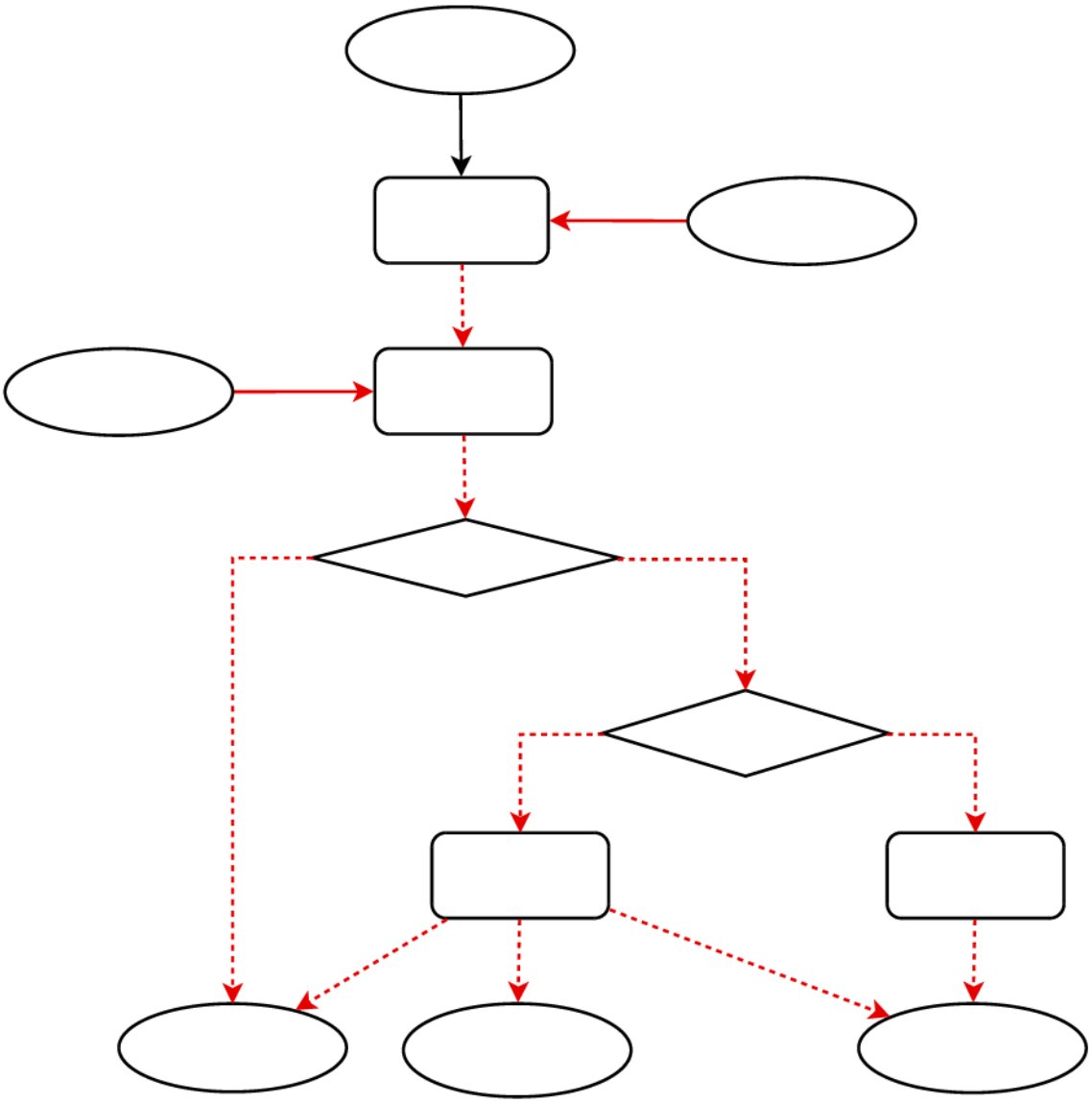


Abbildung 17: Submodell «Produktweiche» - Verlustleistung

3.3 Elektrolyseur

Der Output des Submodells «Produktweiche» erscheint anschliessend beim Elektrolyseur als Input. Hier wird die Elektrolyse modelliert und die stündliche Wasserstoff-Produktionsrate berechnet. Zudem gibt das Submodell die Investitions- und Betriebskosten aus (CAPEX resp. OPEX). Des Weiteren entsteht bei der Elektrolyse eine Verlustleistung durch die Spannungs-Transformation und den Gleichrichter, sowie Abwärme durch den Elektrolyse-Vorgang. Der Wirkungsgrad der Abwärmenutzung wird auf die elektrische Eingangsleistung des Elektrolyseurs gerechnet. Der daraus entstehende Betrag wird an die Wärmepumpe weitergeleitet. Die Abwärme erscheint später wieder im Submodell «Abwärmenutzung» (Kapitel 3.7).

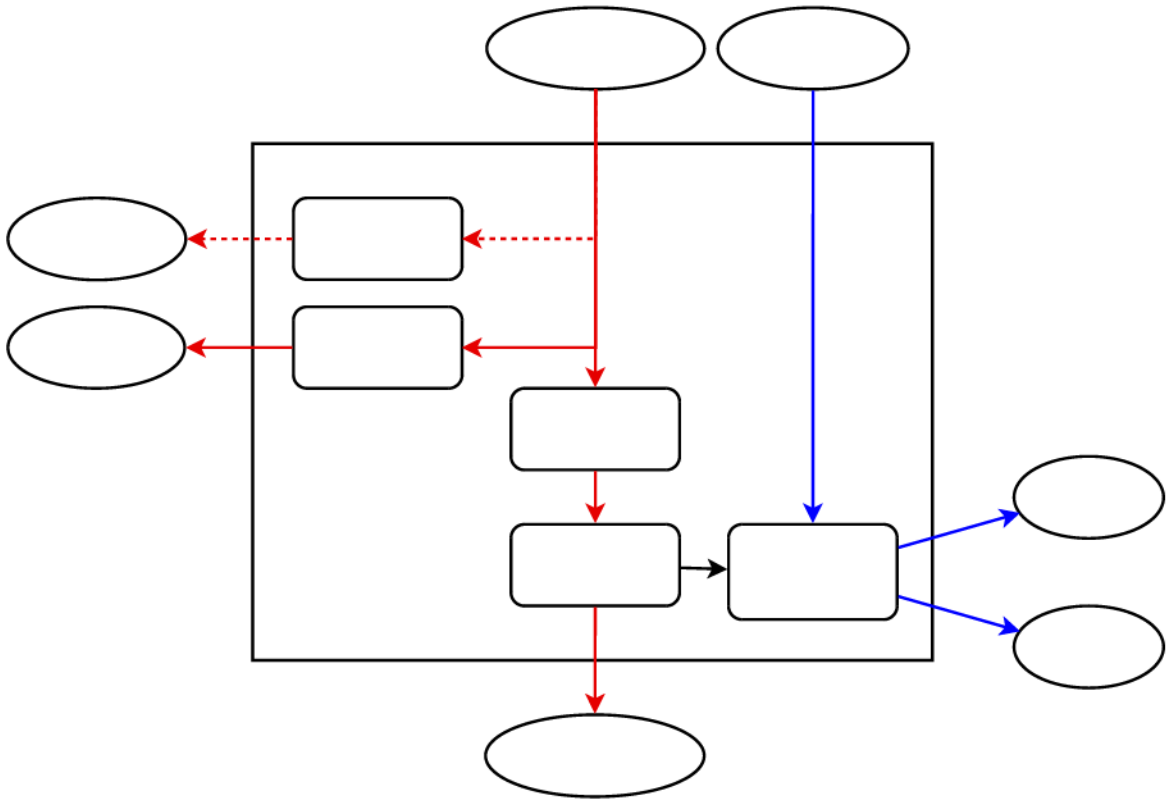


Abbildung 18: Submodell «Elektrolyseur» - Übersicht

Die Wasserstoff-Produktionsrate ist vom Wirkungsgrad des Elektrolyseurs abhängig. Dieser berechnet sich, in Bezug auf den Brennwert von Wasserstoff, durch die thermoneutralen Zellenspannung über der realen, angelegten Spannung an der Zelle (Formel *(5)*, Kapitel 8). Für die folgende Berechnung wird jedoch der Wirkungsgrad in Bezug auf den Heizwert von Wasserstoff berechnet, daher wird die minimale Zersetzungsspannung von 1.23 V (U_{rev}) anstelle der thermoneutralen Zellenspannung von 1.48 V (U_{th}) verwendet.

Die Zellenspannung eines PEM-Elektrolyseurs kann zwischen 1.6 und 2.2 V liegen (

Tabelle 3). Für das Modell werden konservative Werte von 1.65 V und 2.03 V gewählt. Dabei entspricht 1.65 V der geringstmöglichen Produktionsrate und 2.03 V der elektrischen Nennlast. Somit ergeben sich folgende Wirkungsgrade für den Elektrolyseur, bezogen auf den Heizwert:

$$n_{EL,max} = \frac{U_{rev}}{U_{Cell,min}} = \frac{1.23V}{1.65V} = 77\% \qquad (15)$$

$$n_{EL,min} = \frac{U_{rev}}{U_{Cell,max}} = \frac{1.23V}{2.03V} = 60\% \qquad (16)$$

Der daraus resultierende, elektrische Energiebedarf für 1Nm³ Wasserstoff beläuft sich somit auf 3.9 kWh_{el}/Nm^3 resp. bei Nennlast 5 kWh_{el}/Nm^3. Im nächsten Submodell (H_2-Weiche) wird entschieden, wie der produzierte Wasserstoff verwertet wird.

In Bezug auf den Finanzfluss werden die Betriebskosten der Elektrolyse benötigt, um am Ende des Finanzflusses die finanzielle Bilanz errechnen zu können (Abbildung 11, Kapitel 3.1.2). Die Betriebskosten setzten sich hauptsächlich aus folgenden Punkten zusammen:

- Gasreinigung
- Kompression
- Standby
- Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten
- Abschreibung

Die Gasreinigungs- und Kompressionskosten sind direkt abhängig von der Wasserstoff-Produktion, welche für den direkten Vertrieb gedacht ist. Für die Standby-Kosten wird ein konstanter Faktor zur Elektrolyseur-Nennleistung multipliziert, falls nicht produziert wird. Für die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden 4 % der Investitionskosten berechnet. Bei der Abschreibung werden die individuellen Standzeiten der Anlagenteilen berücksichtigt.

Im Modell ist eine Unterscheidung zwischen den verschiedenen Elektrolyse-Technologien PEMEL, AEL und HTEL vorgesehen und als Platzhalter bereits implementiert, jedoch noch nicht ausgearbeitet. Hier besteht noch Potenzial, um Szenarien mit den unterschiedlichen Eigenschaften dieser Elektrolyseure simulieren zu können.

3.4 H_2-Weiche

Nach der Produktion von Wasserstoff muss entschieden werden, wie der dieser eingesetzt wird. Einerseits kann der Wasserstoff direkt als Produktgas vermarktet oder andererseits für die Methanisierung verwendet werden. Von der ebs Energie AG wird gewünscht, dass Wasserstoff erst ab einer gewissen Produktionsrate für die Methanisierung bereitgestellt wird. Somit wird eine Produktionsgrenze für SNG eingeführt, welches durch die Methanisierung gewonnen wird. Die Produktionsgrenze definiert sich folgendermassen:

$$Produktionsgrenze_{SNG} = Produktionsrate_{H2,max} * (1 - Anteil_{H2,SNG}) \qquad (17)$$

Der «$Anteil_{H2,SNG}$» bezieht sich dabei auf die Wasserstoff-Produktionsrate, welche für die Methanisierung eingesetzt werden soll. Bis zu dieser Produktionsgrenze wird somit ausschliesslich Wasserstoff produziert. Liegt die Produktionsrate über der SNG-Produktionsgrenze, so wird dieser «Überschuss» methanisiert und neben dem Wasserstoff auch SNG für den Absatzmarkt hergestellt (Abbildung 20).

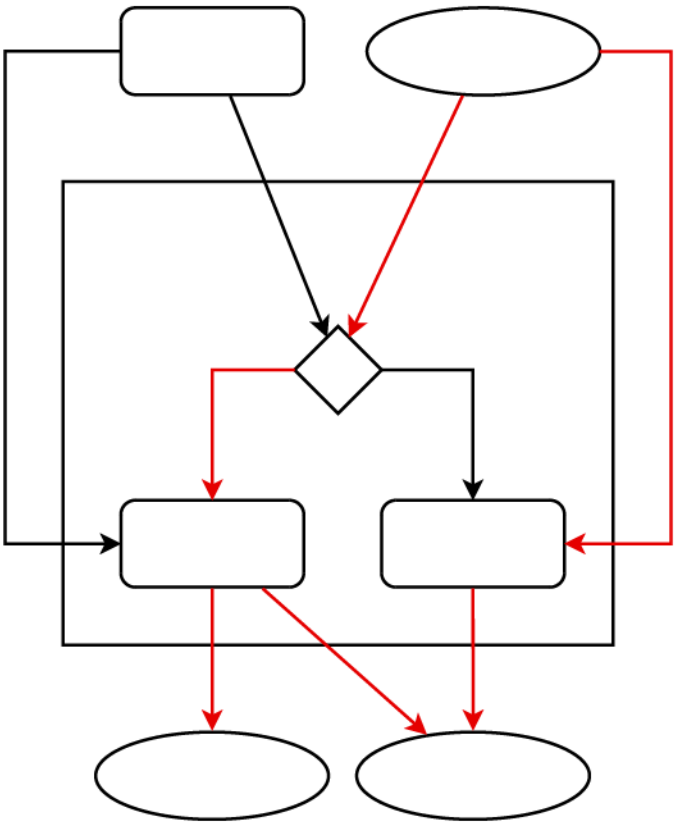


Abbildung 19: Submodell «H2-Weiche» - Entscheidungsfindung über Wasserstoff-Verwertung

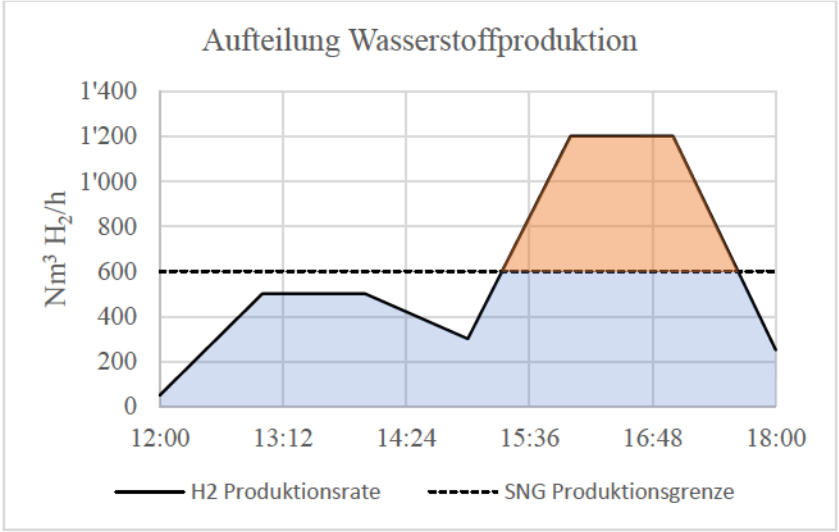


Abbildung 20: Aufteilung Wasserstoffproduktion
Blau: Wasserstoff für direkten Vertrieb
Orange: Wasserstoff, welcher für die Methanisierung verwendet wird.

Die minimale Last bei einer chemischen Methanisierung beträgt 40 % der Nennlast (Götz, et al., 2015). Dieses Verhalten wird durch eine Hysterese implementiert und wie folgt berechnet:

$$Hysterese_{SNG} = (Produktionsrate_{H2,max} - Produktionsgrenze_{SNG}) * 0.4 \quad (18)$$

Im Beispiel einer 6 MW_{el} Elektrolyse, mit einer maximalen Produktionsrate von 1'200 Nm^3/h sowie einer SNG Produktionsgrenze von 600 Nm^3/h, muss die H_2-Produktionsrate erst auf 840 Nm^3/h steigen, damit bei einer chemischen Methanisierung SNG hergestellt werden kann (Abbildung 21). Um Ein-/Ausschalt-Schwingungen zu vermeiden, wird für die biologische Methanisierung ebenfalls eine minimale Last von 10 % vorausgesetzt.

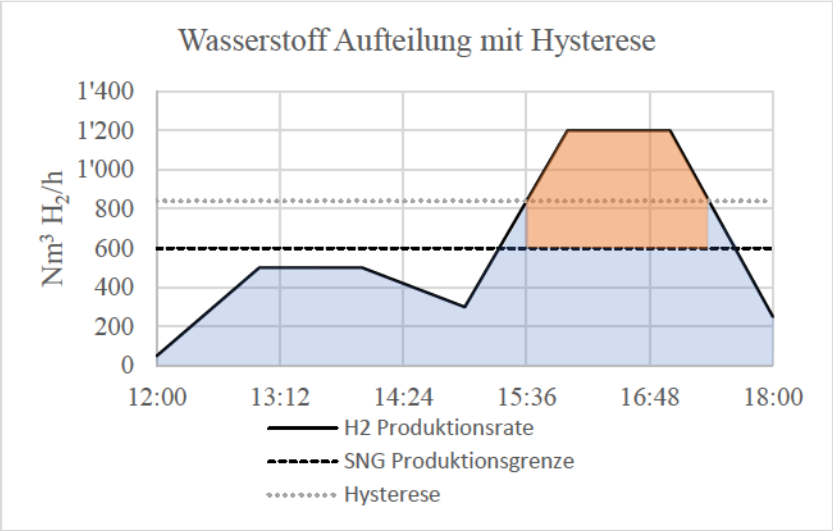


Abbildung 21: Aufteilung Wasserstoffproduktion unter Berücksichtigung der Hysterese

3.5 Methanisierer

Der Anteil Wasserstoff aus der H_2-Weiche wird nun Methanisiert. Dabei gibt das Modell aus, wie hoch die CO_2-Rate für die Reaktion mit dem Wasserstoff zu Methan sein muss (Abbildung 22). Das Verhältnis wird in Kapitel 1.3, Formel (*14*) definiert und im Modell übernommen. Der verhältnismässige Anteil der Abwärmenutzung wird aus der H_2-Leistung am Input berechnet und unterscheidet sich zwischen der biologischen und chemischen Methanisierung. Ebenfalls einen Unterschied, wenn auch nur geringfügig, hat die Methanisierungs-Technologie bei der Verlustleistung. Für die Berechnung der Betriebskosten (OPEX) werden folgende Werte berücksichtigt:

- Strombedarf
- SNG Produktion
- Benötigte Menge CO_2
- Strompreis
- Betriebsstunden
- Investitionskosten

Die Betriebsstunden wirken sich wie beim Elektrolyseur auf die Abschreibung aus. Durch den Strompreis können die Kosten für den Strombedarf der Methanisierung und CO_2 Aufbereitung berechnet werden, wobei für ersteres die SNG-Produktionsrate und für letzteres die verarbeitete Menge an CO_2 entscheidend ist. Wie sich die Investitionskosten zusammensetzen, wird später in Kapitel 4.3.4 beschrieben.

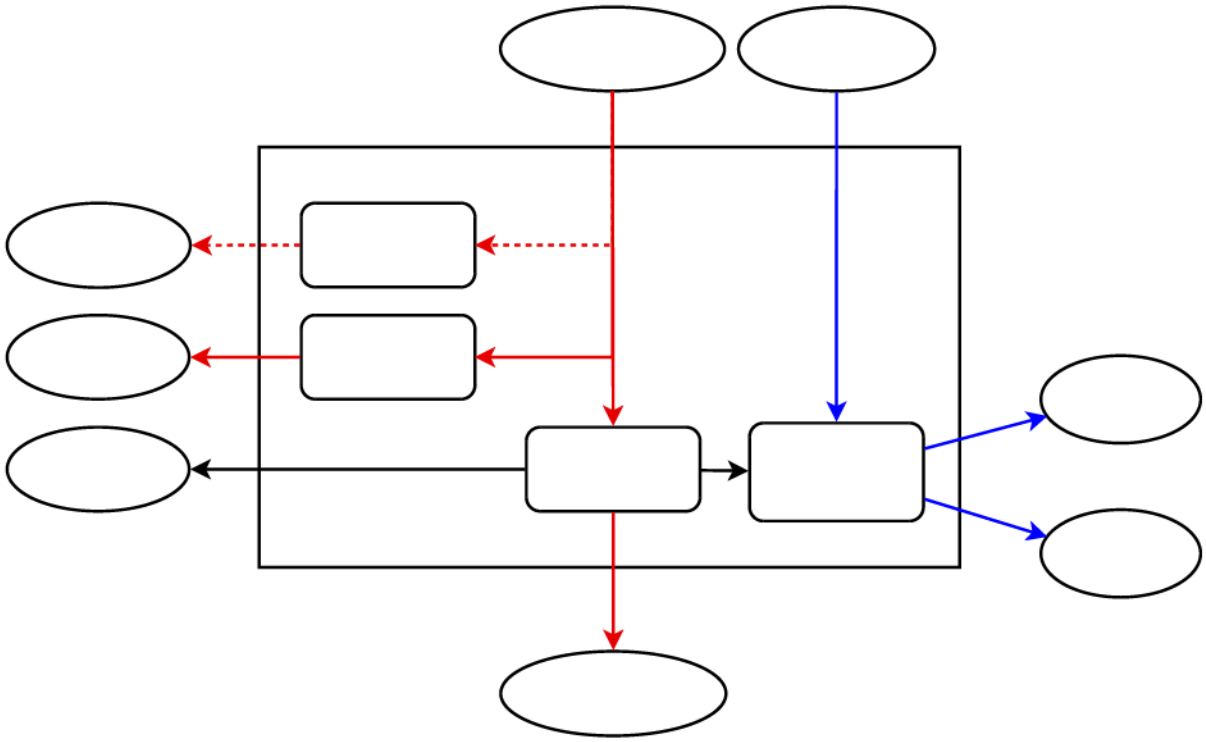


Abbildung 22: Submodell «Methanisierung» - Übersicht

3.6 Speicher

Über das Modell kann ein SNG- sowie ein H_2-Speicher simuliert werden. Da die ebs Energie AG jedoch einen Gasanschluss für den Vertrieb von SNG vorsieht, fällt der SNG-Speicher somit weg. In Folge wird daher nur auf den H_2-Speicher eingegangen.

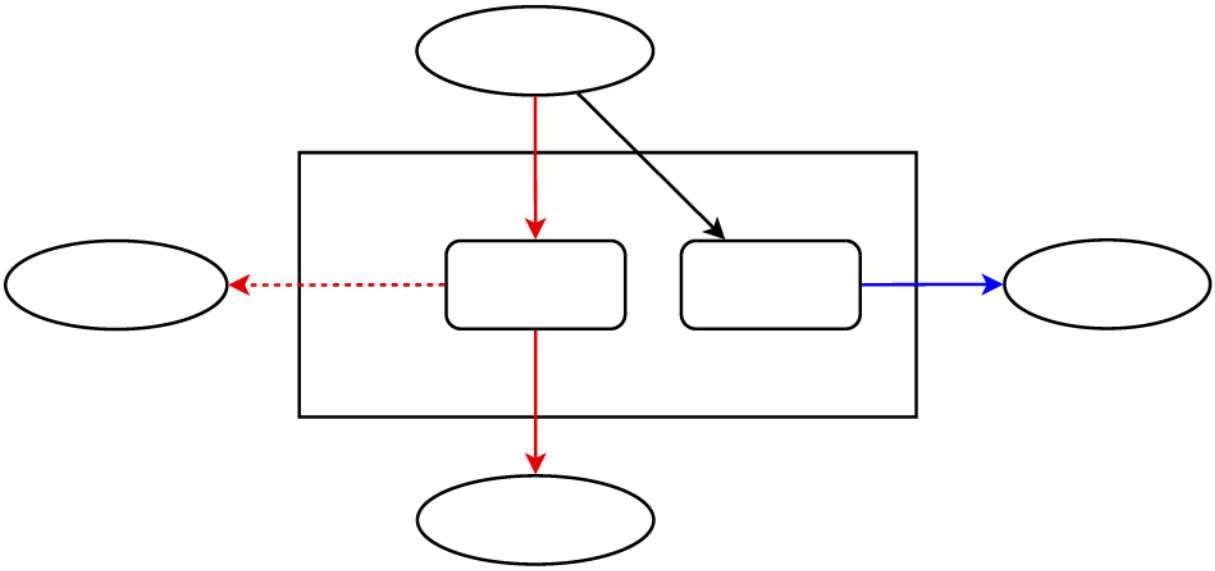


Abbildung 23: Submodell «H_2 Speicher» - Übersicht

Der Wasserstoff, welcher von der H_2-Weiche für den direkten Vertrieb vorgesehen wurde, muss nun zwischengespeichert und für den Abtransport in Trailer gefüllt werden. Dazu wird der Wasserstoff komprimiert, wodurch elektrische Verluste durch den Kompressor entstehen. Die Trailer werden nicht Eigentum der ebs Energie AG sein und müssen gemietet werden. Daher

rechnet man die Trailer-Miete zu den OPEX dazu. Der Ausgang dieses Submodells ist die H_2-Produktionsrate in kg/h für die Berechnung des erwarteten finanziellen Umsatzes.

3.7 Abwärmenutzung

Zuletzt wird im PtG Prozess noch die Abwärme genutzt, welche im Fall der ebs Energie AG voraussichtlich an ein Fernwärmenetz abgegeben werden kann. Dazu muss die gesammelte Abwärme aus der Elektrolyse und Methanisierung auf das Temperaturniveau der Fernwärmeleitung angehoben werden. Zu diesem Zweck wird eine Wärmepumpe eingesetzt, bei welcher durch die elektrische Energieaufnahme Verlustleistung entsteht (Abbildung 24).

Für die Betriebskosten fallen hauptsächlich die Stromkosten für die Wärmepumpe an, sowie die Abschreibung und Finanzierung von dieser.

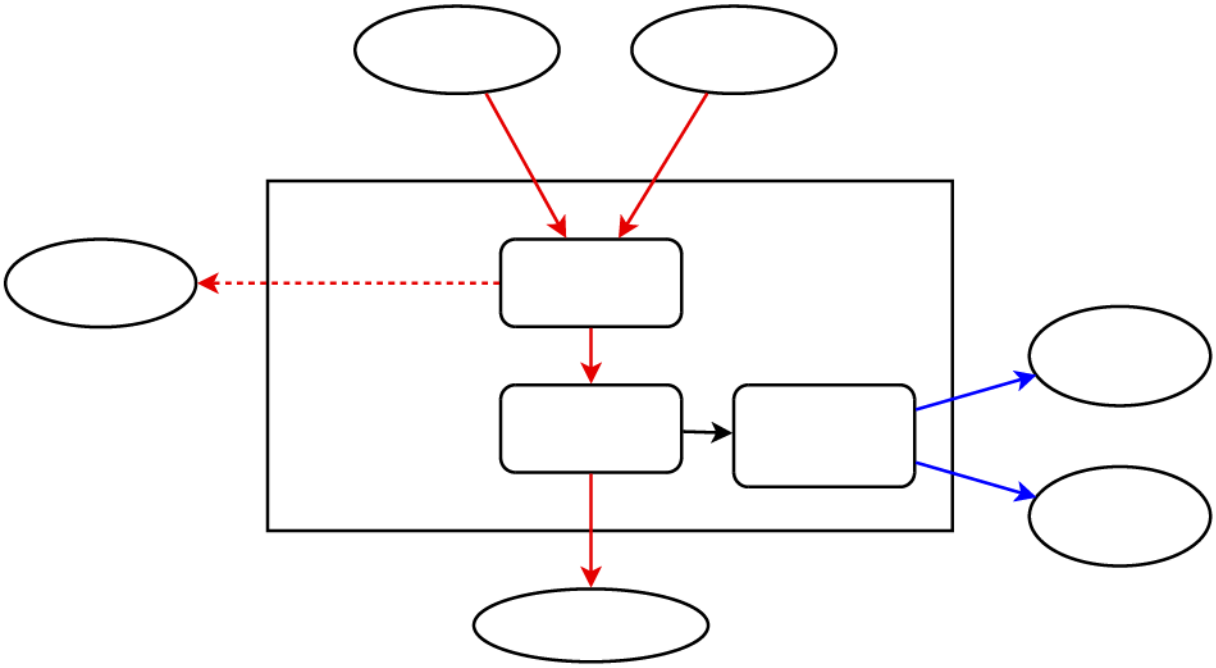


Abbildung 24: Submodell «Abwärmenutzung» - Übersicht

3.8 Netz

Um den Einfluss der steigenden PV-Installation in Versorgungsgebiet der ebs Energie AG zu simulieren, wurde das Submodell «Netz» erstellt. Auf der nächsten Seite ist der Aufbau in Abbildung 25 zu sehen.

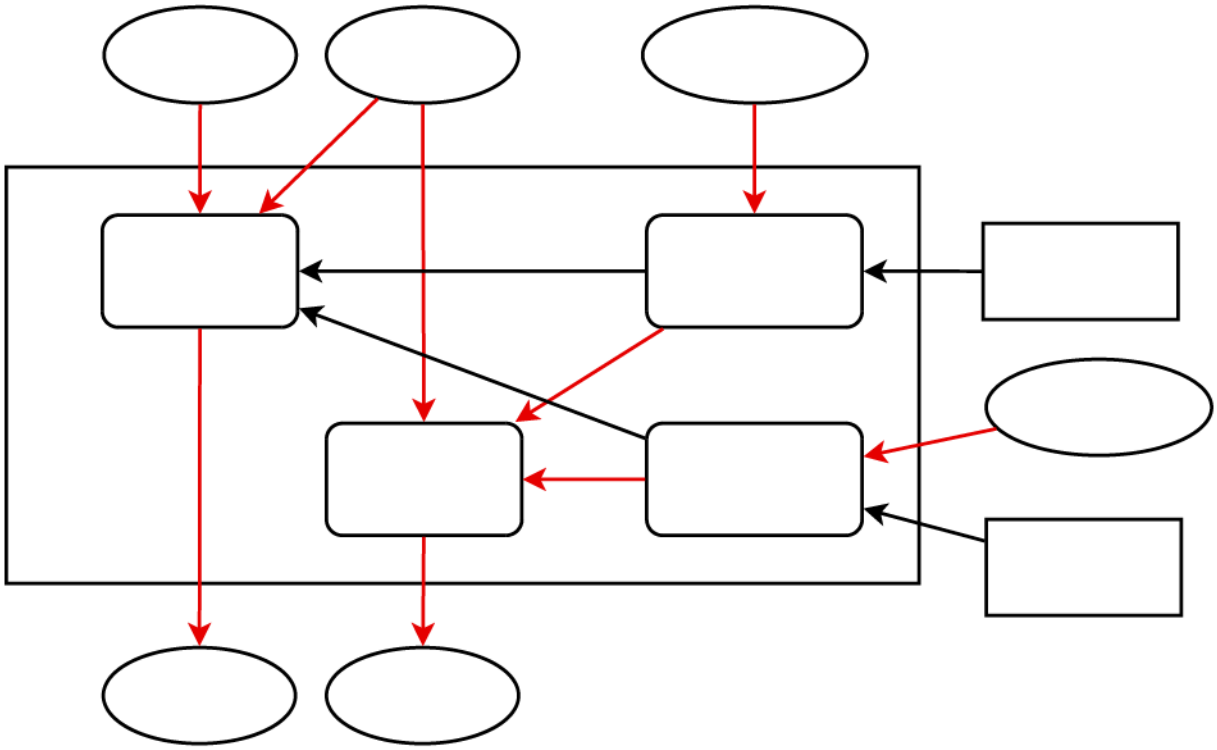


Abbildung 25: Submodell «Netz» - Übersicht

Dabei wird versucht, anhand von Datenreihen der heutigen PV-Produktion, gepaart mit dem Faktor einer PV-Prognose und dem prognostizierten Energieverbrauch der Kunden, der Energieausgleich zu den CKW zu simulieren. Daraus kann man Rückschlüsse ziehen, wie sich die Energiebilanz zwischen der ebs Energie AG und den CKW in Zukunft entwickelt. Zusätzlich wird der Unterschied am Ausgleich zwischen mit und ohne PtG-Anlage aufgezeigt (Abbildung 25).

In der Datenreihe des Ausgleichs mit den CKW ist die heutige PV-Produktion und der Verbrauch des Versorgungsgebietes inklusive. Daher wird nur die Änderung der jeweiligen Leistungen zum Ausgleich dazugerechnet.

3.9 Bilanzgruppenmanagement

Was das Bilanzgruppenmanagement (BGM) ist, wurde bereits in Kapitel 2.5 beschrieben. Nun möchte man im Modell den Einfluss des PV-Zubaus im Versorgungsgebiet der ebs Energie AG auf das BGM mit den CKW aufzeigen. Dazu wird eine Prognose einerseits für die PV-Produktion und andererseits für die Abweichungen gegenüber der gemeldeten Leistung benötigt (Abbildung 26). Da durch das BGM der Strompreis mit Long- und Short-Tarifen beeinflusst wird, berechnet sich der Strompreis unter Berücksichtigung dieser Tarife und den prognostizierten Abweichungen von der gemeldeten Stromproduktion. Dieser Strompreis mit Long- und Short-Tarifeinfluss kann dann im Gesamtmodell verwendet und so den Einfluss der Toleranzabweichungen am Austausch zu den CKW auf die PtG-Anlage aufzeigen.

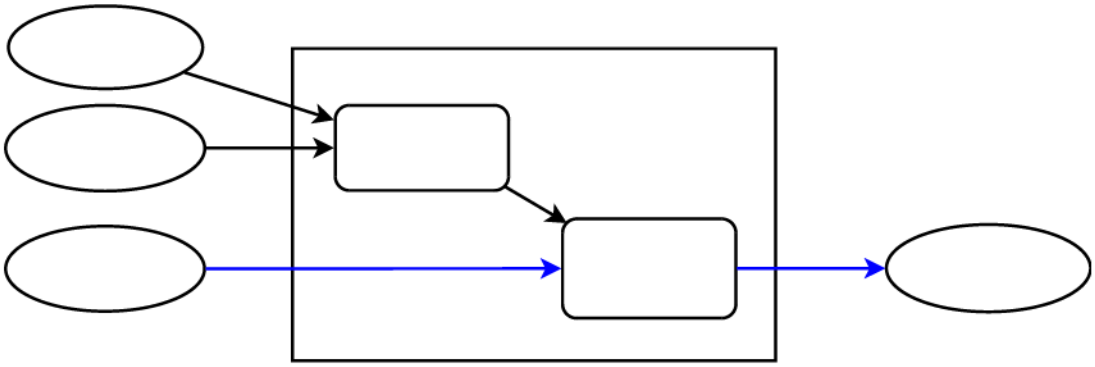


Abbildung 26: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - Übersicht

Zuerst wird eine Prognose für die Abweichungen berechnet. Dazu wird die aufgezeichnete Datenreihe der BGM-Abweichungen und PV-Leistungen aus dem Jahr 2020 importiert. Nun muss der Anteil der Abweichungen, welche durch die PV-Leistung verursacht wurde, abgeschätzt werden. Dazu wird eine Sonnenstandskurve eingeführt (SunEarthTools, kein Datum). Diese beinhaltet einen Faktor zwischen 0 (keine Sonne) und 1 (höchster Sonnenstand im Jahr) für jede Stunde im Jahr. Dieser Sonnenstands-Faktor wird nun mit der PV-Leistung multipliziert (Abbildung 27).

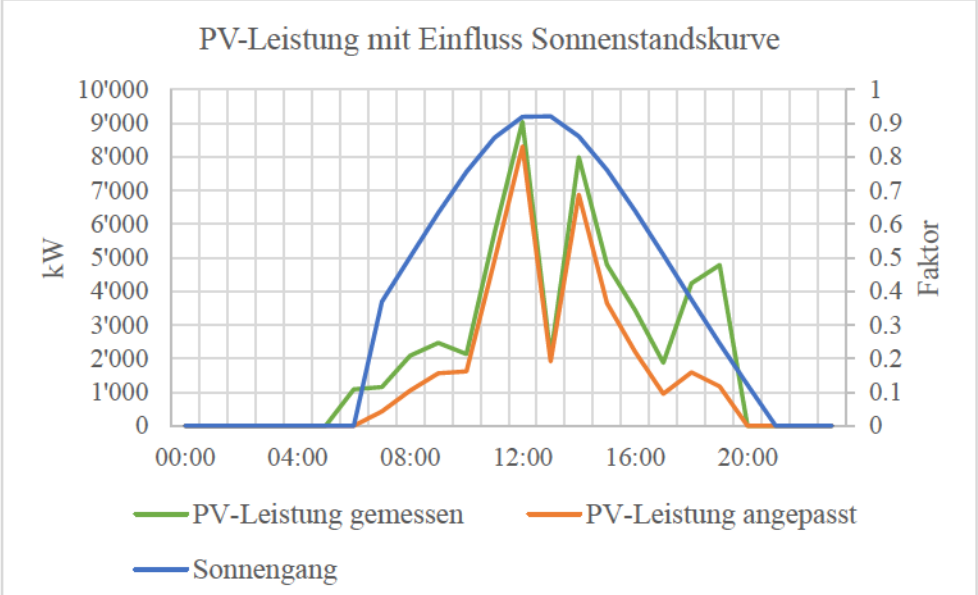


Abbildung 27: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - PV-Leistung über einen Tag, angepasst an Sonnenstandskurve

Beim resultierenden Wert wird nun angenommen, der Anteil der Abweichung zu sein, welcher durch die PV-Leistung verursacht wurde. Da der Anteil nicht mehr als 100 % betragen kann, wird dieser Wert zusätzlich durch die effektive Abweichung aus dem Datenimport begrenzt. Der resultierende Wert über einen zufälligen Tag aus der Simulation wird in Abbildung 28 dargestellt.

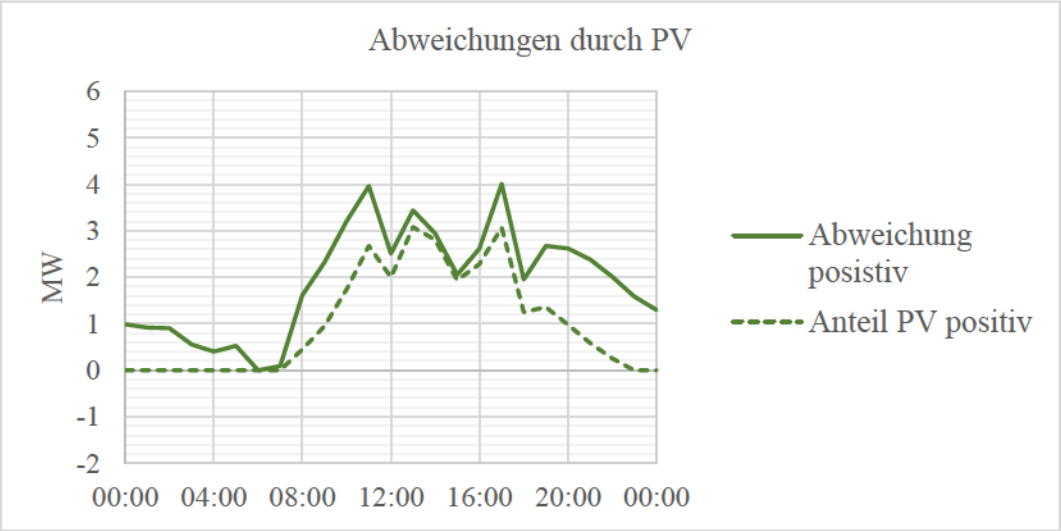


Abbildung 28: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - Abweichung verursacht durch PV-Leistung

Der beschriebene Ablauf ist in Abbildung 29 dargestellt. Dabei ist zu sehen, dass auch auf die Long- und Short-Preise eine Prognose angewendet wird. Diese setzt sich aus dem Prognosefaktor der PV-Leistung zusammen, welche gedämpft wurde (Quadratwurzel aus Faktor). Diese gedämpfte Prognose wird ebenfalls für den Anteil der PV-Leistung an den Abweichungen angewendet. Somit wurden nun alle Werte prognostiziert, welche für die finanzielle Berechnung notwendig sind.

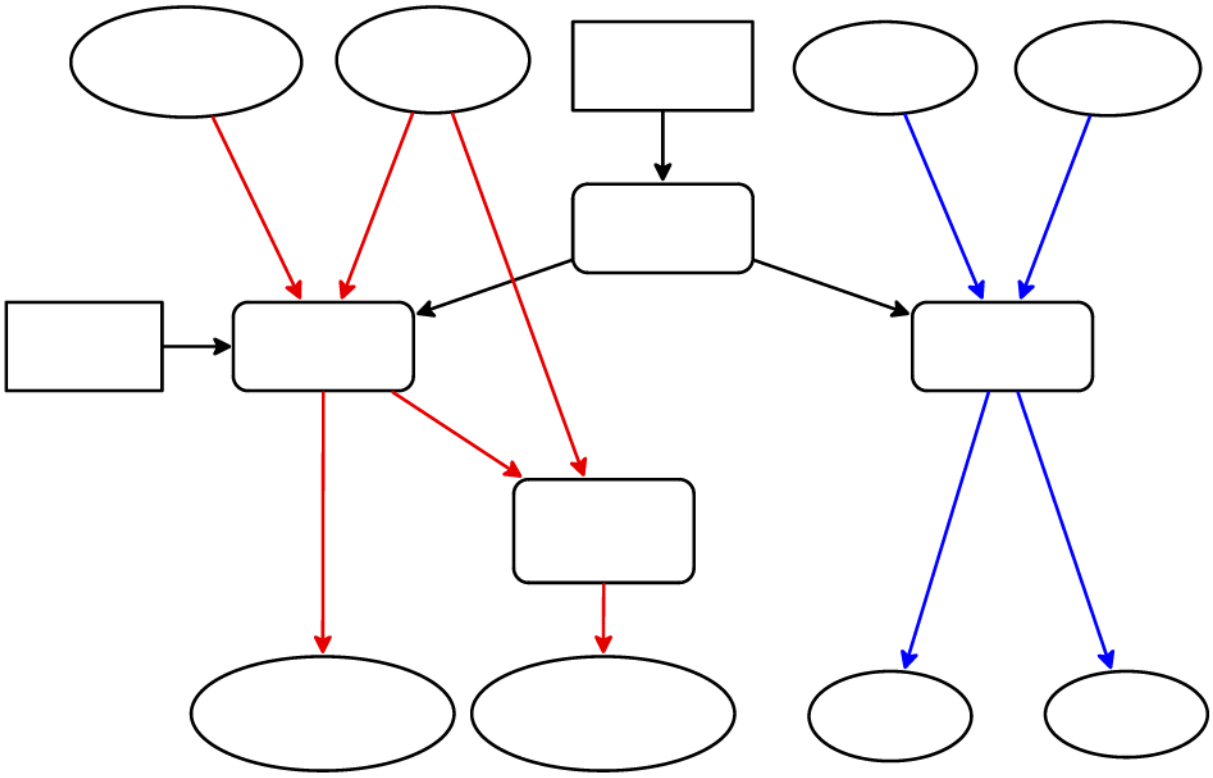


Abbildung 29: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - Prognosebildung

Nun kann der Strompreis berechnet werden, welcher abhängig der Long- und Short-Tarife ist. Bei Überproduktion befindet man sich im Short-Tarif, bei Unterproduktion und somit negativen Abweichungen im Long-Tarif. Aus diesem Submodell kann nun neben dem Long- und Short-

Tarifbehafteten Strompreis auch noch der Energiebetrag der Abweichungen in positiver und negativer Richtung ausgegeben werden.

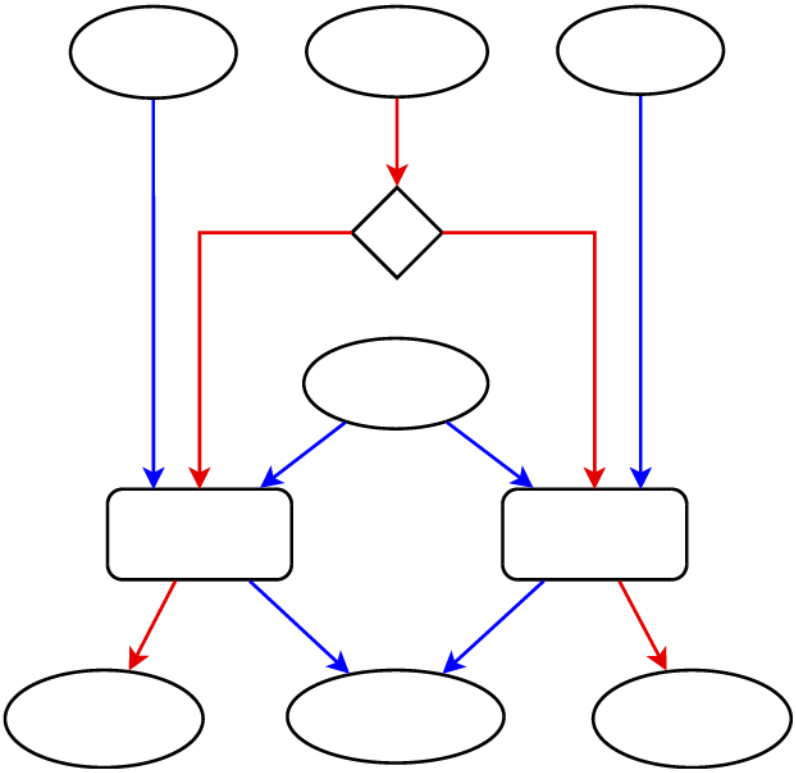


Abbildung 30: Submodell «Bilanzgruppenmanagement» - Preisbildung

3.10 Systemdienstleistungen

Letztendlich zeigt dieses Kapitel noch auf, wie das Modell das Angebot von SDL (positive und negative Regelleistung, Kapitel 2.4) prüft und ein potenzieller Erlös daraus berechnet. Um dieses Potenzial zu analysieren, wird einerseits die Leistung der PtG-Anlage benötigt und andererseits die Leistung am Ausgleich zu den CKW, damit die Bezugsgrenze berücksichtigt werden kann.

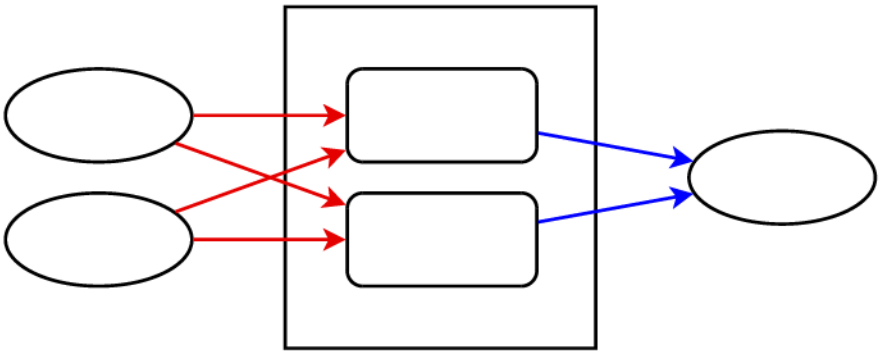


Abbildung 31: Submodell «SDL» - Übersicht

Als erstes wird das Potenzial für ein Angebot geprüft. Es wird dabei jedes Angebot von 1-6 MW, in 1 MW Schritten geprüft. Die Angebotsfindung unterscheidet sich zwischen dem positiven und negativen Regelleistungspotenzial. So wird bei der Prüfung auf positive Regelleistung geschaut, ob es sich lohnt, durchgehend mit der PtG-Anlage in Höhe des SRL Angebotes zu fahren. Der Grund dafür liegt darin, dass man zu jeder Zeit die angebotene Leistung

an das Netz abgeben können muss. So läuft die PtG-Anlage unter Umständen auch zu unwirtschaftlichen Zeiten und mit Netzbezug, falls das Kraftwerk Wernisberg zu wenig Strom generiert. Dieser Netzbezug wird gleich anschliessend beschrieben.

Da das Angebot jeweils wöchentlich gilt, wird der Vergleich durch die Integration der H_2-Produktionserlöse über eine Woche gemacht (Abbildung 32).

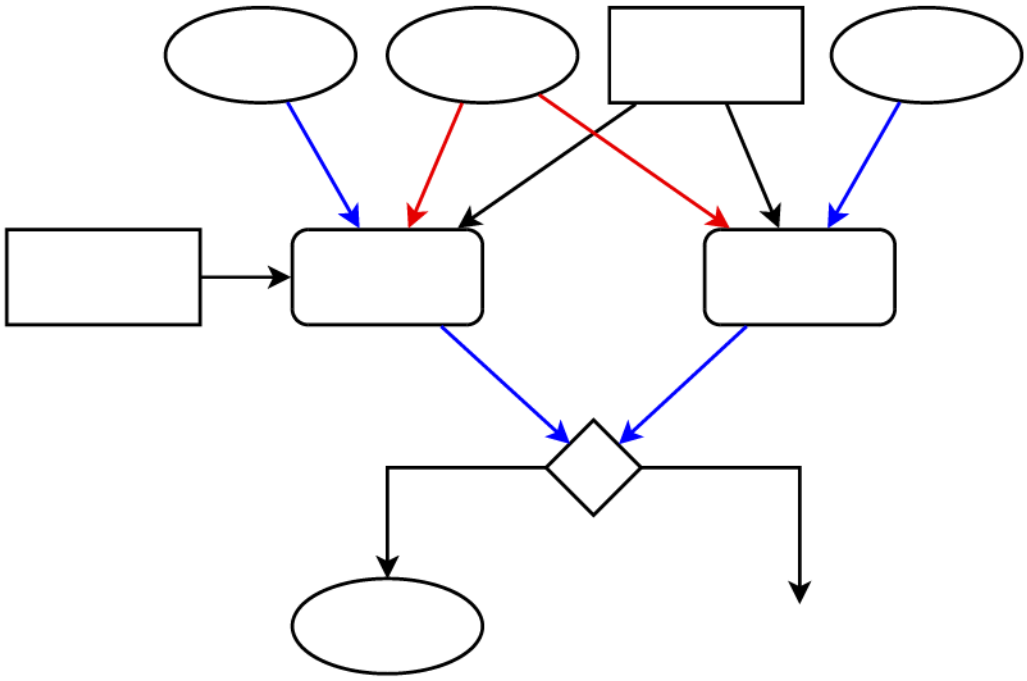


Abbildung 32: Submodell SDL - Potenzialanalyse

Beim Angebot von negativer Regelleistung wird geprüft, ob es sich lohnt, die maximale Leistung der PtG-Anlage zu drosseln, um jederzeit Regelleistung aus dem Stromnetz ziehen zu können. Dabei unterscheidet sich die Ideenfindung aus Abbildung 32 lediglich durch den Vergleichsoperator am Schluss.

Wie erwähnt, können beim Angebot von Regelleistung Netzbezugskosten entstehen, falls die Leistung des Kraftwerks Wernisberg nicht ausreicht. Zum Zeitpunkt der Arbeit wird im Modell die Leistung des Kraftwerks noch nicht berücksichtigt und angenommen, dass die fehlende Leistung vom Netz bezogen werden muss, da bereits zu jeder Zeit die grösstmögliche Leistung aus dem Kraftwerk bezogen wird. Hier besteht im Modell jedoch noch Potenzial. So werden die möglichen Zusatzkosten wie folgt berechnet:

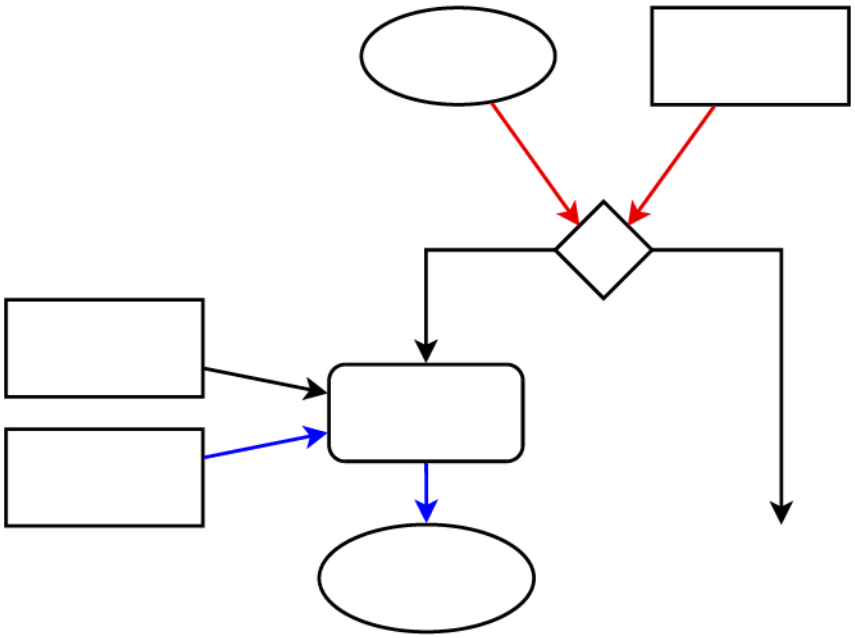


Abbildung 33: Submodell SDL - Zusätzliche Netzbezugskosten

Zuletzt muss nun der Angebotsentscheid gefällt werden. Dabei wird der potenzielle SDL Erlös mit den Kosten für den Netzbezug verglichen. Ist der SDL Erlös höher, so steht das Angebot, jedoch müssen vom Erlös noch die Netzbezugskosten abgezogen werden. Damit bildet sich schlussendlich der für das Modell und die Auswertung geltende SDL Erlös.

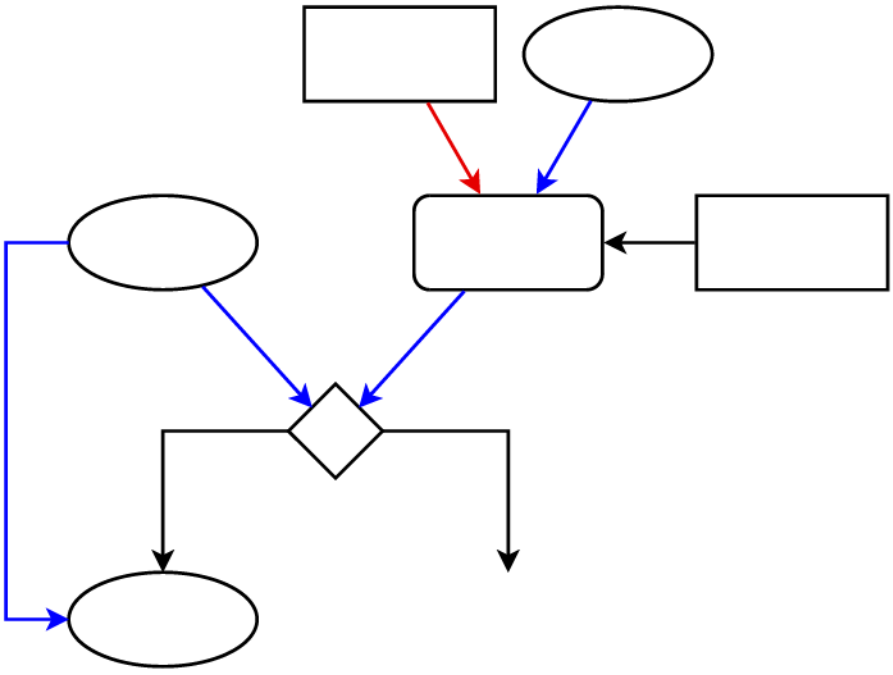


Abbildung 34: Submodell «SDL» - Angebotsentscheid

Da es sich bei diesem Submodell um ein kompliziertes Konstrukt handelt, wird mit folgendem Flussidagramm (Abbildung 35) nochmals versucht, das Submodell zusammenzufassen und die Funktion darzustellen.

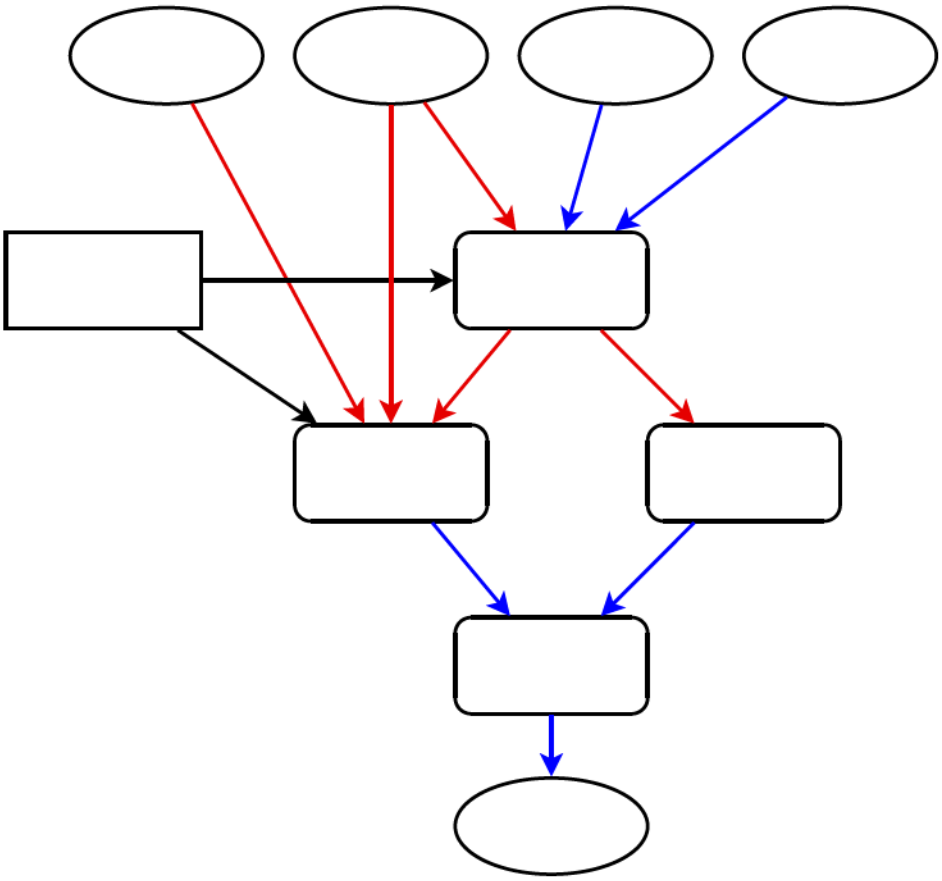


Abbildung 35: Submodell SDL - detaillierte Übersicht

3.11 Diskussion Modellbildung

Durch den beschriebenen Modellaufbau werden die aktuellen Anforderungen erfüllt. Zudem können Parameter und Datenreihen über externe Excel-Dateien vorbereitet und mit Matlab importiert werden, ohne dass man dabei Anpassungen am Modell vornehmen muss. Einerseits bietet die Modellierungssoftware Simulink bereits umfängliche Datenvisualisierungen an, andererseits können die Datenreihen aus den Abfragen auch anschliessend exportiert und durch ein beliebiges Programm dargestellt werden.

Soll das Modell ausgebaut werden, so profitiert man vom modularen Aufbau, indem z.B. einzelne Submodelle leicht ersetzt werden können. Zudem bietet Simulink zahlreiche Analysefunktionen, womit die Performance des Modells verbessert wird.

Ausbaumöglichkeiten bestehen, wie bereits in Kapitel 3.2 «Produktweiche» erwähnt, bei der Entscheidungsfindung, ob Wasserstoff produziert werden soll. So sind zurzeit Netzkosten, welche durch einen Netzbezug anfallen, bei der Entscheidungsfindung für die Wasserstoffproduktion nicht berücksichtigt. Unter Umständen führt das zu einem Fehlentscheid des Modells, der sich nachteilig auf die Bilanz auswirken kann. Auch wenn diese Umstände momentan als unrealistisch erachtet werden, schliesst das eine Berücksichtigung nicht aus.

Potenzial findet sich auch noch bei der Unterscheidung der verschiedenen Elektrolyseur-Arten. Besonders zwischen AEL und PEMEL könnte ein Vergleich interessant sein. Die Funktion ist im Modell vorbereitet, jedoch noch nicht fertig implementiert.

Weiter wird im Modell die Annahme getroffen, dass während der angebotenen Regelleistung der Produktentscheid immer Zugunsten der Wasserstoffproduktion gewählt ist. So wird auch

angenommen, dass die zusätzliche Produktion für die Einhaltung der Vorhalteleistung ausschliesslich aus dem Netz bezogen wird. Hier muss der Produktentscheid noch im Prozess eingebunden werden.

4 Simulation

Das folgende Kapitel zeigt Simulationsergebnisse aus verschiedenen Szenarien auf. Nach der Festlegung der Parameter und Prognosen wird einerseits ein Szenario mit einem ausschliesslichen Wasserstoff-Vertrieb und andererseits mit einer kompletten Methanisierung simuliert. Als weiteres Szenario wird eine Hybrid-Lösung analysiert. Auf diese Simulation werden anschliessend die Sensitivitäten einzelner Parameter aufgezeigt. Beim Szenario mit ausschliesslicher Methanisierung wird ein Vergleich zwischen biologischer und chemischer Methanisierung geschaffen. Bei allen Szenarien werden Investitions- und Betriebsaufwände dargestellt sowie mögliche Energie- und Finanzbilanzen berechnet. Schlussendlich kann mit dem Simulationsmodell auch der Einfluss des PV-Zubaus auf das Bilanzgruppenmanagement (Kapitel 2.5) und potenzielle Erlöse aus dem Regelenergie-Markt (Kapitel 2.4) aufgezeigt werden.

Die im Modell verwendeten Parameter und Prognosen sind in einem Excel-File hinterlegt und können ohne Aufwand angepasst werden. Zudem wurde im Modell ein Script erstellt, welches modellinterne Parameter übersichtlich darstellt und somit Anpassungen mühelos umprogrammiert werden können. Die in dieser Arbeit getätigten Abfragen sind hinterlegt und können jederzeit ausgeführt werden.

4.1 Parameter

In der nachfolgenden Tabelle 7 (nächste Seite) sind die wichtigsten Parameter des Modells aufgeführt, welche sich aus einer Studie der ebs Energie AG in Zusammenarbeit mit Herstellern, Planungsbüros und technischen Institutionen erarbeitet wurde. Investitions- und Betriebskosten können aus dem Kapitel 4.3.4 entnommen werden und benötigen keine separate Auflistung. Erwähnenswert ist jedoch, dass auf die Investitionssummen 10 % unvorhergesehene Kosten beaufschlagt werden und ohne Förderbeiträge (Kapitel 2.7) gerechnet wird. Bei den Betriebskosten sind diese Fördersummen jedoch inkludiert.

Tabelle 7: Parameter PtG-Modell

Parameter Power-to-Gas Modell		
Allgemeines		
Brennwert H_2	39.41	kWh/kg
Brennwert CH_4	11.03	kWh/m3
Brennwert SNG	10.7	kWh/m3
Bezugsgrenze CKW	27	MW
Elektrolyse		
Technologie	PEM	
Zellenspannung bei Nennlast	2.03	V
Energiebedarf bei Nennlast	5	kW_{el}/kgH_2
Gleichrichter-Wirkungsgrad	95	%
Abwärmenutzung	17.5	%
Standzeit	60'000	h
Strombedarf Gasreinigung	0.2	kWh/m^3H_2
Strombedarf Kompression	3.3	kWh/kgH_2
Speicherkapazität	2	Tage Nennproduktion
Methanisierung		
Strombedarf (biologisch)	0.3279	kWh/m3CH4
Strombedarf (chemisch)	0.3	kWh/m3CH4
Abwärmenutzung (biologisch)	8.6	%
Abwärmenutzung (chemisch)	17.5	%
Strombedarf CO_2 Trennung	0.3	kWh/m3CO2
Abwärmenutzung		
Leistungsaufnahme	30	% der thermischen Leistung
Thermische Verluste	20	%
Produktpreise		
Preis H_2	7.72	CHF/kg
Preis SNG	0.15	CHF/kWh
Preis Q	0.03	CHF/kWh

4.2 Prognosen

Für die Simulation bis in das Jahr 2050 wurden Prognosen zu folgenden Parametern hinterlegt:

- Marktpreis Strom
- Stromverbrauch Kunden
- PV-Ausbau
- Preis Wasserstoff
- Vergütung Systemdienstleistungen

Für den Strompreis am Markt wurde eine Prognose herbeigezogen, welche im Auftrag der ebs Energie AG erstellt wurde. Diese reicht vom Jahr 2015 bis 2050 und beinhaltet jeweils die Beträge des Marktpreises in stündlicher Auflösung. In dieser Prognose wird von einer starken Strompreiserhöhung bis ins Jahr 2050 ausgegangen, da im Energiesektor hohe Investitionen getätigt werden müssen, damit die Klimastrategie des Bundes umgesetzt werden kann.

Abbildung 36 zeigt, dass man von einer Strompreisverdoppelung bis 2050 ausgehen muss. Da die Prognose aus dem Jahr 2014 stammt, wird nicht der Betrag, sondern nur der Faktor aus der Prognose verwendet. Dieser Faktor (Abbildung 36) wird dann mit den Strompreisen aus dem Referenzjahr 2020 multipliziert.

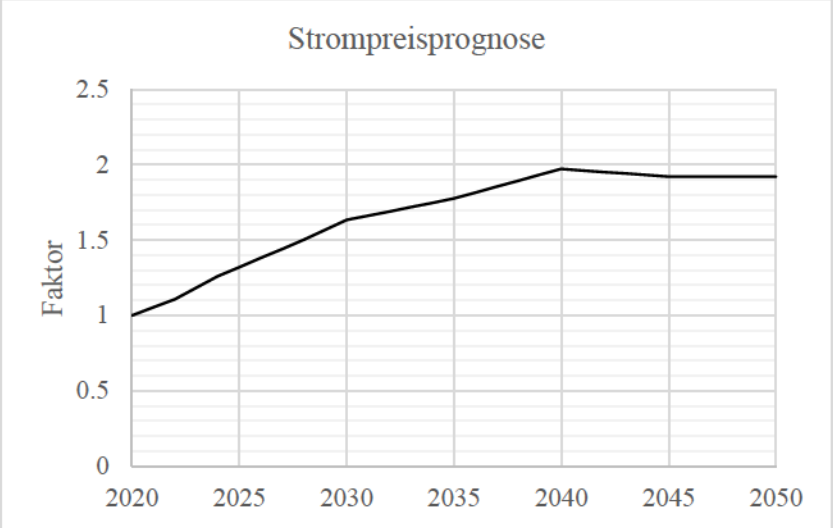


Abbildung 36: Strompreisprognose, Preisfaktor bis 2050

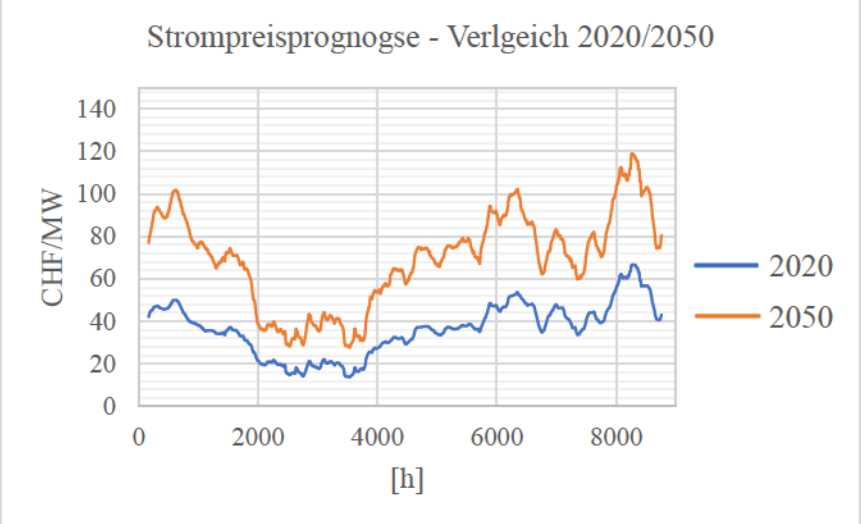


Abbildung 37: Strompreisprognose, Vergleich Preis 2020 mit 2050

Für die Verbreitung der PV-Anlagen wurde einerseits die Prognose des Bundesamtes für Energie (Kirchner, et al., 2020) und das Potenzial der Region berücksichtigt. Kirchner et al. geht dabei von einer Steigerung von 2.2 TWh/a (2019) auf 33.6 TWh/a (2050) Energieerzeugung aus Photovoltaik in der Schweiz aus. Das Versorgungsgebiet der ebs Energie AG (Kapitel 2) macht im Verhältnis zur gesamten Schweiz ca. 3 Promille aus. Wird die Prognose Kirchner et al. mit diesem Faktor skaliert, ergibt das im Jahr 2050 eine zusätzliche PV-Energie von 94.2 GWh/a, was einer durchschnittlichen Leistung von 10.75 MWh entspricht. Da diese Leistung keineswegs konstant ist (keine Nachtproduktion, Wolken, Schnee, etc.), wird mit einem Leistungsfaktor von 4 gerechnet, was einer Zunahme der installierten PV-Leistung bis ins Jahr 2050 von 43 MW entspricht.

Wird das PV-Potenzial der Gemeinden, welche von der ebs Energie AG mit Strom beliefert werden, über die Datenbank des Bundes (Sonnendach, kein Datum) zusammengerechnet,

kommt man auf ein theoretisches Jahrespotenzial von ca. 200 GWh. Das würde einer installierten PV-Leistung von 91 MW entsprechen (inkl. Leistungsfaktor). Laut ebs Energie AG sind aktuell ungefähr 12 MW PV-Leistung bereits im Versorgungsgebiet installiert. In dieser Arbeit wird ein Mittelweg zwischen der Prognose des Bundesamtes für Energie und der theoretisch möglichen PV-Leistung gewählt, was zu folgender Wachstumskurve führt:

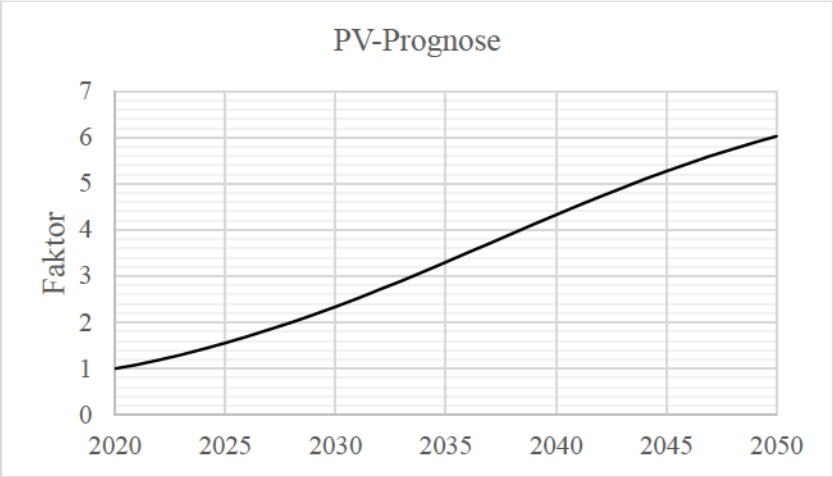


Abbildung 38: Wachtumsfaktor PV-Leistung im Versorgungsgebiet der ebs Enerige AG

Für die Preisprognose von Wasserstoff wurde eine Annahme aus der «Hydrogen Roadmap» der europäischen Union verwendet (EU, 2019). Dabei wird der Preis jeweils für eine hohe und eine tiefe Nachfrage prognostiziert. Die Erhöhung im Jahr 2040 wird auf eine starke Nachfragesteigerung zurückgeführt. In dieser Arbeit wurde der Mittelwert dieser beiden Prognosen verwendet. Weiter wird der prognostizierte Stromverbrauch berücksichtigt, wobei hier die Daten aus dem Bericht «Energieperspektiven 2050» des Bundes übernommen wurden (Kirchner, et al., 2020). Durch den steigenden Bedarf von Regelleistung (Kapitel 2.4) wird in dieser Arbeit zudem eine Zunahme der Systemdienstleistungs-Vergütung von 30 % im Jahr 2050 angenommen.

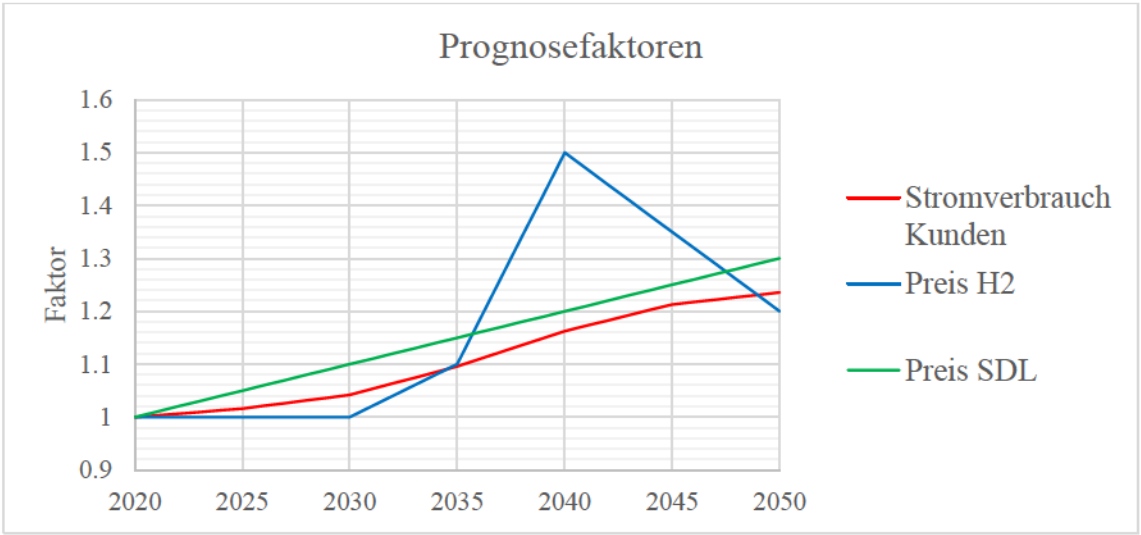


Abbildung 39: Verwendete Faktoren für Prognosen vom Stromverbrauch, H_2 Preis und der SDL Vergütungen

4.3 Resultate

4.3.1 Elektrolyse

Im ersten Szenario wird eine PtG-Anlage ohne Methanisierung simuliert. So wird angenommen, dass die gesamte Wasserstoffproduktion zum gewünschten Preis vom Markt abgenommen wird. Analysiert werden dabei sechs verschiedene Leistungsstufen von Elektrolyseuren. Diese werden anhand der elektrischen Leistungsaufnahme bei Nennlast definiert und werden im Folgenden auch als „Anlagengrösse“ betitelt.

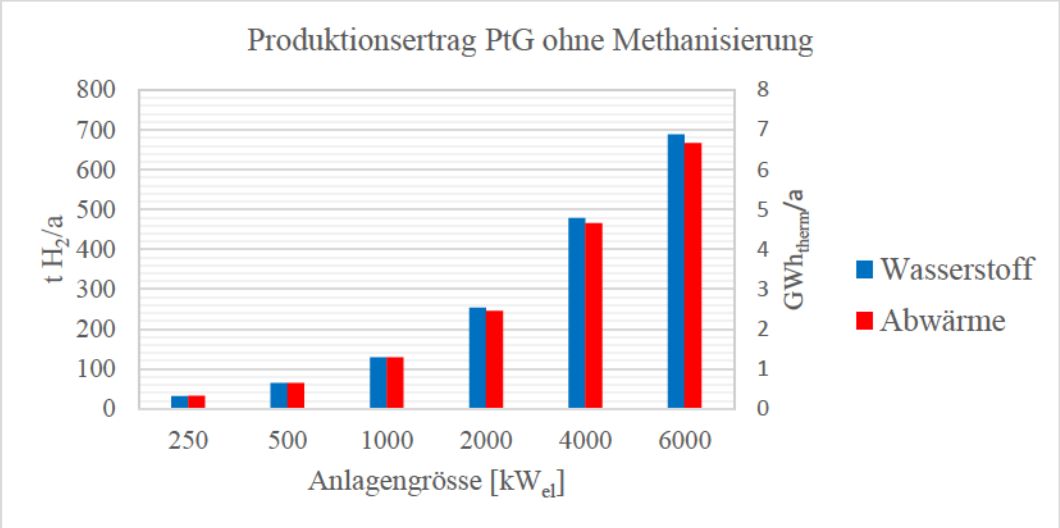


Abbildung 40: Produktionsertrag pro Leistungsstufe einer PtG ohne Methanisierung

Als erstes wird die Abbildung 40 mit den Produktionsmengen pro Jahr angeschaut. Die Betriebsstunden liegen bei allen Leistungsstufen bei über 8700 h im Jahr, da die Bandleistung des Kraftwerks von allen Leistungsstufen genutzt werden kann. Die höchste Leistungsstufe weist damit eine Jahresproduktion von 690 t Wasserstoff auf. Dabei würde Nutzwärme in der Höhe von 6.67 GWh entstehen. Für den Vertrieb müssten bei dieser Wasserstoff-Produktionsmenge im Jahr fast 2’000 Trailer im Kraftwerk Wernisberg abgeholt werden. Aktuell ist es fraglich, ob für diese Menge an Wasserstoff ein Abnehmer zu finden ist.

In Abbildung 41 werden die Investitionskosten pro Leistungsstufe dargestellt. Der Hauptanteil der Investitionen macht der Elektrolyseur aus. Mit einer Leistung von 6 MW_{el} muss dabei mit einem Preis von fast 6.5 Millionen CHF gerechnet werden. Die Peripheriekosten unterscheiden sich nur gering mit der Anlagengrösse, da kein Gebäude erstellt wird, sondern auf eine Containerlösung gesetzt wird. Die Wasserstoffproduktion soll in einem Druckbehälter zwischengespeichert werden. Dieser ist für zwei Tage Nennproduktion ausgelegt, womit der Investitionsanteil proportional zur Anlagengrösse ansteigt. Im Zusammenhang mit dem Speichervolumen steht der Kompressor, welcher die Produktionsrate bewältigen muss. Der Anteil «Abwärmenutzung» setzt sich aus der Wärmepumpe, den Wärmetauschern und der benötigten Rohr- und Elektroinstallation zusammen. Die Wärmepumpe wird benötigt, um das Temperaturniveau der Fernwärmeleitung zu erreichen. Die restlichen Investitionen setzen sich aus der Gasreinigung, Planung und Wasseraufbereitung zusammen.

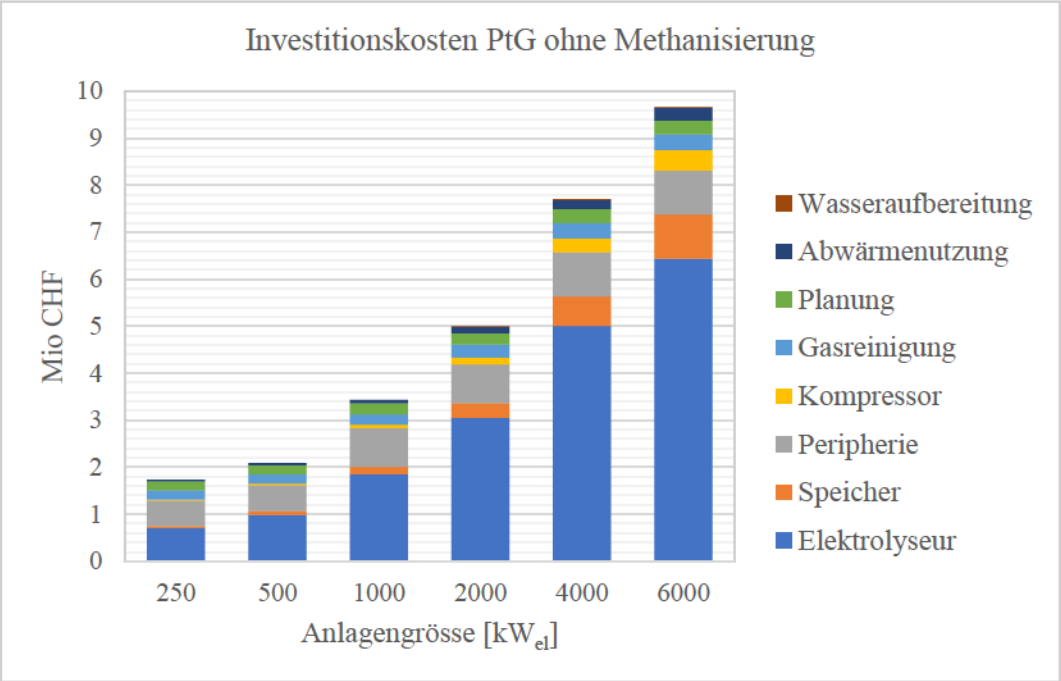


Abbildung 41: Investitionskosten pro Leistungsstufe einer PtG-Anlage ohne Methanisierung

Die Investitionskosten steigen mit zunehmender Anlagengrösse, jedoch nicht im gleichen Verhältnis. So zeigt sich in Abbildung 42, dass bei einer 6 MW_{el} Anlage ein Kilowatt Leistung noch 1'610 CHF kostet, während sich dieses Verhältnis bei einer 1 MW_{el} Anlage auf 3'430 CHF beläuft. Aus Sicht der Investitionskosten lohnt sich somit eine möglichst grosse Leistungsstufe.

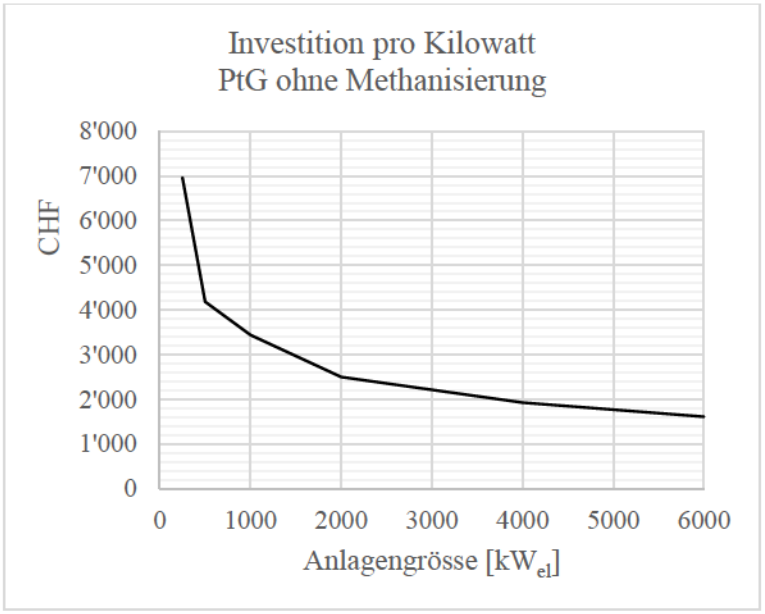


Abbildung 42: Abhängigkeit der Investitionshöhe pro kW_{el} bei einer PtG-Anlage ohne Methanisierung

Bei den Betriebskosten, welche über ein Jahr anfallen, stehen bei einer PtG-Anlage der Stromverbrauch und die Abschreibung im Vordergrund. Die Abschreibung hängt direkt mit den Investitionskosten zusammen. Dadurch, dass die Anlage fast durchgehend läuft, erhöht die jährliche Betriebsdauer die Abschreibung der Verschleisskomponenten des Elektrolyseurs und Kompressors. Besonders beim Elektrolyseur schlägt diese starke Nutzung zu Buche, denn bei

einer maximalen Standzeit von 60'000 h müsste dieser bereits nach sieben Jahren komplett revidiert werden.

«O&M» steht für «Operation and Maintenance», also Betriebs- und Wartungskosten. Diese machen bei allen Leistungsstufen ca. 12% der Betriebskosten aus. Die «Trailer» werden für den Vertrieb des Wasserstoffes genutzt (Kapitel 2.3). Dabei wird pro Trailer, mit einem Fassungsvermögen von 350 kg Wasserstoff, 100 CHF pro Tag verrechnet. Um den Wasserstoff zu transportieren, muss dieser zuerst auf mindestens 350bar komprimiert werden. Dieser Aufwand beläuft sich bei der höchsten Leistungsstufe auf jährlich 104'000 CHF. Um hochreinen Wasserstoff für den Mobilitäts-Sektor herzustellen, muss das Produktgas aus dem Elektrolyseur aufbereiten. Diese Kosten sind als «Gasreinigung» deklariert. Unter «Administration» werden Marketingkosten verstanden, welche sich aus Werbung, Führungen und Präsentationen zusammensetzen. Da die Anlage fast durchgehend läuft, können Stand-By Kosten in diesem Szenario vernachlässigt werden.

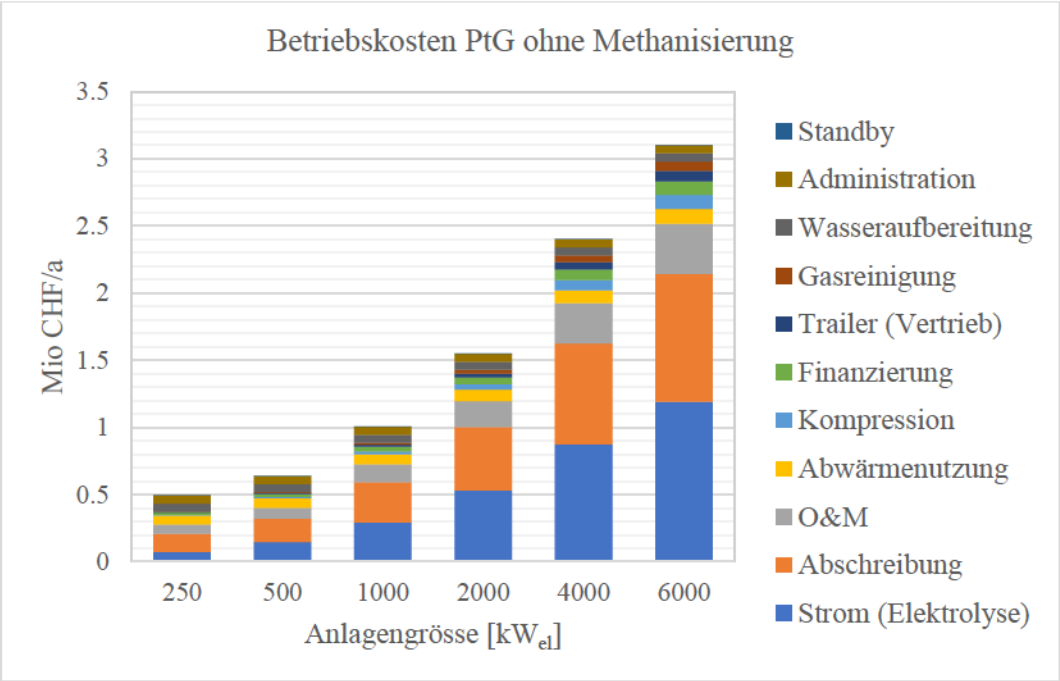


Abbildung 43: Betriebskosten pro Leistungsstufe über ein Jahr bei einer PtG-Anlage ohne Methanisierung

Analog den Investitionskosten zeigt sich bei den Betriebskosten ein ähnliches Bild, wenn diese ins Verhältnis zu einer Kilowatt Leistung gesetzt werden (Abbildung 44).

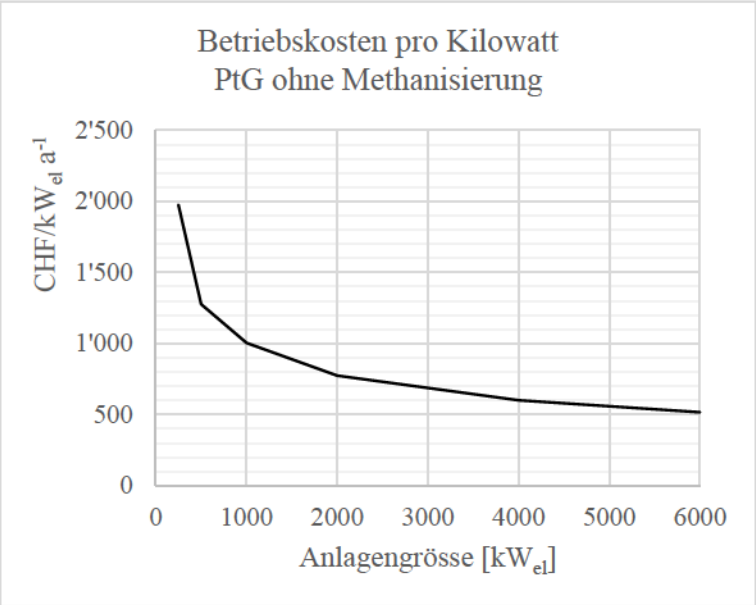


Abbildung 44: Abhängigkeit der jährlichen Betriebskosten pro kW$_{el}$ bei einer PtG-Anlage ohne Methanisierung

Prognose

Durch dieses Szenario kann aufgezeigt werden, mit welchen Gestehungskosten für ein Kilogramm Wasserstoff in Zukunft zu rechnen ist. Dabei wurde die gesamte Prozesskette inkl. der Erlöse aus der Wärmerückgewinnung berücksichtigt. Das Resultat ist in Abbildung 45 ersichtlich. Die Kurven korrelieren mit dem prognostizierten Strompreis. Es zeigt sich wiederum, dass eine möglichst grosse Elektrolyseur-Leistung der PtG-Anlage von Vorteil ist, da sich mit steigender Anlagengrösse das Verhältnis zwischen Aufwand und Ertrag verbessert (Abbildung 44).

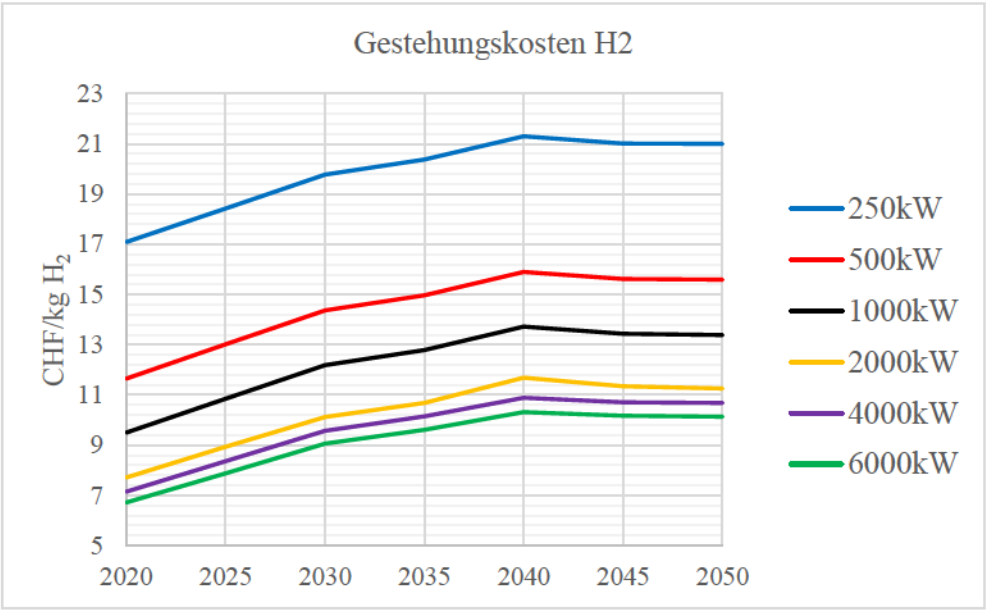


Abbildung 45: Gestehungskosten pro kg H$_2$ bis 2050 und pro Leistungsstufe bei einer PtG-Anlage ohne Methanisierung

4.3.2 Biologische Methanisierung

Im nächsten Szenario wird die gesamte Wasserstoff-Produktion für die Herstellung von SNG mit einer biologischen Methanisierung verwertet. So kommen bei der Investitionssumme im

Vergleich zur Elektrolyse ohne Methanisierung zusätzlich die Kosten für eine Methanisierungsanlage, eine Gasleitung und die CO_2-Gasaufbereitung hinzu (Abbildung 46).

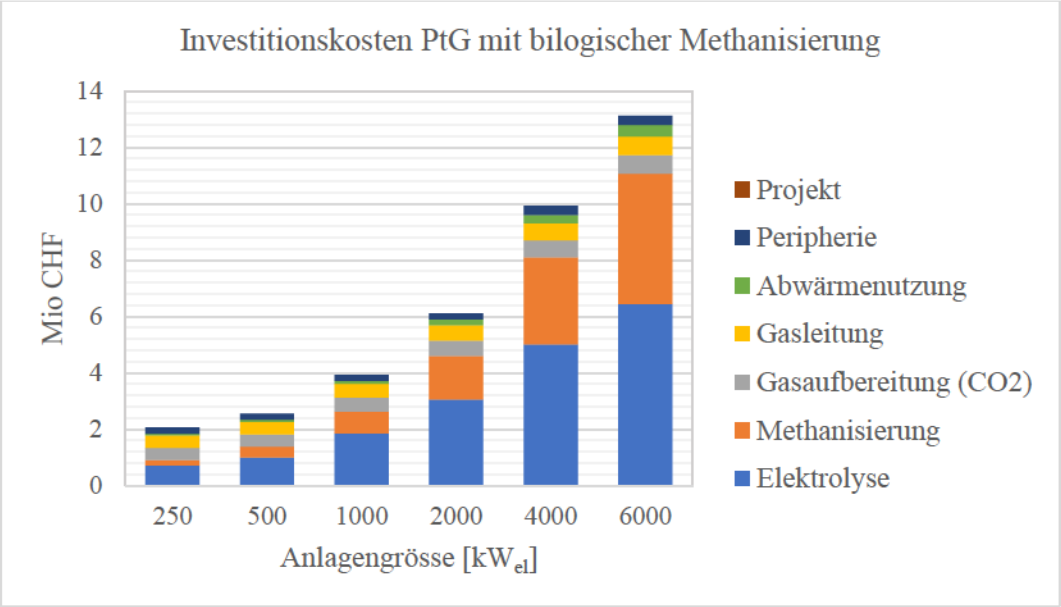


Abbildung 46: Investitionskosten pro Leistungsstufe einer PtG-Anlage mit biologischer Methanisierung

Im Vergleich zum ersten Szenario steigen die Investitionskosten durch die biologische Methanisierung bei kleinster Leistungsstufe um 18 % und bei 6 MW_{el} sogar um 36 % auf 13.12 Millionen CHF an. Durch die direkte Methanisierung des Wasserstoffs fällt der teure Wasserstoff-Zwischenspeicher weg, jedoch muss eine Gasleitung installiert werden, welche mit bis zu 660'000 CHF berechnet wird. Ähnliche Investitionskosten verursacht auch die zusätzlich für die Methanisierung benötigte CO_2 Gasaufbereitung. Setzt man die Investitionskosten wieder in das Verhältnis zu einem Kilowatt Anlagenleistung, so ergibt dies folgende Kurve:

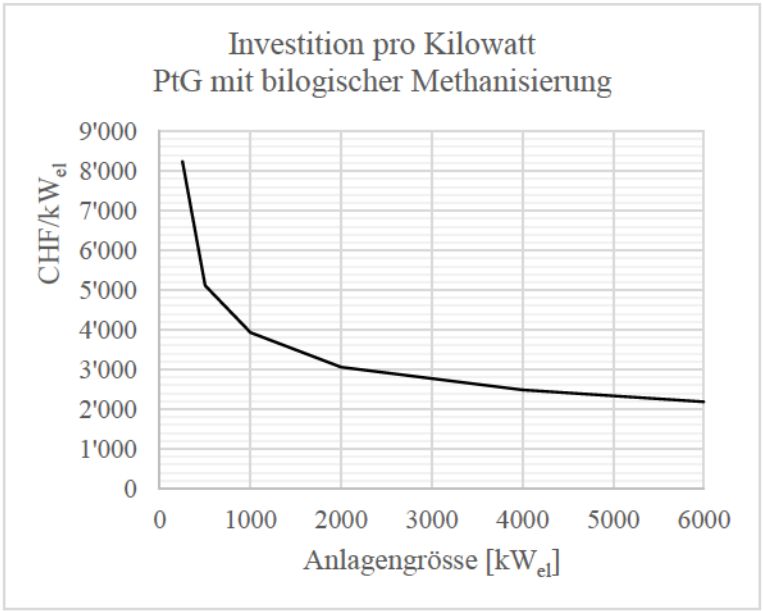


Abbildung 47: Abhängigkeit der Investitionshöhe pro kW_{el} bei einer PtG-Anlage mit biologischer Methanisierung

Wie beim ersten Szenario zeigt sich in Abbildung 47, dass investitionstechnisch die grösstmögliche Anlage (2'180 CHF/kW_{el}) von Vorteil ist.

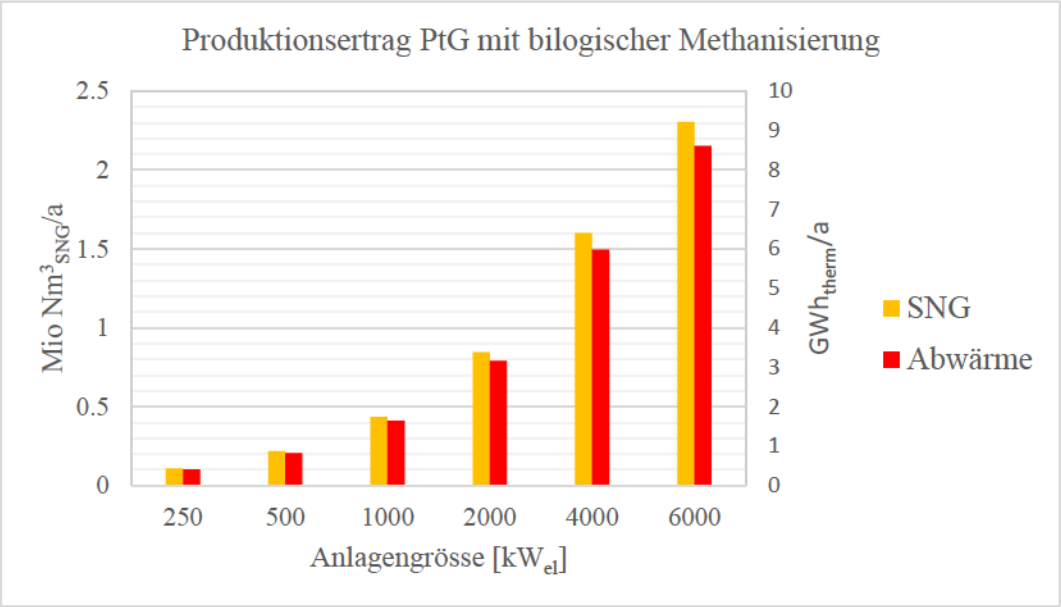


Abbildung 48:Produktionsertrag pro Leistungsstufe einer PtG-Anlage mit biologischer Methanisierung

Abbildung 48 zeigt die SNG Produktion pro Jahr, falls die gesamte Menge an produziertem Wasserstoff methanisiert wird. Die maximal mögliche Produktion bei höchster Leistungsstufe beträgt 2.3 Millionen Normkubikmeter SNG. Bei einem 2 MW_{el} Elektrolyseur könnten mit dem vorhandenen Wasserstoff noch 845'000 Nm^3 SNG hergestellt werden. Bei der Abwärmenutzung wird der gesamte Prozess inklusive Elektrolyseur berücksichtigt. In diesem Modell wird von einer Abwärmenutzung der biologischen Methanisierung von 8.6 % (in Bezug auf die zugeführte H_2-Leistung) ausgegangen. Trotz tiefem Temperaturniveau wird angenommen, dass die Wärme an ein Fernwärmenetz abgegeben werden kann, denn das dabei benötigte Temperaturniveau kann durch den Einsatz einer Wärmepumpe erreicht werden.

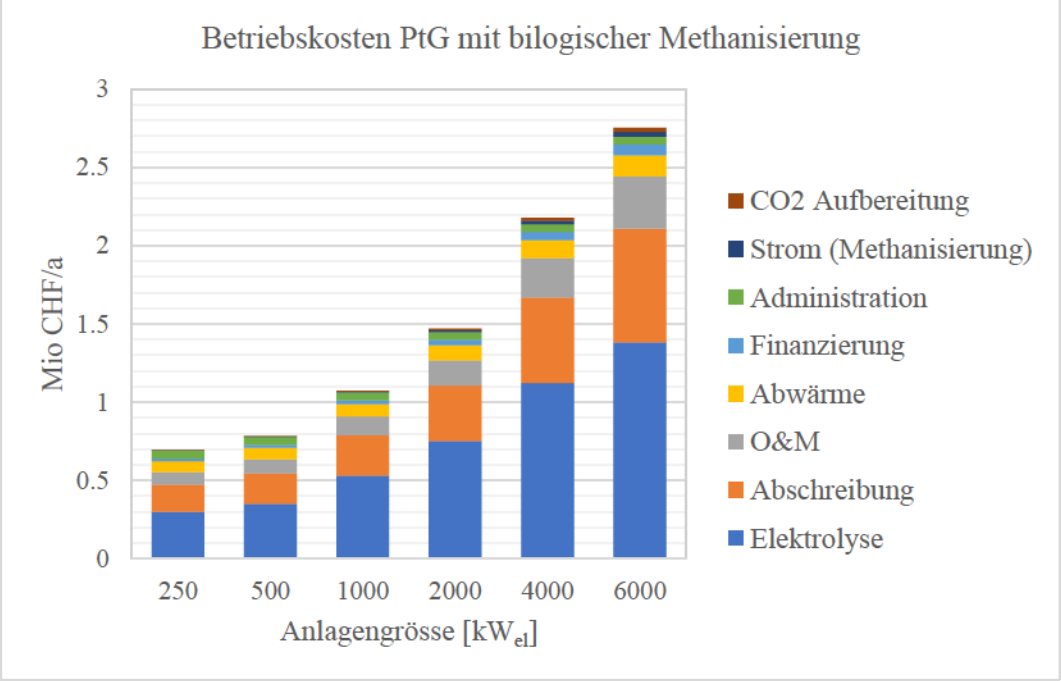


Abbildung 49: Betriebskosten pro Leistungsstufe über ein Jahr bei einer PtG-Anlage mit biologischer Methanisierung

Bei den operativen Kosten zeigt sich das Phänomen, dass eine Methanisierung, falls gross genug dimensioniert, gegenüber dem ersten Szenario finanziell von Vorteil ist (Abbildung 50). Während bei einer 250 kW_{el} Anlage die Betriebskosten im Vergleich zum ersten Szenario 40 % höher sind, kann bereits ab 2 MW_{el} die Anlage günstiger betrieben werden. Bei 6 MW_{el} belaufen sich die operativen Kosten auf 460 CHF/kW_{el} im Jahr und liegen somit rund 11 % tiefer. Das ist einerseits auf das Weglassen vom Wasserstoff-Zwischenspeicher zurückzuführen, womit die Kompressor-Verluste wegfallen und andererseits auf die nicht weiter benötigte Wasserstoff-Gasreinigung.

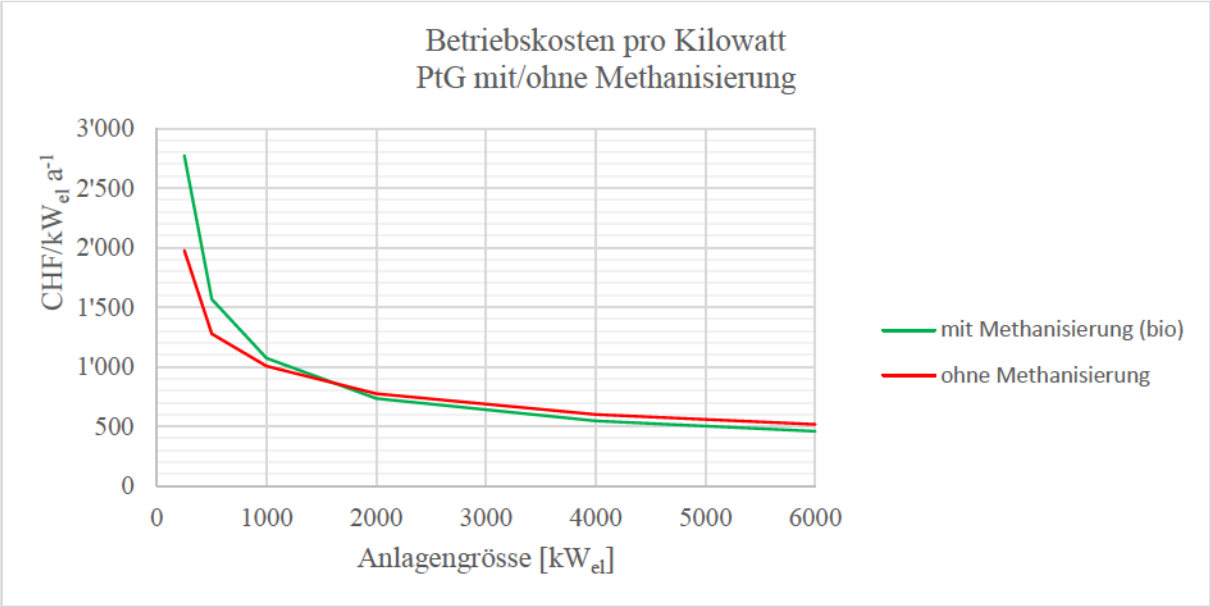


Abbildung 50: Abhängigkeit der jährlichen Betriebskosten pro kW_{el} bei einer PtG-Anlage mit und ohne Methanisierung

Prognose

Unter Berücksichtigung der steigenden Strompreise ist mit folgenden Gestehungskosten pro kWh SNG bis 2050 zu rechnen:

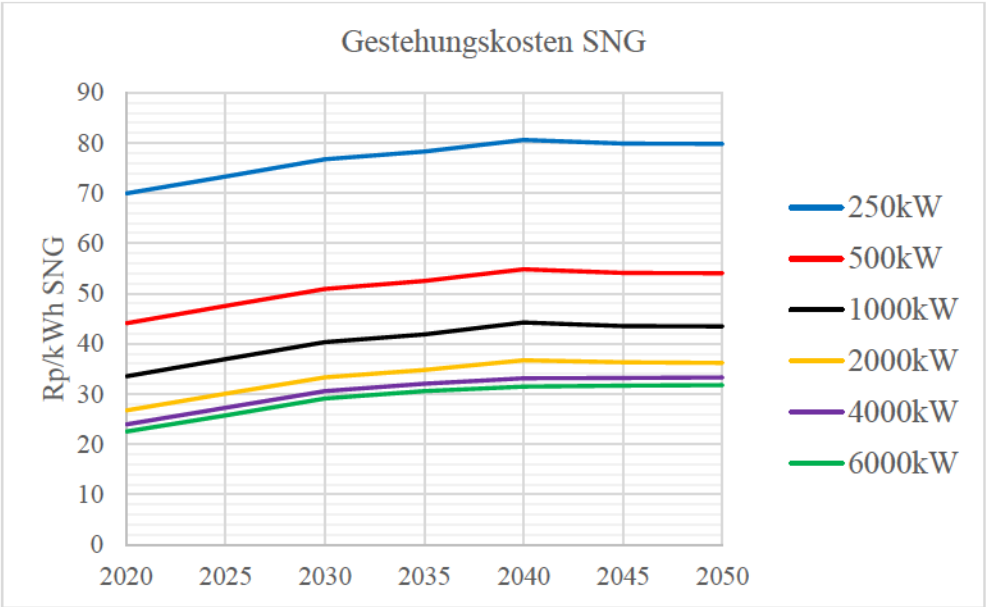


Abbildung 51: Gestehungskosten pro kWh SNG bis 2050 und pro Leistungsstufe bei einer PtG-Anlage mit biologischer Methanisierung

Auch bei der grössten Dimensionierung ist man vom Marktpreis für SNG weit entfernt. So beträgt laut Prognose-Parameter der Preis für ein kWh SNG im Jahr 2050 mindestens 31.8 Rappen und somit gut das Doppelte vom heutigen SNG Preis. Gemäss dem Modell ist aktuell eine kommerzielle Methanisierung nicht rentabel.

4.3.3 Chemische Methanisierung

In Bezug auf die Modellparameter unterscheiden sich die biologische und chemische Methanisierung hauptsächlich durch die Investitionskosten und die mögliche Abwärmenutzung.

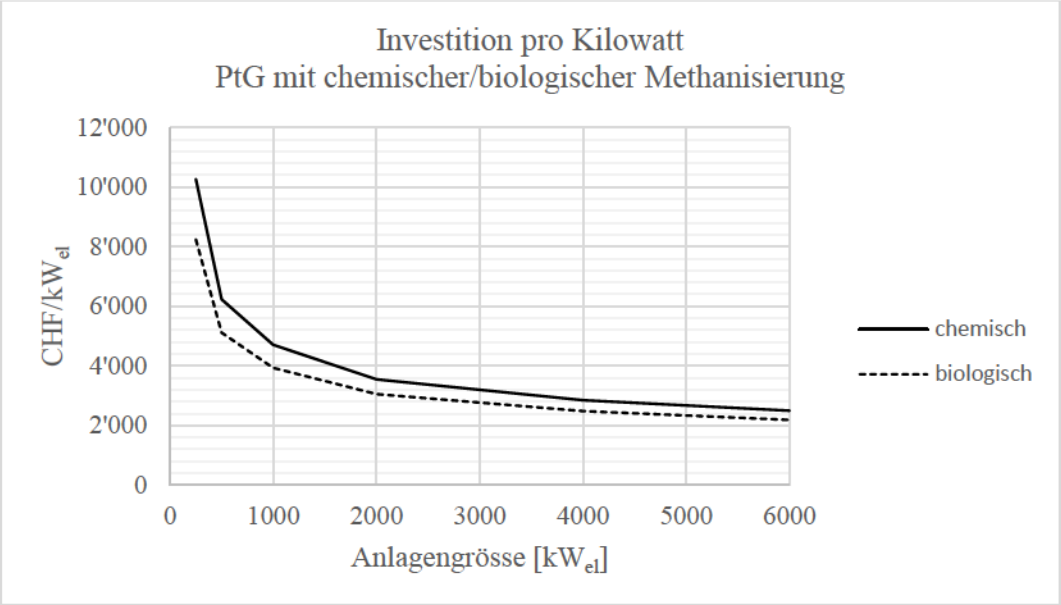


Abbildung 52: Abhängigkeit der Investitionshöhe pro kW$_{el}$ bei einer PtG-Anlage im Vergleich chemischer zu biologischer Methanisierung

So zeigt Abbildung 52 der erhöhte Investitionsaufwand pro Kilowatt elektrischer Leistung der chemischen Methanisierung im Vergleich zur biologischen. Bei der grössten Leistungsstufe muss bei der chemischen Methanisierung mit Mehrkosten von 1.86 Millionen CHF gerechnet werden.

Während der Output an SNG sich bei beiden Verfahren kaum unterscheidet, kann bei der chemischen Methanisierung die Abwärme besser genutzt werden (Kapitel 1.3.1). In diesem Modell wird mit einer Abwärmenutzung von 17.5 %, in Bezug auf die zugeführte H_2-Leistung, für die chemische Methanisierung gerechnet. Dadurch steigert sich der Gesamtertrag der Nutzwärme um ca. 25 % (Abbildung 53).

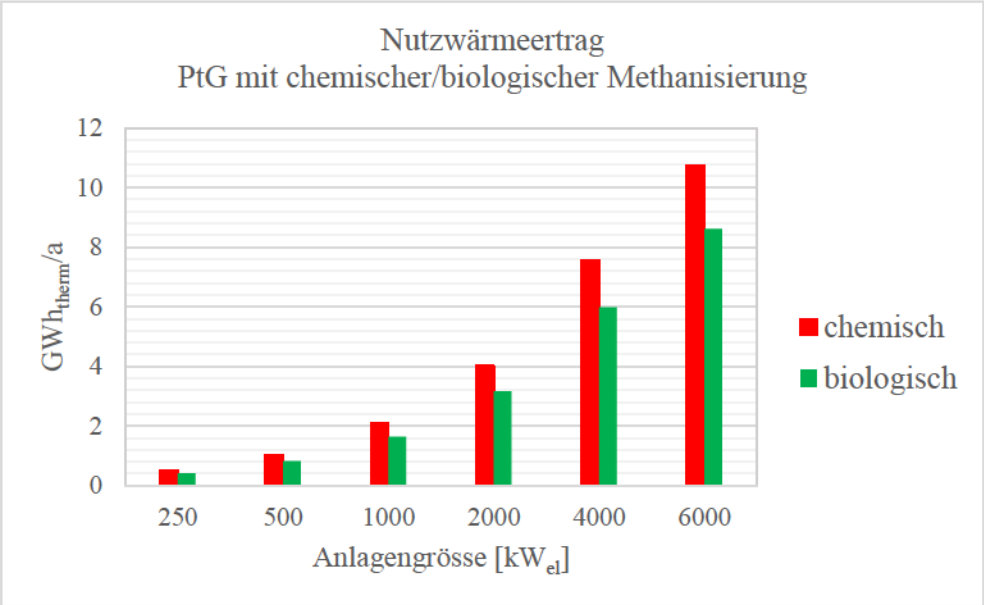


Abbildung 53: Nutzwärmeertrag pro Leistungsstufe einer PtG-Anlage im Vergleich chemischer zu biologischer Methanisierung

Die Betriebskosten unterscheiden sich dabei laut Modell nicht nennenswert, jedoch steigen die Gestehungskosten pro kWh SNG durch den erhöhten Investitionsaufwand der chemischen Methanisierung um 2-3 Rappen.

Laut Modell lohnt sich die erhöhte Investition in eine chemische Methanisierung trotz zusätzlichem Ertrag aus der verbesserten Abwärmenutzung nicht. In der Praxis könnte jedoch der verringerte Platzbedarf der chemischen Methanisierung (Kapitel 1.3) eine entscheidende Rolle spielen.

4.3.4 Hybrid-Lösung

Um für diese Arbeit ein interessantes Szenario zu schaffen, wird trotz der Unrentabilität der Methanisierung eine Hybrid-Lösung analysiert, wobei nur ein Teil des Wasserstoffs methanisiert wird. Durch den Vergleich in Kapitel 4.3.3 wird eine biologische Methanisierung gewählt. Zunächst wird mit dem Referenzjahr 2020 geschaut, wie hoch der Anteil des Wasserstoffs für die Methanisierung sein darf, damit die PtG-Anlage kostendeckend betrieben werden kann (finanzielle 0-Bilanz). Dieser Anteil wurde für jede Leistungsstufe berechnet (Abbildung 54).

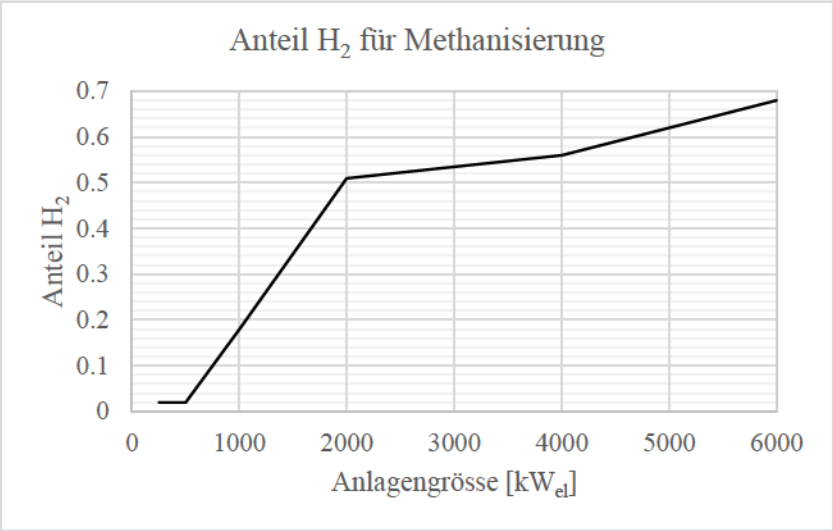


Abbildung 54: Anteil H_2 für die Methanisierung pro Leistungsstufe und finanzieller 0-Bilanz

Wiederum zeigt sich, dass je grösser die Anlage ist, desto rentabler kann diese betreiben und somit auch mehr H_2 für die unrentable Methanisierung aufgebracht werden. Im nächsten Schritt wurde der Anteil mit einer 6 MW_{el} Anlage und den Prognosedaten berechnet.

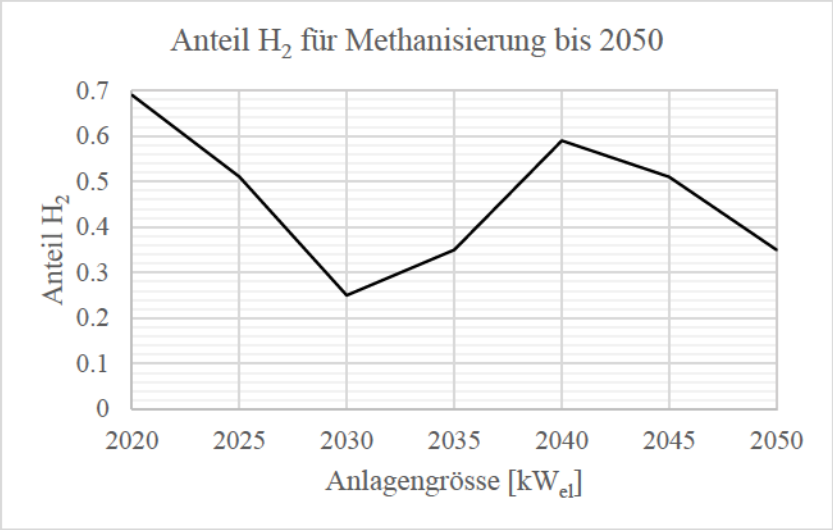


Abbildung 55: Anteil H_2 für die Methanisierung für eine 6MW_{el} Anlage bei finanzieller 0-Bilanz bis 2050

Abbildung 55 zeigt, dass sich durch die zukünftig erhöhten Strompreise die Situation für eine Hybrid-Lösung verschlechtert. So darf im Jahr 2030 der Anteil an Wasserstoff zur Methanisierung höchstens 25 % betragen, damit die Anlage noch kostendeckend betrieben werden kann. Daher wird für die Hybrid-Lösung mit diesem Anteil von 25 % gerechnet. Hinsichtlich der finanziellen Bilanz sieht eine Prognose dieser Hybrid-Lösung mit Methanisierung folgendermassen aus:

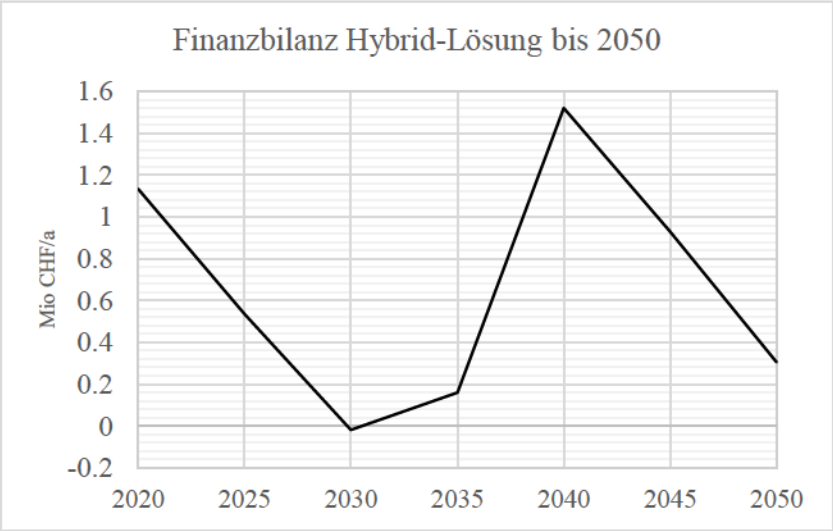


Abbildung 56: Finanzielle Bilanz bis 2050 mit Hybrid-Lösung

In einem nächsten Schritt wird bei der Hybrid-Lösung mit einer Elektrolyseur-Leistung von 6 MW_{el} und einen Wasserstoffanteil von 25 % für die Methanisierung weitergerechnet. Die Simulation gibt dabei folgende Werte für das Referenzjahr 2020 aus:

Tabelle 8: Simulationsoutput Hybrid-Lösung auf Referenzjahr 2020

Output 2020 mit Hybrid-Lösung	
Betriebszeit Elektrolyseur	8'705 h
Betriebszeit Methanisierung	6'425 h
Gestehungskosten H_2	5.35 CHF/kg
Gestehungskosten SNG	13.93 Rp/kWh
Gestehungskosten Q	1.75 Rp/kWh
Output H_2	503'367 kg
Output SNG	721'619 Nm^3
Output Q	6'502'423 kWh
Wirkungsgrad EL*	67.46 %
Wirkungsgrad MT**	55.27 %
Wirkungsgrad gesamt	64.91 %
Netzbezug Strom	3'529'000 kWh
SDL Profit	114'410 CHF

* Elektrolyse, Bezogen auf den Heizwert
** Methanisierung

Die Dauerkurve in Abbildung 57 zeigt die elektrische Leistungsaufteilung für dieses Szenario im Kraftwerk Wernisberg. Rot dargestellt ist dabei der erzeugte Strom aus den Generatoren. Blau ist die Leistung, welche für den Elektrolyseur genutzt wird (exkl. Verlustleistung). Gut ersichtlich wird nun der Netzbezug, wo die blaue Kurve über der roten steht. In diesen Stunden hat das Modell entschieden, dass ein Netzbezug trotz Netzentgelt (Kapitel 2 & 3.2) wirtschaftlich ist. Die vom Netz bezogene Energie beläuft sich dabei auf 3.53 GWh. Das sind ca. 9 % der Energie, welche der Elektrolyseur im gesamten Jahr verbraucht.

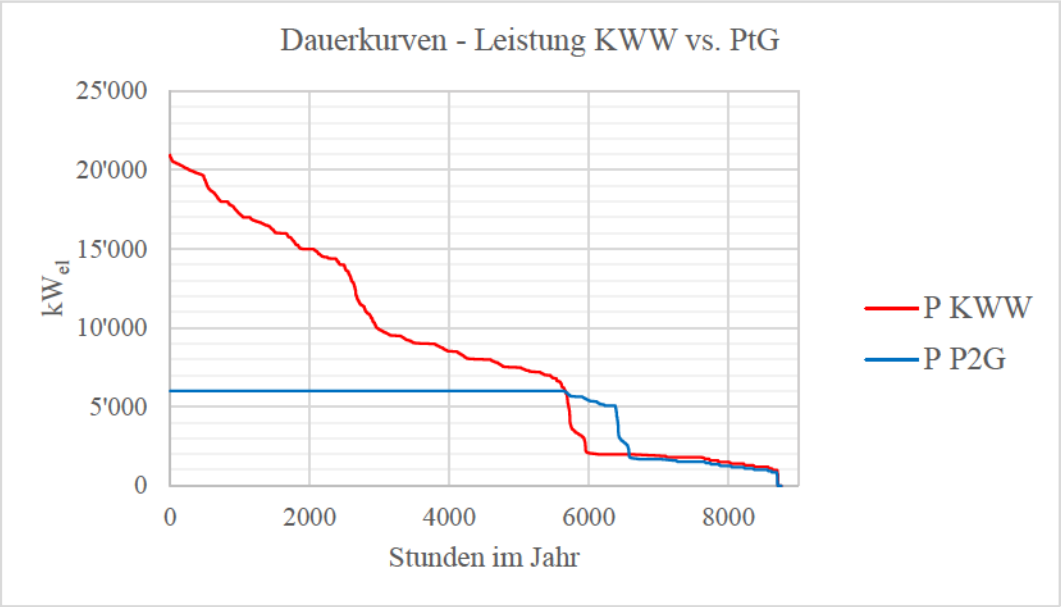


Abbildung 57: Dauerkurve der Leistungsverteilung im KWW bei Hybrid-Lösung und Referenzjahr 2020

Abbildung 58 zeigt graphisch die Aufteilung der Wasserstoffproduktion zwischen Methanisierung und Direktvertrieb. Die beiden gefärbten Flächen bilden zusammen die Gesamtproduktion von Wasserstoff. Durch die im Kapitel 3.4 beschriebene Betriebsart der Methanisierung wird bei geringer Wasserstoff-Produktion kein SNG hergestellt und somit fällt während dieser Zeit der Anteil für die Methanisierung weg.

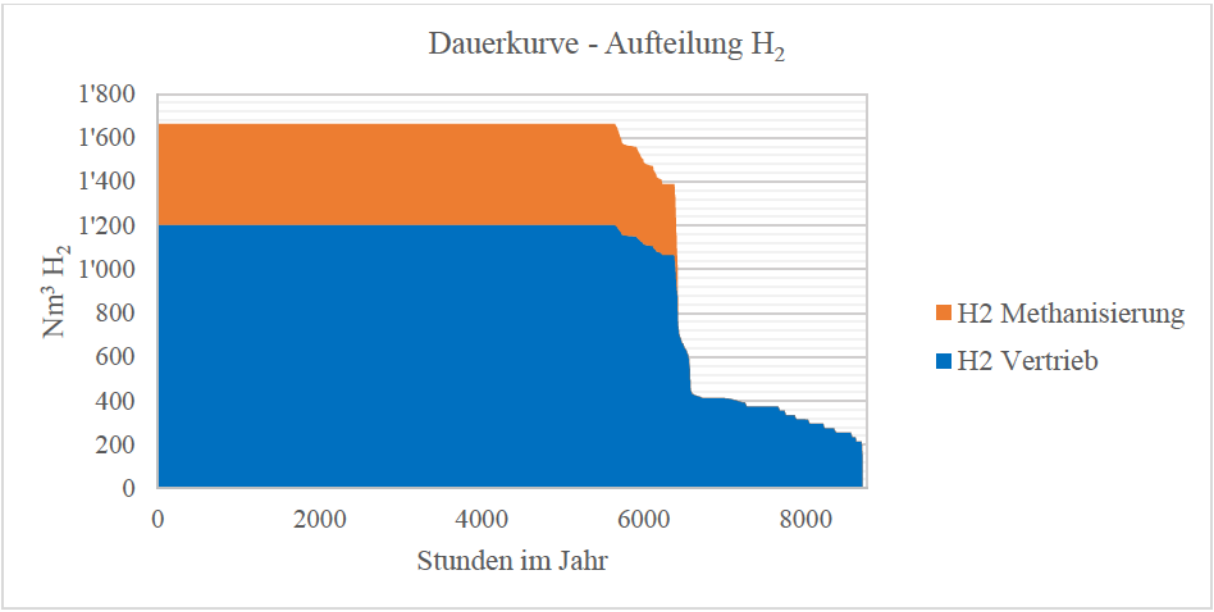


Abbildung 58: Aufteilung der Wasserstoffproduktion auf direkten Vertrieb und Methanisierung bei Hybrid-Lösung

Weiter kann mit dem Simulationsmodell die Verlustleistung berechnet werden. Diese setzt sich zusammen aus den Verlusten von Transformator und Gleichrichter, H_2 Gasreinigung, H_2 Speicher (Kompressor), Abwärmenutzung (Wärmepumpe) und Methanisierung. Für die Hybrid-Lösung wurden die Verlustleistungen über ein Jahr aufaddiert und anschliessend die prozentualen Anteile berechnet (Abbildung 59).

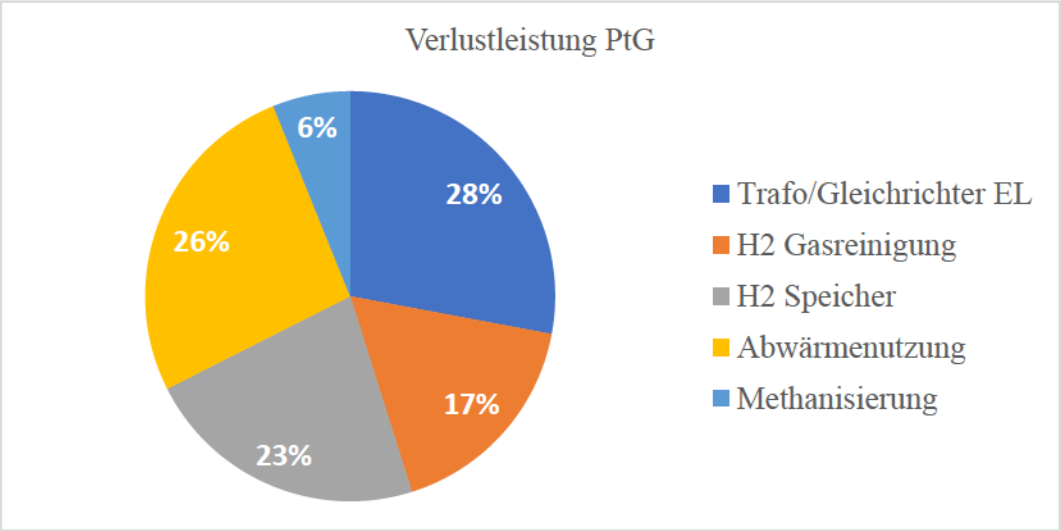


Abbildung 59: Prozentuale Anteile der Verlustleistung bei Hybrid-Lösung

Mit über einem Viertel machen Transformator- und Gleichrichterverluste den grössten Anteil aus, wobei von einem Wirkungsgrad von 95 % ausgegangen wird. Ähnlich hoch sind die Anteile für die Abwärmenutzung (Wärmepumpe) und den Speicher, wobei es sich beim Speicher um die Leistungsaufnahme des Kompressors handelt, um den Wasserstoff zu komprimieren. Die Wasserstoff-Gasreinigung wird nur für jenen Wasserstoff angewendet, welcher direkt für den Mobilitäts-Sektor vorgesehen ist. Die Herstellung von SNG ist nicht mit grossen elektrischen Verlusten behaftet, da die Reaktion durch Bakterien vonstattengeht (Kapitel 1.3.2). Trotzdem muss Energie für die CO_2 Aufbereitung und die Beimischung der Eduktgase in die Biomasse aufgewendet werden.

In der Summe macht die Verlustleistung 7.4 GWh im Jahr aus. Das ist ein Anteil von 15.8 % des Gesamtenergieverbrauchs der PtG-Anlage im Referenzjahr 2020. Die Energie wird entweder vom Kraftwerk, dem Stromnetz oder durch reduzierten Betrieb bereitgestellt (Kapitel 3.2).

Letztendlich kann noch der Ertrag aus den Systemdienstleistungen dargestellt werden (Abbildung 60).

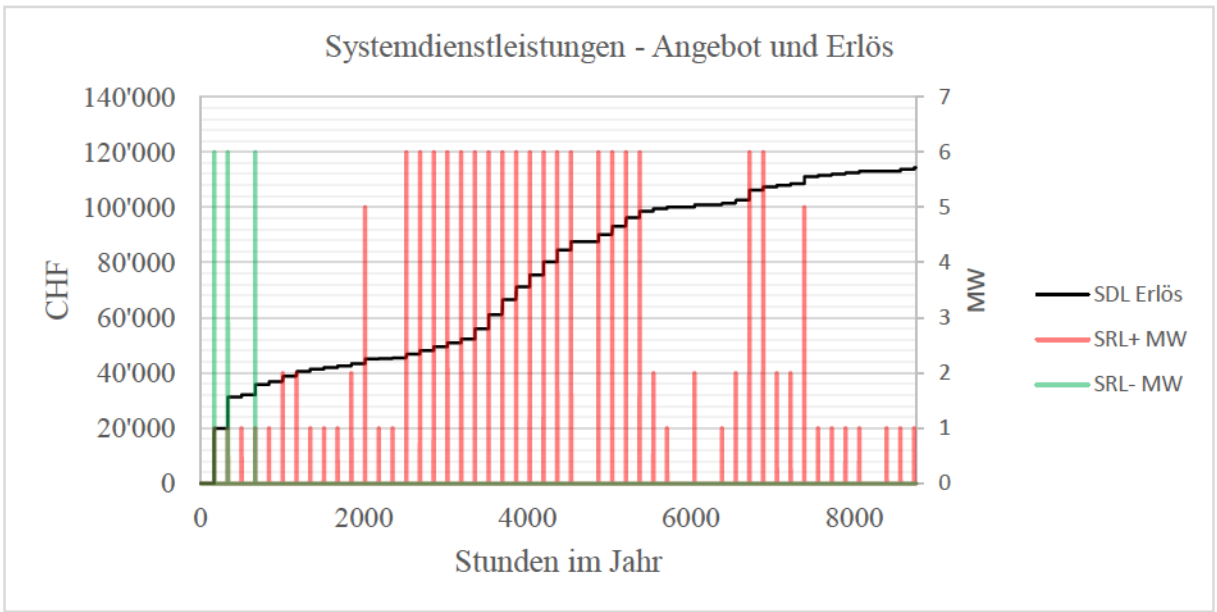


Abbildung 60: Ertrag und Angebot (Betrag) der Systemdienstleistungen

bei der Hybrid-Lösung für das Referenzjahr 2020

Aus der Grafik können die wöchentlichen Schritte durch die Treppenform der schwarzen Kurve und den Abständen zwischen den farbigen Säulen erkannt werden. In diesem Szenario wurde nur das Angebot von Sekundär-Regelleistung (Kapitel 2.4) berücksichtigt, da der Tarif im Vergleich zur Tertiär-Regelleistung höher ist. Der Erlös ist abhängig vom aktuellen Wochenpreis der Regelleistung, der Höhe der Vorhalteregelleistung (in Abbildung 60 durch die grünen und roten Balken sichtbar) und den Kosten, falls zusätzliche Energie aus dem Netz bezogen werden muss. Wie letzteres zu Stande kommt, wurde in Kapitel 3.2.3 beschrieben. Durch die hohe Auslastung der PtG-Anlage kann hauptsächlich positive Regelleistung angeboten werden. Auffällig ist dabei das Volumen der Vorhalteleistung im Sommer. Das ist auf die hohe Stromproduktion im Kraftwerk Wernisberg während der Schneeschmelze zurückzuführen, wobei die PtG-Anlage in dieser Zeit aufgrund der tiefen Strompreise durchgehend auf Nennlast läuft.

Im Hinblick auf die Prognose wird sich der Systemdienstleistungsertrag bis 2050 um fast 40 % zum Referenzjahr 2020 erhöhen (Abbildung 61). Dabei zeigt sich eine Korrelation mit dem Wasserstoff-Preis, welcher Einfluss auf den Betrieb der PtG-Anlage und somit auch auf die mögliche Regelleistung hat. Zudem ist die in Kapitel 4.2 erwähnte SDL Tariferhöhung von 30 % auf das Jahr 2050 zu bedenken.

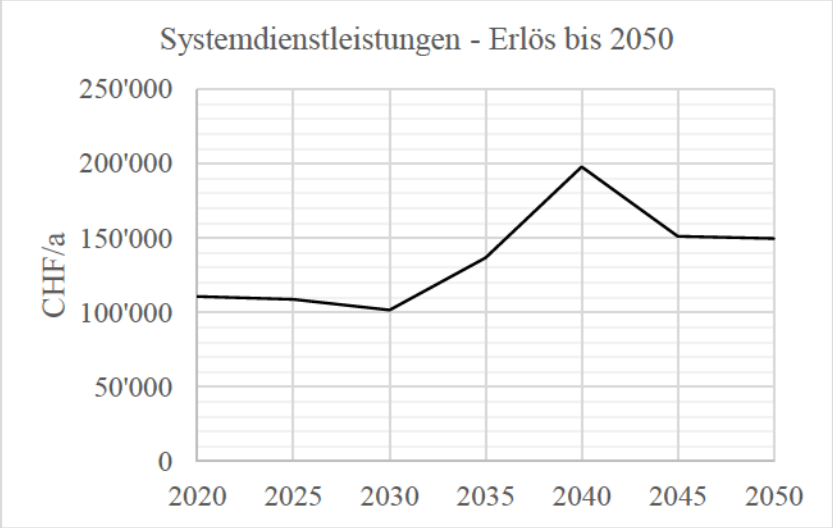


Abbildung 61: Prognose der Jahreserlöse aus Systemdienstleistungen mit der Hybrid-Lösung

Das Angebot von Regelleistung mit der PtG-Anlage ist auch in der Praxis eine sinnvolle Einsatzmöglichkeit und trägt zu einer besseren finanziellen Bilanz bei.

4.3.5 Sensitivität

Die Sensitivität einzelner Parameter wird nun anhand der Hybrid-Lösung analysiert. Daraus können Rückschlüsse gezogen werden, wie hoch der Einfluss einzelner Inputs und Parameter auf das Modell resp. den Output ist. Als Output wird die finanzielle Jahresbilanz betrachtet. In der folgenden Tabelle 9 ist dargestellt, wie sich die prozentuale Änderung eines Parameters auf die finanzielle Jahresbilanz auswirkt. Die Sensitivität wurde dabei bei positiver und negativer Änderung berechnet. Wurde durch die vorgenommene Änderung die Produktion der PtG-Anlage beeinflusst, so ist die Sensitivität in positiver und negativer Richtung angegeben. Bei der Prognose wird die prozentuale Änderung auf die Jahre verteilt. Das bedeutet, dass beispielsweise im Jahr 2020 mit 0 % gestartet wird und im Jahr 2050 die Änderung 20 % beträgt.

Tabelle 9: Sensitivität der Modell-Inputs und -Parameter

Modell-Sensitivität					
Parameter	Änderung [%]	2020		2050	
		Änderung Bilanz [%]	Verhältnis	Änderung Bilanz [%]	Verhältnis
H2 Preis	+20	+78	+3.9	+272	+13.6
	-20	-68	-3.42	-231.8	-11.6
Strompreis	+20	-32	-1.6	-236	-11.8
	-20	+32.4	+1.62	+190	+9.8
SNG Preis	20	20.4	1.02	71	3.55
Wirkungsgrad Elektrolyseur	10	33.8	3.38	-	-
CAPEX	20	12.8	0.64	-	-
Verlustleistung	20	5.8	0.29	-	-
Netzbezug	-100	-5	-0.05	-	-

Besonders sensitiv reagiert das Simulationsmodell auf Veränderungen des Wasserstoff-Preises. Die Wasserstoff-Preisänderung von einem Prozent wirkt sich um bis zu 3.9% auf die Jahresbilanz aus, im Jahr 2050 sogar 13.6 %. So sinkt die Bilanz im Jahr 2020 bei 20 % tieferem H_2-Preis um -775'200 CHF auf 358'800 CHF und im Jahr 2050 (Abbildung 62) von 305'900 CHF auf -403'200 CHF.

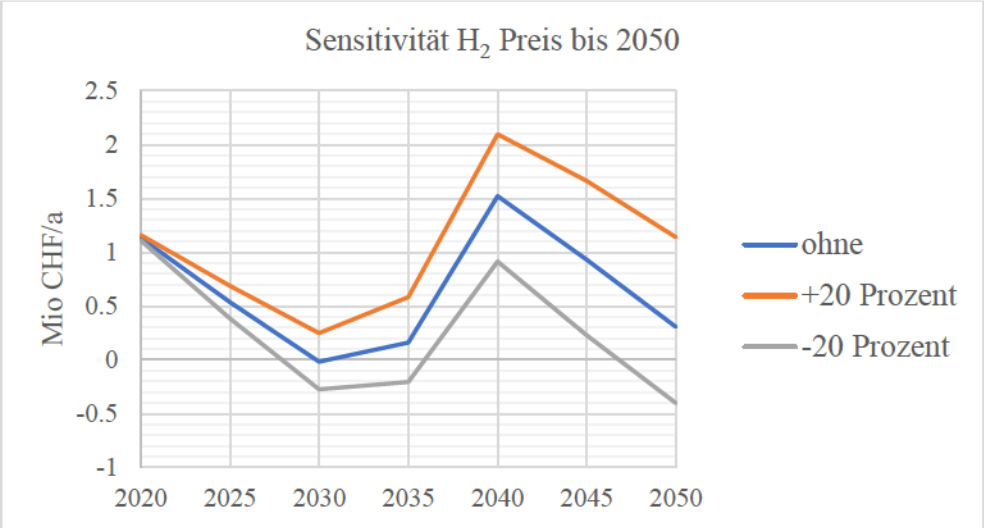


Abbildung 62: Sensitivität H_2-Preis, Prognose +/- 20 % bis ins Jahr 2050

Die zweithöchste Sensitivität besitzt der Strompreis, gefolgt vom SNG Preis. Die Entwicklung der drei erwähnten Werte sind schwer zu prognostizieren und die hier betrachteten Abweichungen können durchaus auftreten. Diese Erkenntnis muss bei der Betrachtung der Prognosen dieser Arbeit berücksichtigt werden.

Weiter wurde die Sensitivität von modellinternen Parametern untersucht. So hat die Wirkungsgradänderung des Elektrolyseurs eine über dreimal höhere Auswirkung auf die Bilanz zur Folge. Dabei ist die Änderung um 10 % insofern realistisch, da an den Elektrolyse-

Technologien noch aktiv geforscht wird und in dieser Arbeit der Wirkungsgrad der Elektrolyse eher tief gewählt wurde. Da die Investitionskosten zum Stand dieser Arbeit nur auf Schätzungen basieren, wurden diese ebenfalls auf die Sensitivität getestet. Bei einem Band von +/- 20 % kann sich die Jahresbilanz um +/- 134'400 CHF ändern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bereits 10 % Reserve miteingerechnet sind. Zuletzt wurde geprüft, wie lohnenswert der Strombezug aus dem Netz ist. Das Modell ist so aufgebaut, dass ein Netzbezug blockiert werden kann. So ergibt der Vergleich zwischen mit und ohne Netzbezug einen sehr geringen Benefit von 5 % auf die Bilanzsumme. Daher ist abzuwägen, ob ein Netzbezug in der Praxis zu unterlassen ist.

4.3.6 Bilanzgruppenmanagement

Das Modell ist in der Lage, den Einfluss auf den Betrieb der Kraftwerke durch zusätzliche PV-Leistung im Versorgungsgebiet der ebs Energie AG darzustellen. Dazu wurde das Submodell «Netz» und «Bilanzgruppenmanagement» erstellt, welche im Kapitel 3.8 resp. Kapitel 3.9 beschrieben sind. Aus dem Submodell «Netz» kann der Energieausgleich mit den CKW prognostiziert werden und dabei den Vergleich aufzeigen, wie sich die PtG-Anlage, der Verbrauch der Kunden und der Anteil an PV-Leistung auf den Energie-Ausgleich mit den CKW auswirkt.

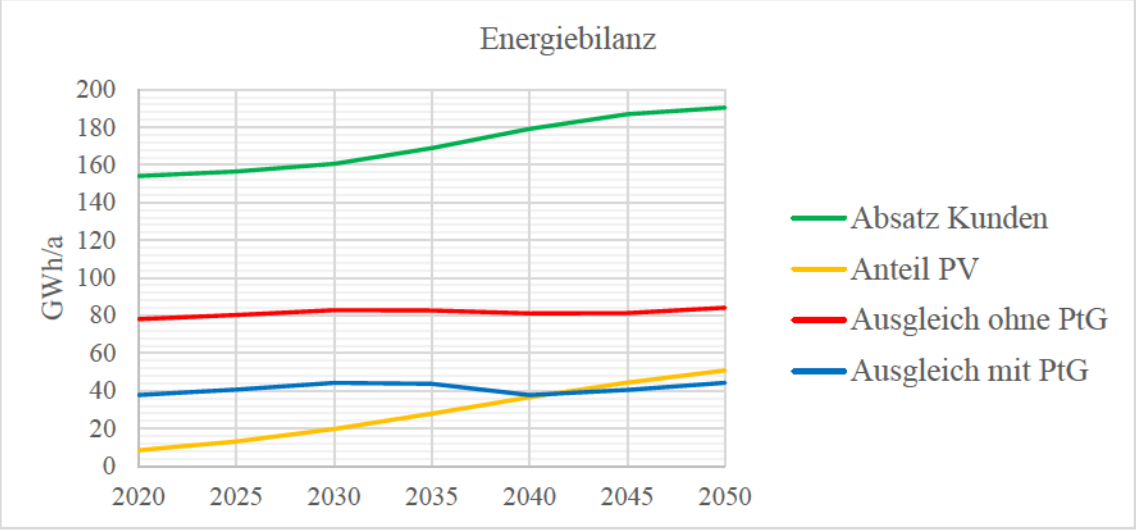


Abbildung 63:Prognostizierte Jahresenergiebilanzen des Ausgleichs mit den CKW und den Einflussfaktoren

Dabei zeigt sich, dass sich durch den erhöhten Verbrauch der Kunden die zusätzliche PV-Leistung zum grössten Teil in der Summe ausgleicht (Abbildung 63). Durch die PtG-Anlage kann jedoch ein bemerkenswerter Teil der Jahres-Energiebilanz am Ausgleich reduziert werden. So halbiert sich der Anteil der überschüssigen Stromproduktion, welcher durch die ebs Energie AG auf dem Strommarkt verkauft werden muss und kann durch die PtG-Anlage für einen alternativen Absatz genutzt werden.

In Abbildung 64 wird der Ausgleich mit den CKW über das Jahr 2020 dargestellt. Dabei sind die Sommerüberschüsse sowie die Unterproduktion in den Wintermonaten erkennbar, in welchen Energie vom Ausgleich bezogen werden muss. Die orangene Kurve stellt dabei die heutige Situation dar. Durch die Bandleistung der PtG-Anlage reduziert sich die Energieabgabe über die Sommermonate um potenzielle 6 MW_{el}. Bei hohen Preisen anfangs und gegen Ende des Jahres wird kaum Energie aus dem Netz für die PtG-Anlage verwendet. Trotzdem erstaunt es, dass bereits ab Februar die Niedertarif-Preise tief genug waren, um Wasserstoff mit Strom aus dem Netz herzustellen – trotz den dabei entstehenden Netzkosten.

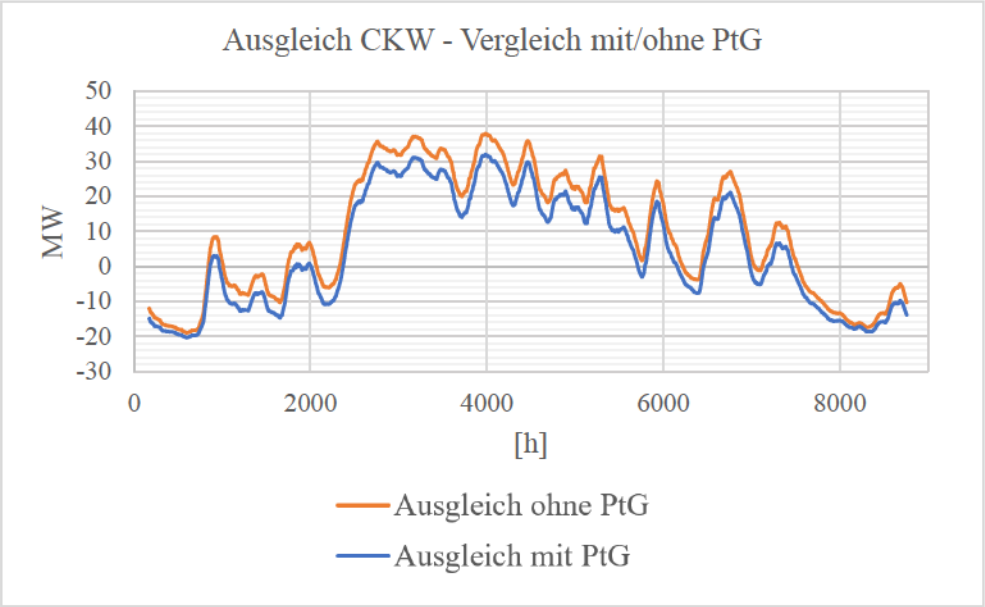


Abbildung 64: Ausgleich CKW über ein Jahr, mit und ohne PtG-Anlage

Die fluktuierende Leistung der PV-Anlagen hat wie bereits erwähnt Einfluss auf das Bilanzgruppenmanagement. So erschweren die Leistungssprünge zunehmend die Einhaltung der gewünschten Toleranzen (Kapitel 2.5). Im Submodell «Bilanzgruppenmanagement» kann nun aufgezeigt werden, wie sich der Einfluss der PV-Anlagen in Zukunft auf die Abweichung der gemeldeten Kraftwerks-Produktion auswirkt. Für die Abweichungen wird das Referenzjahr 2020 verwendet. Nun kann, wie in Kapitel 3.9 beschrieben, der Anteil der PV-Leistung an den Abweichungen modelliert werden. In Abbildung 65 wird ersichtlich, dass sich die Abweichungen durch die PV-Leistung bis ins Jahr 2050 um jährlich rund 5 GWh in positiver Richtung und 8 GWh in negativer Richtung verschlechtern könnten.

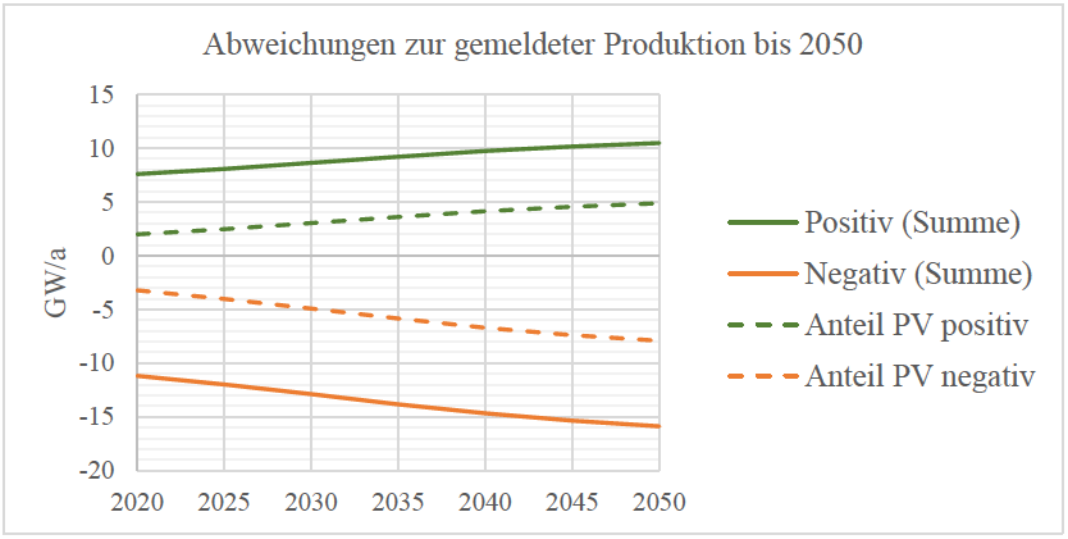


Abbildung 65: Prognostizierte Abweichungen zur gemeldeten Produktion bis 2050

Neben den Generatoren der ebs Energie AG stellt die PtG-Anlage ebenfalls eine Möglichkeit dar, zumindest kurzfristig Leistung auf- resp. abzugeben, um Abweichungen zur gemeldeten Produktion zu dämpfen.

In Kapitel 2.5 wird die Preisbildung im Falle einer Abweichung zur gemeldeten Stromproduktion beschrieben. Um die Auswirkung der steigenden Abweichungen auf die PtG-Anlage

aufzuzeigen, wird anstelle vom prognostizierten Marktpreis der berechnete Long- und Short-preis im Modell verwendet. Es zeigt sich, dass die Abweichungen am Ausgleich durchaus einen Einfluss auf die Produktion resp. Bilanz der PtG-Anlage haben, wie Abbildung 66 zeigt.

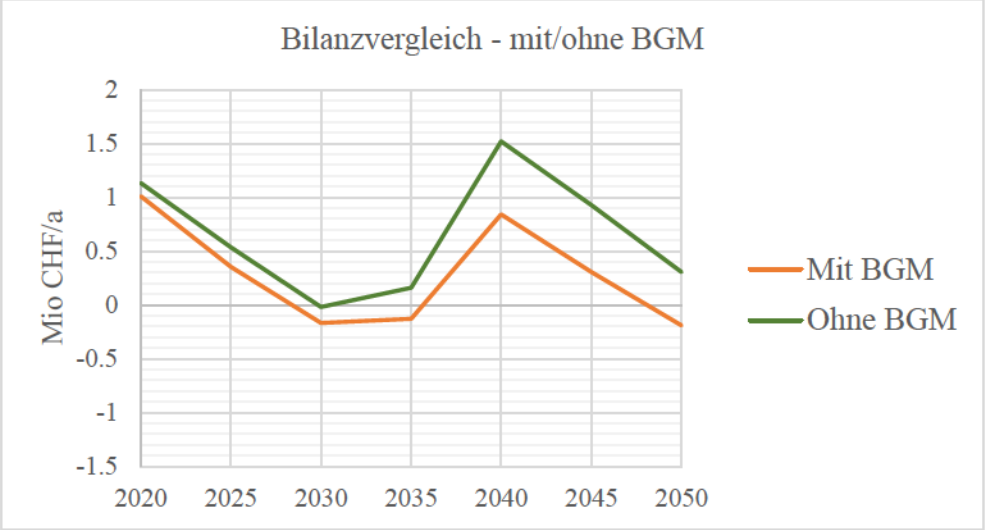


Abbildung 66: Vergleich Bilanz bis 2050 mit und ohne Bilanzgruppenmanagement

Dadurch, dass mit mehr Abweichungen in negativer Richtung, also Unterproduktion seitens der ebs Energie AG gerechnet wird, hat dies für das Simulationsmodell zur Folge, dass häufiger der Short-Preis zur Entscheidungsfindung für die Produktion von Wasserstoff verwendet wird. Da der Short-Preis über dem üblichen Marktpreis liegt, führt das zu einer reduzierten Wasserstoff-Produktion, da das Modell nun versucht, die fehlende Energie am Austausch mit der PtG-Anlage zu kompensieren. Dieses Verhalten hat zur Folge, dass sich die H2-Produktionsmenge mit steigenden Abweichungen bis ins Prognosejahr 2050 halbiert. Das Resultat ist die in Abbildung 66 dargestellte, verschlechterte Bilanz. Somit ist es fraglich, ob es in der Praxis sinnvoll ist, mit der PtG-Anlage die Abweichungen über längere Zeit zu kompensieren. Eine realistischere Einsatzmöglichkeit ist die Kompensation von kurzfristig auftretenden Fluktuationen, z.B. bei bewölktem Wetter.

4.4 Diskussion Resultate

Am rentabelsten zeigt sich die reine Wasserstoff-Produktion mit einer möglichst grossen PtG-Anlage. Der Einsatz einer Methanisierungsanlage ist durch die hohen Gestehungskosten vom SNG zum Stand dieser Arbeit nicht wirtschaftlich. Da es in der Praxis jedoch fraglich ist, ob die gesamte Produktionsmenge an Wasserstoff vertrieben werden kann, erscheint eine Hybrid-Lösung sinnvoll. Wird die Methanisierungsanlage richtig dimensioniert, kann die PtG-Anlage trotzdem voraussichtlich wirtschaftlich betrieben werden. Dabei zeigt sich, dass wenn die Platzverhältnisse es zulassen, eine biologische Methanisierung gegenüber der chemischen von geringem finanziellem Vorteil ist. In diesem Modell beläuft sich der Anteil des Wasserstoffs für die Methanisierung auf einen Viertel der Gesamtproduktion, damit die Anlage auch in Zukunft noch rentabel betrieben werden kann. Bei dieser Hybrid-Lösung zeigte sich, dass der Anteil der Verlustleistung mit 15.8 % nicht zu vernachlässigen ist und unbedingt berücksichtigt werden muss. Wird die PtG-Anlage für Systemdienstleistungen verwendet, kann sich daraus ein profitabler Absatz bilden. So beläuft sich der simulierte Ertrag für das Referenzjahr 2020 bereits auf über 110'000 CHF, wobei mit einer Steigerung von bis zu 40 % bis ins Jahr 2050 gerechnet werden kann. Bei der Bilanzbildung zeigt sich das Modell besonders sensitiv gegenüber

ändernden Produkt- und Strompreisen. Unterschiedliche Prognosen können damit grosse Auswirkungen auf das Resultat bewirken, so zum Beispiel die Reduktion des Wasserstoffpreises um 20 %, was im Jahr 2050 eine Änderung der Bilanz um über 230 % zur Folge hat. Auch zeigt das Modell den Einfluss der erwarteten PV-Leistungssteigerung im Versorgungsgebiet der ebs Energie AG auf. Die zusätzliche Leistung wird jedoch in der Summe zum grössten Teil durch den gesteigerten Stromverbrauch der Kunden kompensiert. Jedoch fluktuiert die PV-Leistung teilweise stark, mit Auswirkungen auf das Bilanzgruppenmanagement. Die dadurch entstehenden Stromtarife haben ebenfalls Einfluss auf den Betrieb und reduzieren den Absatz der PtG-Anlage drastisch. Trotzdem soll die PtG-Anlage zumindest kurzzeitig die Möglichkeit bieten, Abweichungen am Ausgleich zu kompensieren.

Die Ergebnisse basieren auf den archivierten Daten aus dem Referenzjahr 2020. Der Vergleich mit weiteren Referenzjahren ist möglich, hätte jedoch bei jeder Abfrage ein anderes Resultat zur Folge. Daher wurde auf einen Vergleich verzichtet, um die Arbeit in einem gewissen Umfang zu halten.

5 Fahrplan Generator

Für die Betriebsplanung der PtG-Anlage wurde in dieser Arbeit ein Fahrplan-Generator erschaffen. Bei der ebs Energie AG ist jeweils wöchentlich ein Arbeiter für die Betriebsplanung zuständig. Dieser erstellt ein sogenannter «Fahrplan» für die verfügbaren Generatoren und bestimmt so die Produktion der für die nächsten zwei Tage. Dabei wird für jede Maschine und Stunde die Leistung angegeben und an die CKW gemeldet.

5.1 Bedarf

Die PtG-Anlage stellt ein weiteres Glied in der Kraftwerkskette dar. Während die Produktion der Wasserkraftwerke vom Wasserhaushalt abhängig ist, bestimmt hauptsächlich der Marktpreis die Wasserstoff- respektive Methanproduktion. Das PtG-Modell kann den Betriebsplaner hierbei unterstützen, da das Modell bereits die dazugehörige Entscheidungsfindung aufgrund des Markpreises implementiert. So kann das Modell in ein Tool umgewandelt werden, dass automatisch einen Fahrplan für die PtG-Anlage erstellt. Dieser Fahrplan steht dann dem Betriebsplaner als Vorschlag zur Verfügung.

5.2 Anforderung

Der Fahrplan-Generator muss die stündlichen Leistungswerte der PtG-Anlage für den aktuellen und die darauffolgenden zwei Tage berechnen. Dabei muss berücksichtigt werden, ob für die Anlage Regelenergie eingeplant ist. Der Betriebsplaner kann zudem stündlich den Betrieb anpassen, beispielsweise für Wartungsarbeiten blockieren und entscheiden, ob Strom vom Netz bezogen werden darf. Neben der stündlichen Leistung der PtG-Anlage soll zugleich die Produktion an Wasserstoff, Methan und Wärme angezeigt werden. Für die Betriebsplanung entscheidend ist auch die Anzahl benötigter Trailer für den Wasserstoff Abtransport. Damit der Betriebsplaner besser entscheiden kann, ob Strom vom Netz bezogen werden kann, wird die maximale Bezugsleistung ausgegeben. Dabei ist massgebend, ob die Gefahr besteht, die Bezugsgrenze (Kapitel 2.5) zu überschreiten.

Neben den stündlichen Werten sollen auch die Tagesproduktionen von Wasserstoff, Methan, und Wärme berechnet werden. Zudem sollen auch die benötigten Trailer und die maximale Bezugsleistung aus dem Netz pro Tag im Fahrplan aufgeführt werden.

5.3 Aufbau

Als Schnittstelle dient eine Excel-Datei dienen, in welcher der Betriebsplaner die Inputs eingeben, die Simulation starten und anschliessend die Outputs aus der Excel Tabelle entnehmen kann. Die Berechnung erfolgt über eine Abwandlung des PtG-Modells, welches für diese Anwendung optimiert resp. reduziert wurde. Abbildung 67 zeigt die zentrale Stellung der Excel Tabelle sowie die Übersicht der In- und Output Parameter.

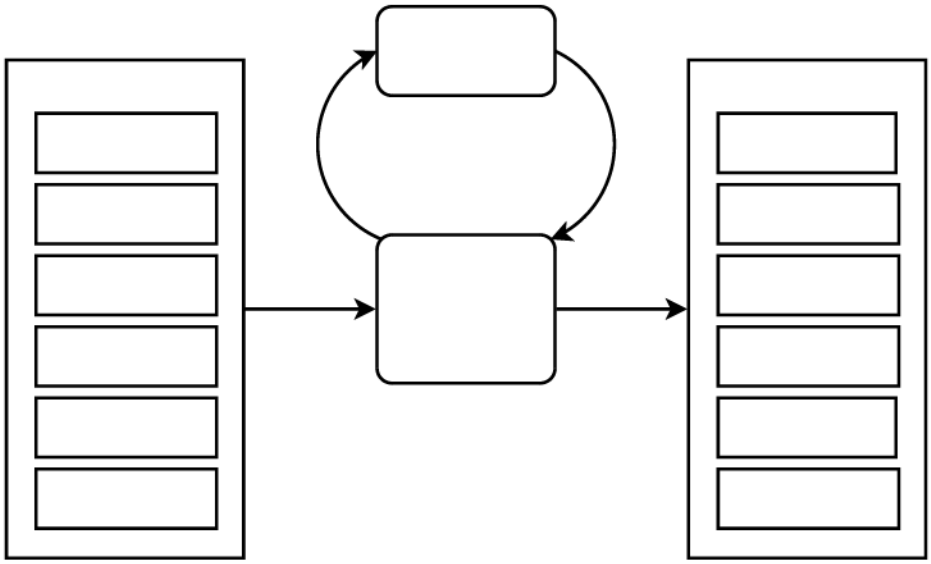


Abbildung 67: Übersicht Fahrplan Generator

5.4 Ablauf

Im ersten Schritt werden die benötigten Input-Daten vom Betriebsplaner in die Excel Tabelle eingetragen (Abbildung 68). Die benötigten Strompreise können von einer firmeninternen Prognose, welche den Marktpreis für die nächsten 5 Tage prognostiziert, übernommen werden. Weiter wird der Produktionsplan vom Kraftwerk Wernisberg in die Tabelle übernommen. Dieser beinhaltet die geplante elektrische Leistung der Maschinen für jede Stunde des aktuellen Tages und für die zwei darauffolgenden Tage. Für den Fahrplan der PtG-Anlage ist die verkaufte Vorhalte-Regelleistung entscheidend und kann für jeden Tag eingegeben werden.

PtG Fahrplan Generator

Eingabe

Preis H2	7.61	CHF/kg

		Angebot SDL	
		Leistung Positiv	Leistung Negativ
Heute		0	0
Morgen		3	0
Übermorgen		0	-2

	Zeit	Leistung KWW M1	M2	M3	Strompreis H1	Netzbezug	PtG Betrieb
Mittwoch, 2. Juni 2021	00:00 - 01:00	2	0	0	64.3805033	1	1
	01:00 - 02:00	2	0	0	61.0482018	1	1
	02:00 - 03:00	2	0	0	57.1440203	1	1
	03:00 - 04:00	2	0	0	56.2532071	1	1
	04:00 - 05:00	2	0	0	56.7371056	1	1
	05:00 - 06:00	2	0	0	62.5768814	1	1
	06:00 - 07:00	0	0	9	79.722287	1	1
	07:00 - 08:00	0	9	9	96.3947918	1	1
	08:00 - 09:00	0	9	9	75.9830709	1	1
	09:00 - 10:00	0	9	9	71.518007	1	1
	10:00 - 11:00	0	9	9	68.9005557	1	1
	11:00 - 12:00	0	9	0	67.2399038	1	1
	12:00 - 13:00	2	0	0	64.1275563	1	0
	13:00 - 14:00	2	0	0	62.2689459	1	0
	14:00 - 15:00	2	0	0	61.3891304	1	0
	15:00 - 16:00	2	0	0	60.322354	1	0
	16:00 - 17:00	0	8	0	60.6742802	1	1
	17:00 - 18:00	0	8	8	62.0929828	1	1
	18:00 - 19:00	0	8	8	64.8863972	1	1
	19:00 - 20:00	0	8	8	68.1857055	1	1
	20:00 - 21:00	0	8	8	85.0451711	1	1
	21:00 - 22:00	0	8	8	84.8142195	1	1
	22:00 - 23:00	0	8	8	80.7230772	0	1
	23:00 - 00:00	0	0	8	74.9822807	0	1
	00:00 - 01:00	2	0	0	68.2812817	0	1

Abbildung 68: Eingabefelder Fahrplan-Generator

Bei negativer Regelleistung darf die Anlage nie auf Volllast laufen, um bei Bedarf Leistung aufnehmen zu können. Wiederum bei positiver Regelleistung darf die Leistung des verkauften

Betrages nicht unterschritten werden, um diese jederzeit an das Netz abgeben zu können. Wenn die Freigaben durch den Betriebsplaner gesetzt sind, werden die Daten über ein Matlab-Script eingelesen und das Simulink-Modell gestartet. Die Output-Daten werden anschliessend über das Script in die Excel-Tabelle geschrieben (Abbildung 69). Die Tagesproduktionen werden dann in der Excel Tabelle selbst berechnet und ausgegeben (Abbildung 70). Nun kann der Betriebsplaner entscheiden, ob er den generierten Vorschlag übernehmen oder weitere eigenständige Änderungen vornehmen möchte.

Eine vollständige Übersicht über die Excel-Tabelle wird im Anhang C dargestellt.

PtG Fahrplan Generator

Ausgabe

	Zeit	Leistung PtG	H2 kg	Anz. Trailer	CH4 Nm3	Q kWh	P Netzbezug [kWh]
Mittwoch, 2. Juni 2021	00:00 - 01:00	1690	37.3	0	0.0	236.6	0
	01:00 - 02:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	02:00 - 03:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	03:00 - 04:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	04:00 - 05:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	05:00 - 06:00	1690	37.3	1	0.0	236.6	0
	06:00 - 07:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	0
	07:00 - 08:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	0
	08:00 - 09:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	09:00 - 10:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	10:00 - 11:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	11:00 - 12:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	12:00 - 13:00	0	0.0	2	0.0	0.0	0
	13:00 - 14:00	0	0.0	2	0.0	0.0	0
	14:00 - 15:00	0	0.0	2	0.0	0.0	0
	15:00 - 16:00	0	0.0	2	0.0	0.0	0
	16:00 - 17:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	17:00 - 18:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	18:00 - 19:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	19:00 - 20:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	20:00 - 21:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	21:00 - 22:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	22:00 - 23:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	23:00 - 00:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	00:00 - 01:00	3203	66.2	0	0.0	448.4	0

Abbildung 69: Ausgabefelder Fahrplan-Generator

PtG Fahrplan Generator

Produktion

	H2 kg	Anz. Trailer	CH4 Nm3	Q kWh	maximaler Netzbezug
Mittwoch, 2. Juni 2021	1'275	3	2'073	17'612	4'930
Donnerstag, 3. Juni 2021	1'596	4	1'612	17'815	4'930
Freitag, 4. Juni 2021	1'601	4	1'259	16'066	2'000

Abbildung 70: Tagesproduktionen aus Fahrplan-Generator

5.5 Entwicklungsstand

Derzeit muss das Modell manuell in Matlab gestartet und ausgeführt werden. Deshalb ist der Fahrplan-Generator für den alltäglichen Einsatz zum Stand dieser Arbeit noch nicht bereit. Für den zukünftigen Einsatz des Tools muss die Matlab-Simulation in extern ausführbaren Code (z.B. C++) konvertiert werden, damit die Excel Tabelle die Simulation eigenständig durchführen kann. Ansonsten werden alle bisherigen Anforderungen erfüllt.

6 Elektrische Anbindung

Dieses Kapitel zeigt die Möglichkeiten auf, wie die PtG-Anlage an das Kraftwerk Wernisberg angeschlossen werden könnte.

Im Bericht von Burin Yodwong et al. werden Möglichkeiten bei verschiedenen Spannungsquellen aufgezeigt, wie das tiefe Gleichspannungsniveau für den Elektrolyseur erreichbar ist. Windkraftwerke setzen gesteuerte und ungesteuerte Brückengleichrichter in Kombination mit einem Tiefsetzsteller ein. Für den Anschluss an ein Versorgungsnetz wird auch die Kombination mit einem Transformator und anschliessendem 6-Puls Thyristor-Gleichrichter aufgezeigt. Aufgrund der Zurückhaltung der Hersteller bezüglich der Informationen zum Systemumfang wird davon ausgegangen, dass die Spannungswandlung für die PtG-Anlage bereits installiert geliefert wird und direkt am Wechselspannungsnetz angeschlossen werden kann.

6.1 Situation ebs Energie AG

Die Leistung der Generatoren im Kraftwerk Wernisberg wird in der nebenanliegender Trafostation auf einer Sammelschiene gespiesen. Die Spannung liegt dabei auf 6.3 kV. Diese Spannung wird für die NE3 auf 50 kV transformiert. Von der 50 kV Sammelschiene aus wird anschliessend die Spannung für die regionale Stromversorgung auf 15 kV reduziert.

Abbildung 71 zeigt ein stark vereinfachtes Schema der Situation in der Unterstation Wernisberg. Dabei wird ersichtlich, dass neben den 6.3/50 kV und 50/15 kV Transformatoren ein Dreiwicklungstransformator liegt, welcher jedoch nur als Redundanz Verwendung findet und im heutigen Betrieb nicht zugeschaltet ist. Durch diesen Dreiwicklungstransformator wäre jedoch eine direkte Spannungstransformation von 6.3 kV auf 15 kV möglich, ohne den Weg über zwei Transformatoren.

Durch die Parallelschaltung der Elektrolyse-Zellen in einem Stack liegt die Versorgungs-Gleichspannung auch bei Megawatt-Skalierungen im unteren, dreistelligen Bereich (Guilbert, Collura, & Scipioni, 2017). Dadurch kann die ebs Energie zwischen allen vorhandenen Spannungsniveaus in der Unterstation wählen. Davon fällt jedoch die 50 kV Spannung als Möglichkeit weg, denn durch die derzeitige Installation ergibt sich keine finanziell sinnvolle Möglichkeit, die Sammelschiene durch einen weiteren Abgang für die PtG-Anlage zu erweitern. Deshalb bleiben noch zwei Varianten übrig, welche auch in Abbildung 71 aufgezeigt werden. Naheliegend für die Auswahl ist Variante 1 auf 6.3 kV Spannungsniveau, mit einem direkten Abgang von der Sammelschiene der Generatoren. Dieser Anschluss bietet den Vorteil, keine weiteren Transformator-Verluste zu verursachen und diese sogar zu minimieren, da durch den Leistungsbezug der PtG-Anlage die Leistung über den 6.3/50 kV Transformator reduziert wird. Jedoch müsste die Installation erweitert werden, da auf der Sammelschiene keine Reserveabgänge vorhanden sind. Bei Variante 2 sind hingegen Reserveabgänge vorhanden. Gegenüber Variante 1 entstehen bei einem Anschluss an die 15 kV Sammelschiene wieder Transformator-Verluste, denn in diesem Fall würde die Leistung von den Generatoren über den Dreiwicklungstransformator zur PtG-Anlage geleitet. Wird die reduzierte Leistung über den 6.3/50 kV Transformator berücksichtigt, kompensiert sich jedoch die erzeugte mit der verringerten Verlustleistung.

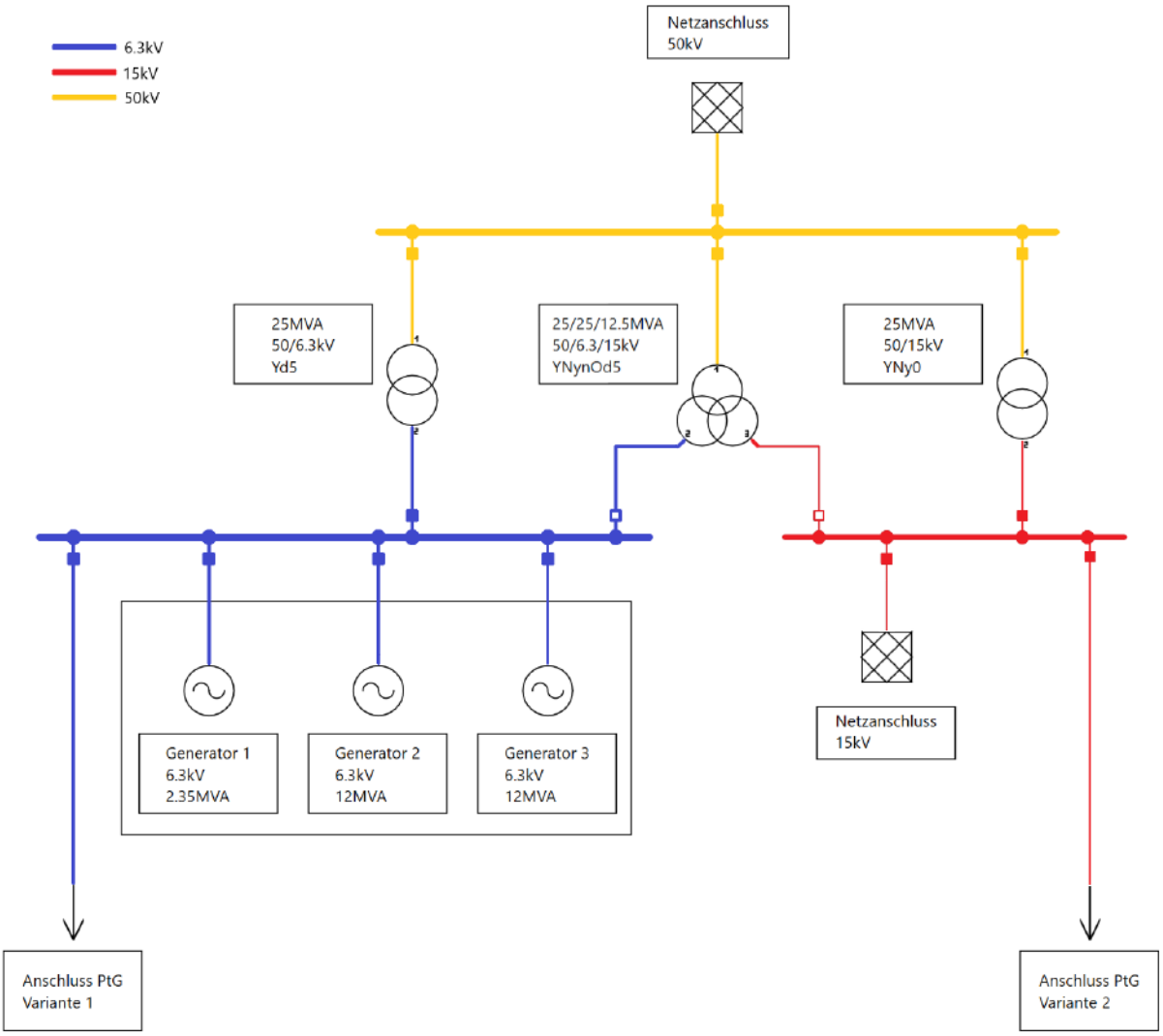


Abbildung 71: Unterstation Wernisberg - vereinfachte schematische Darstellung und mögliche Anschluss-Varianten der PtG-Anlage

Ein Netzbezug kann bei beiden Varianten über den Dreiwicklungstransformator oder die separaten Transformatoren passieren. Dabei ergeben sich keine Vor- oder Nachteile zwischen den beiden Anschluss-Varianten. Grundsätzlich wird Variante 1 aufgrund der reduzierten Transformator-Verluste priorisiert. Abzuklären ist nun einerseits, wie hoch der finanzielle Aufwand für die Installation eines weiteren Abgangs auf der 6.3 kV Sammelschiene ist und andererseits, ob der potenzielle Hersteller der Elektrolyse diese Eingangsspannung unterstützt.

7 Fazit

Für die ebs Energie AG wurde in dieser Arbeit ein Simulationsmodell erstellt, um die finanziellen und betriebstechnischen Auswirkungen einer potenzielle PtG-Anlage am Standort Wernisberg zu analysieren sowie den Aufwand und Ertrag aufzuzeigen. Dabei setzt man auf eine Hybrid-Lösung, womit Wasserstoff und SNG für den Absatzmarkt hergestellt werden. Bei der Elektrolyseur-Technologie wird die PEM-Elektrolyse als vorteilhaft angesehen, die genug Dynamik besitzt, um fluktuierende Netzabweichungen ausgleichen zu können und dabei stets eine hohe Produktgasqualität aufweist.

Das erstellte Modell ist in der Lage, Investitions- und Betriebskosten für unterschiedliche Dimensionen aufzuzeigen und dabei den Leistungs- resp. Produktefluss in stündlicher Auflösung auszugeben. Mit den hinterlegten Prognosen ist das Modell zudem fähig, den Aufwand und Erlös bis in das Jahr 2050 zu berechnen. Folglich zeigten sich bei den Gestehungskosten für SNG, dass eine Methanisierung mit den heutigen Investitions- und Betriebskosten weder heute noch in Zukunft rentabel zu betreiben ist. Demgegenüber steht die Herstellung und der Vertrieb von Wasserstoff. Insofern die prognostizierten Wasserstoffpreise eintreffen, wird die negative Bilanz der Methanisierung kompensiert. So ist eine rentable Hybrid-Lösung möglich, in der bis zu einem Viertel der Wasserstoffproduktion methanisiert wird. Dabei wird auf eine biologische Methanisierung gesetzt, weil der zusätzliche Nutzwärmeertrag der chemischen Methanisierung die erhöhten Betriebskosten nicht deckt. Weiter verschlechtern sich die Wirtschaftlichkeit sowie die Energiebilanz der PtG-Anlage unter Berücksichtigung des Bilanzgruppenmanagements stark. Eine PtG-Anlage sollte daher nur bedingt für die Einhaltung der BGM-Toleranzen eingesetzt werden. Dagegen lohnt sich das Angebot von Systemdienstleistungen. So wird durch die Vorhaltung von Sekundärregelleistung eine durchgehend positive und steigende Bilanz bis in das Jahr 2050 prognostiziert.

Das Modell zeigt eine starke Sensitivität gegenüber den Marktpreisen von Wasserstoff, Strom und SNG auf, sodass zum Beispiel die Steigerung des Wasserstoff-Preises um 1% eine Auswirkung auf die Bilanz im Jahr 2050 von 13.6 % hat. Die Sensitivitäten müssen daher bei der Interpretation der Prognosen berücksichtigt werden. Die Empfindlichkeit des Wasserstoff-Preises zeigt sich auch bei einer Änderung vom Wirkungsgrad des Elektrolyseurs. Hierzu berechnet das Modell bei einer Wirkungsgradsteigerung um 10 % eine über 30 % bessere Bilanz.

Aus dem Modell wurde ein Power-to-Gas Fahrplan-Generator erstellt, welcher in Zukunft für die Betriebsplanung eingesetzt werden kann. Durch die Eingabe der erwarteten Leistung vom Kraftwerk sowie den prognostizierten Strompreisen wird neben dem Energiebezug auch die Produktion in stündlicher Auflösung für die nächsten zwei Tage ausgegeben. Deshalb hilft das Tool auch bei der Logistik mit den für den Vertrieb nötigen Wasserstoff-Trailern.

Zuletzt wurde noch die Situation für die elektrische Anbindung der PtG-Anlage an das Kraftwerk untersucht. Dabei ergeben sich folgende zwei Möglichkeiten: Die direkte Zuschaltung auf die Generatoren-Sammelschiene auf der 6.3 kV Spannungsebene oder via Transformator auf der 15 kV Sammelschiene. Priorisiert wird dabei die erste Variante, aufgrund der Einsparungen der Transformatorverluste.

8 Ausblick

Das Modell bietet hinsichtlich Produktionsentscheidung und der Simulation von Systemdienstleistung noch Potenzial. Bei der Produktionsentscheidung werden die Netzkosten nicht berücksichtigt. Es soll in Zukunft auch zwischen den verschiedenen Elektrolyse-Technologien unterscheiden werden können und im SDL Submodell ist die Produktionsentscheidung noch nicht miteingebunden. Diese Defizite gilt es zu beseitigen, um den Output des Modells zu erweitern und präzisieren.

Sobald Offerten von Herstellern vorliegen, kann man die Anlagenparameter auf die jeweiligen Herstellerangaben anpassen, womit sich die Genauigkeit des Modells deutlich steigert.

Damit der Fahrplan-Generator in Zukunft in der Praxis eingesetzt werden kann, braucht es eine Möglichkeit, das Modell ausserhalb von Matlab auszuführen. Dafür stehen verschiedene Tools zur Verfügung, die es ermöglichen, das Simulink-Modell zu exportieren und so ausserhalb der Entwicklungsumgebung auszuführen.

Beim Power-to-Gas Projekt wird der nächste Schritt die Eingabe des Baugesuches sein, damit man mit der Realisierung des Projekts möglichst früh beginnen kann. Für die PtG-Anlage ist die Gründung einer Produktionsgesellschaft geplant, wobei die ebs Energie AG die Aktienmehrheit besitzen wird.

Das in dieser Arbeit erstellte Simulationsmodell dient nun zur Unterstützung der Projektplanung und bietet eine Grundlage für zukünftige, ähnliche Projekte.

9 Literaturverzeichnis

Baer, K., Götz, M., Mörs, F., & Graf, F. (2015). Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. *156*. Abgerufen am 11. 3 2021 von https://www.researchgate.net/publication/280009014_Vergleich_der_biologischen_und_katalytischen_Methanisierung_fur_den_Einsatz_bei_PtG-Konzepten

EU. (2019). *Hydrogen Roadmap Europe.* Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking. Luxenburg: Publications Office of the European Union. doi:10.2843/341510

Frank, E., Gorre, J., Ruoss, F., & Friedl, M. J. (2018). Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of Power-to-Gas systems. (U. o. Rapperswil, Hrsg.) *Applied Energy*(218). doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.105

Friedl, M., Meier, B., Ruoss, F., & Schmidlin, L. (2016). *Thermodynamik von Power-to-Gas.* Institut für Energietechnik, Hochschule für Technik Rapperswil. Abgerufen am 2. 4 2021 von https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/scripts/Skript_Power-to-Gas_V2.1.pdf

Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., Koch, A. M., Graf, F., Bajohr, S., . . . Kolb, T. (2015). Renewable Powert-to-Gas: A technological and economic review. (Elsevier, Hrsg.) *Renewable Energy, 85*. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066

Graf, F., Krajete, A., & Schmack, U. (2014). *Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten.* Karlsruher Institution für Technologie. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. Von https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_01_13.pdf abgerufen

Guilbert, D., Collura, S. M., & Scipioni, A. (2017). DC/DC converter topologies for electrolyzers: State-of-the-art and remaining key issues. *International Journal of Hydrogen Energy*. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.07.174

h2energy. (2020). *www.h2energy.ch*. Abgerufen am 3. 21 2021 von https://h2energy.ch/2020/10/07/hyundai-motors-liefert-die-ersten-xcient-fuel-cell-trucks-in-der-schweiz-aus-und-kuendet-die-expansion-auf-die-globalen-nutzfahrzeugmaerkte-an/

Heinzer, D. (2021). *Betriebsinterne Studie zu Power-to-Gas Anlage.* ebs Energie AG, Schwyz.

Kirchner, A., Kemmler, A., Ess, F., Althaus, H.-J., Catenazzi, G., Müller, A., . . . Ziegenhagen, I. (2020). *Energieperspektiven 2050+*. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation. Bern: Bundesamt für Energie. Abgerufen am 15. 3 2021 von https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/dokumentation/energieperspektiven-2050.html

Kretzschmar, J. (2017). *Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch).* (IZES, Hrsg.) Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. Abgerufen am 11. 4 2020 von https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7060/file/7060_Power-to-gas.pdf

Meier, B. (2014). *Heiz- und Brennwerte.* Institut für Energietechnik, Hochschule für Technik Rapperswil. Abgerufen am 11. 3 2021 von https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/10_Heiz-_und_Brennwerte.pdf

Milanzi, S., Spiller Carla, Grosse, B., Hermann, L., Kochems, J., & Müller-Kirchenbauer, J. (2018). Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens. Technische Universität Berlin. Abgerufen am 19. 3 2021 von https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf

Perna, A., Moretti, L., Ficco, G., Spazzafumo, G., Cnale, L., & Dell'Isola, M. (2020). *SNG Generation via Power to Gas Technology: Plant Design and Annual Performance Assessment.* Department of Civil and Mechanical Engineering. University of Cassino and Southern Lazio, University of Naples Parthenope Napoli: MDPI. doi: doi:10.3390/app10238443

Ribi, F., Perch-Nielsen, S., Angele, H.-C., & Clausdeinken, H. (2020). *Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen.* Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation. Bern: Bundesamt für Energie. Abgerufen am 11. 4 2020 von https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/investitionsbeitraege-biomasse.html

Salzgitter AG. (2020). *www.salzgitter-ag.com*. Abgerufen am 3. 11 2021 von https://www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemeldungen/details/weltweit-groesste-hochtemperaturelektrolyse-hat-in-salzgitter-probebetrieb-aufgenommen-14588.html

Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. (Elsevier, Hrsg.) *International Journal Of Hydrogen Energy, 42*. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045

Sonnendach. (kein Datum). Abgerufen am 12. 4 2021 von https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=de

Sterner, M., & Stadler, I. (2017). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Inegration* (2 Ausg.). (M. Sterner, & I. Stadler, Hrsg.) Springer. doi:10.1007/978-3-662-48893-5

SunEarthTools. (kein Datum). Abgerufen am 11. 4 2021 von https://www.sunearthtools.com/de/index.php

Swissgrid. (kein Datum). Abgerufen am 11. 3 2021 von https://www.swissgrid.ch/de/home.html

Teske, S., Rüdisüli, M., Bach, C., & Schildhauer, T. (2019). Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz. Empa (Dübendorf) & Paul Scherrer Institut (Villigen PSI). doi:https://doi.org/10.5281/zenodo.2649817

The MathWorks, Inc. (2020). Matlab Simulink 10.3. USA. Von https://ch.mathworks.com/de/products/simulink.html abgerufen

The MathWorks, Inc. (2021). Matlab R2021a. USA. Von https://ch.mathworks.com/de/products/new_products/latest_features.html abgerufen

Yodwong, B., Guilbert, D., Phattanasak, M., Kaewmanee, W., Hinaje, M., & Vitale, G. (2020). Proton Exchange Membrane Electrolyzer Modeling for Power Electronics Control: A Short Review. (MDPI, Hrsg.) Université de Lorraine: MDPI. doi:doi:10.3390/c6020029

Anhang

A. Aufgabenstellung

Horw, 22. Februar 2021
Seite 1/2

Bachelor Thesis im Studiengang
Elektrotechnik und Informationstechnologie

Aufgabe für Herrn Lukas Steiner

Entwicklung Einsatzmöglichkeiten für Power-to-Gas-Anlage

Fachliche Schwerpunkte
Energiesysteme, Simulation/Modellierung

Einleitung
Die ebs Energie AG ist die Energiedienstleisterin für die Region Innerschwyz. Sie produziert mit eigenen Wasserkraftwerken Strom und betreibt das lokale Stromversorgungsnetz. Es wird ein Saisonspeicher gesucht, welcher die überschüssige Energie im Sommer durch erneuerbare Energien (Wasser, Photovoltaik) speichern kann. Es bietet sich eine Power-to-Gas (P2G) Anlage an, da die ebs Energie AG über Wasserkraftwerke und ein Erdgasnetz verfügt, eine Kombination wäre möglich. Überschüssige Energie erzeugen hauptsächlich die im Netz installierten PV Anlagen, Tendenz stark steigend.

Aufgabenstellung
Die ebs Energie AG plant eine P2G Anlage, mit welcher aus Wasserkraft Wasserstoff / erneuerbares Methan hergestellt werden soll. Eine passende Anlage soll dimensioniert und evaluiert werden.

Es soll eine umfassende Simulation für den Betrieb einer P2G Anlage erstellt werden. Dazu müssen Modelle von der Kraftwerksstufe, der P2G Anlage sowie dem regionalen Netz mit dem Einfluss der steigenden Photovoltaik-Leistung erstellt werden. Aus der Simulation sind dann Rückschlüsse zu ziehen, wie der Speicher optimal eingesetzt werden kann (z.B. Einbezug Engpassmanagement) und ob sich die Installation für zusätzliche Services/Use Cases eignet (z.B. Regelenergieerbringung an Swissgrid). Das Ziel der Arbeit soll ein SW-Tool sein, welches eine Power-To-Gas Anlage gemäss Inputparametern optimal auslegt. Zur Aufgabe gehört auch die elektrische Anbindung an das Kraftwerk.

Termine

Start der Arbeit:	Montag 22.2.2021
Zwischenpräsentation:	Zu vereinbaren im Zeitraum 12.4. – 7.5.2021
Abgabe Schlussbericht:	Freitag 11. Juni 2021, vor 16:00 im D311
Abgabe Digitale Doku:	Gemäss separater Anweisung der Studiengangleitung
Abschlusspräsentation:	Zu vereinbaren im Zeitraum 14.6. – 2.7.2021
Diplomausstellung:	Freitag 9. Juli 2021 (Teilnahme obligatorisch!)

Dokumentation

Der gebundene Schlussbericht enthält keine Selbständigkeitserklärung und ist in einfacher Ausführung zu erstellen. Er enthält zudem zwingend

- einen sehr kurzen, englischen Abstract.
- Ein Titelblatt, gleich hinter dem Deckblatt, gemäss Weisungen der Studiengangleitung
- Eine SD-Hülle, innen, auf der Rückseite des Berichtes für den Betreuer

Alle Exemplare des Schlussberichtes müssen komplett und termingerecht gemäss Angaben der Studiengangleitung abgeben werden. Zusätzlich muss eine SD-Speicherkarte mit dem Bericht (inkl. Anhänge), dem Poster und den Präsentationen, Messdaten, Programmen, Auswertungen, usw. unmittelbar nach der Präsentation abgeben werden.
Die gesamte Dokumentation ist zudem gemäss Anweisungen der Studiengangleitung elektronisch auf einen Server zu laden. Sämtliche abzugebende Teile der Dokumentation sind Bestandteile der Beurteilung.

Fachliteratur/Web-Links/Hilfsmittel

Michael Sterner, Ingo Stadler «Energiespeicher», Springer Verlag

Geheimhaltungsstufe: Öffentlich ohne Internet

Verantwortlicher Dozent/Betreuungsteam, Industriepartner

Dozent	Dr. Jonas Mühlethaler	jonas.muehlethaler@hslu.ch
Industriepartner	ebs Energie AG Riedstrasse 17 6431 Schwyz	
	Hr. Jonas Bürgler jonas.buergler@ebs.swiss	Tel. +41 41 819 47 59
Experte	Martin Hässig martin.haessig@swissgrid.ch	Tel. +41 44 817 33 91

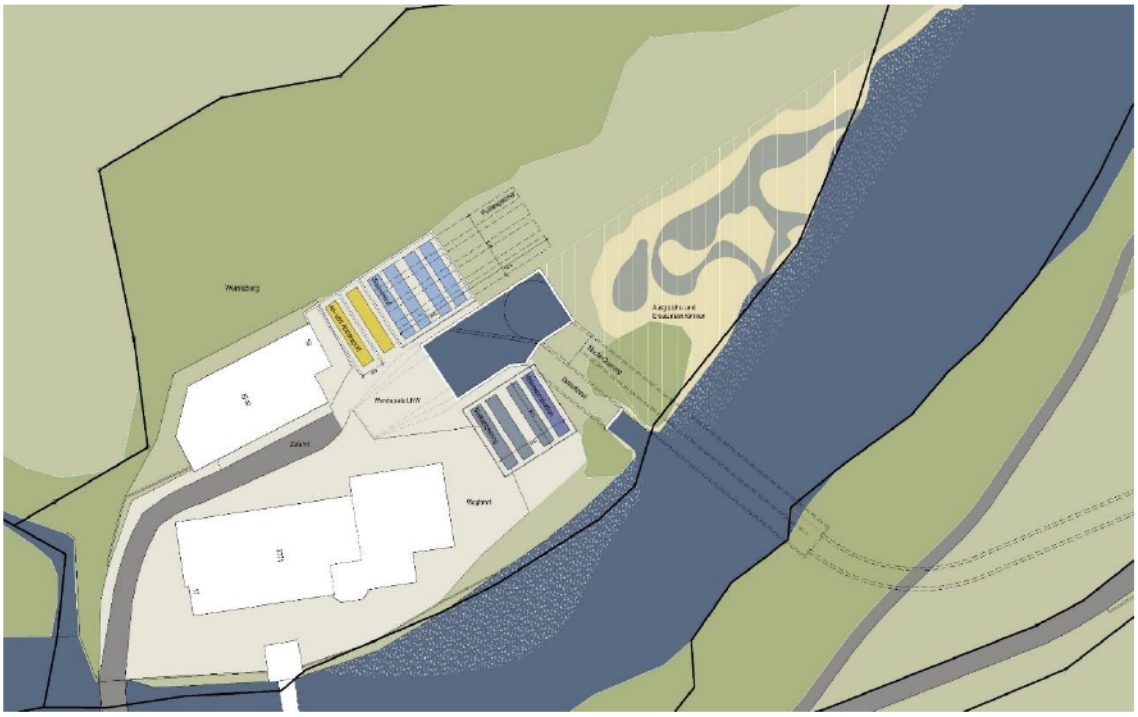
Hochschule Luzern
Technik & Architektur

Dr. Jonas Mühlethaler

B. Situationsplan Kraftwerk Wernisberg

Situation heute, Kraftwerksgebäude links in der Mitte, Unterstation oberhalb:

Umbaumassnahmen Neukonzessionierung und mögliche Installation PtG-Anlage mit Container Lösung:



Situation heute:

3-D-Visualisierung mit Umbaumassnahmen der Neukonzessionierung und möglicher PtG-Anlageninstallation:

C. Fahrplan-Generator

PtG Fahrplan Generator

Eingabe

Preis H2	7.61	CHF/kg

			Angebot SDL	
			Leistung Positiv	Leistung Negativ
		Heute	0	0
		Morgen	3	0
		Übermorgen	0	-2

	Zeit	Leistung KWW M1	M2	M3	Strompreis H1	Netzbezug	PtG Betrieb
Donnerstag, 10. Juni 2021	00:00 - 01:00	2	0	0	64.3805033	1	1
	01:00 - 02:00	2	0	0	61.0482018	1	1
	02:00 - 03:00	2	0	0	57.1440203	1	1
	03:00 - 04:00	2	0	0	56.2532071	1	1
	04:00 - 05:00	2	0	0	56.7371056	1	1
	05:00 - 06:00	2	0	0	62.5768814	1	1
	06:00 - 07:00	0	0	9	79.722287	1	1
	07:00 - 08:00	0	9	9	96.3947918	1	1
	08:00 - 09:00	0	9	9	75.9830709	1	1
	09:00 - 10:00	0	9	9	71.518007	1	1
	10:00 - 11:00	0	9	9	68.9005557	1	1
	11:00 - 12:00	0	9	0	67.2399038	1	1
	12:00 - 13:00	2	0	0	64.1275563	1	0
	13:00 - 14:00	2	0	0	62.2689459	1	0
	14:00 - 15:00	2	0	0	61.3891304	1	0
	15:00 - 16:00	2	0	0	60.322354	1	0
	16:00 - 17:00	0	8	0	60.6742802	1	1
	17:00 - 18:00	0	8	8	62.0929828	1	1
	18:00 - 19:00	0	8	8	64.8863972	1	1
	19:00 - 20:00	0	8	8	68.1857055	1	1
	20:00 - 21:00	0	8	8	85.0451711	1	1
	21:00 - 22:00	0	8	8	84.8142195	1	1
	22:00 - 23:00	0	8	8	80.7230772	0	1
	23:00 - 00:00	0	0	8	74.9822807	0	1
Freitag, 11. Juni 2021	00:00 - 01:00	2	0	0	68.2812817	0	1
	01:00 - 02:00	2	0	0	61.8263952	0	1
	02:00 - 03:00	2	0	0	58.1708218	1	1
	03:00 - 04:00	2	0	0	55.8984383	1	1
	04:00 - 05:00	2	0	0	56.710788	1	1
	05:00 - 06:00	2	0	0	61.8922614	1	1
	06:00 - 07:00	0	0	8	76.1303358	1	1
	07:00 - 08:00	0	8	8	92.5639497	1	1
	08:00 - 09:00	0	8	8	68.05075	1	1
	09:00 - 10:00	0	8	0	65.6246788	1	1
	10:00 - 11:00	2	0	0	62.3862578	1	1
	11:00 - 12:00	2	0	0	61.3214211	1	1
	12:00 - 13:00	2	0	0	57.3474944	1	1
	13:00 - 14:00	2	0	0	54.4384045	1	1
	14:00 - 15:00	2	0	0	51.8257123	1	1
	15:00 - 16:00	2	0	0	50.9035857	1	1
	16:00 - 17:00	2	0	0	50.7938087	1	1
	17:00 - 18:00	0	8.5	0	53.8236534	1	1
	18:00 - 19:00	0	8.5	8.5	58.8514391	1	1
	19:00 - 20:00	0	8.5	8.5	60.9372017	1	1
	20:00 - 21:00	0	8.5	8.5	87.1080338	1	1
	21:00 - 22:00	0	8.5	8.5	84.3965424	1	1
	22:00 - 23:00	0	8.5	8.5	84.5063193	1	1
	23:00 - 00:00	0	8.5	8.5	75.5594955	1	1
Samstag, 12. Juni 2021	00:00 - 01:00	0	0	8.5	68.3506679	1	1
	01:00 - 02:00	0	0	8.5	60.1257163	1	1
	02:00 - 03:00	0	0	8.5	55.6943586	1	1
	03:00 - 04:00	0	0	8.5	57.6956169	1	1
	04:00 - 05:00	0	0	8.5	56.8929144	1	1
	05:00 - 06:00	0	0	8.5	56.5960244	1	1
	06:00 - 07:00	0	8.5	8.5	58.7292338	1	1
	07:00 - 08:00	0	8.5	8.5	64.8099802	1	1
	08:00 - 09:00	0	8.5	8.5	68.6915416	1	1
	09:00 - 10:00	0	8.5	8.5	69.9780648	1	1
	10:00 - 11:00	0	8.5	8.5	65.0958742	1	1
	11:00 - 12:00	0	8.5	8.5	62.1489664	1	1
	12:00 - 13:00	0	0	8.5	59.4549649	1	1
	13:00 - 14:00	0	0	8.5	55.5514116	1	1
	14:00 - 15:00	0	0	8.5	52.3735894	1	1
	15:00 - 16:00	0	0	8.5	51.5818828	1	1
	16:00 - 17:00	0	8.5	8.5	53.4401941	1	1
	17:00 - 18:00	0	8.5	8.5	58.9821401	1	1
	18:00 - 19:00	0	8.5	8.5	67.9658106	1	1
	19:00 - 20:00	0	8.5	8.5	73.7606629	1	1
	20:00 - 21:00	0	8.5	8.5	73.6946874	1	1
	21:00 - 22:00	0	8.5	8.5	74.761292	1	1
	22:00 - 23:00	0	8.5	0	75.4760272	1	1
	23:00 - 00:00	0	8.5	0	65.7666256	1	1

PtG Fahrplan Generator

Ausgabe

	Zeit	Leistung PtG	H2 kg	Anz. Trailer	CH4 Nm3	Q kWh	P Netzbezug [kWh]
Donnerstag, 10. Juni 2021	00:00 - 01:00	1690	37.3	0	0.0	236.6	0
	01:00 - 02:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	02:00 - 03:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	03:00 - 04:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	04:00 - 05:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	05:00 - 06:00	1690	37.3	1	0.0	236.6	0
	06:00 - 07:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	0
	07:00 - 08:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	0
	08:00 - 09:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	09:00 - 10:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	10:00 - 11:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	11:00 - 12:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	12:00 - 13:00	0	0.0	2	0.0	0.0	0
	13:00 - 14:00	0	0.0	2	0.0	0.0	0
	14:00 - 15:00	0	0.0	2	0.0	0.0	0
	15:00 - 16:00	0	0.0	2	0.0	0.0	0
	16:00 - 17:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	17:00 - 18:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	18:00 - 19:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	19:00 - 20:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	20:00 - 21:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	21:00 - 22:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	22:00 - 23:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	23:00 - 00:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
Freitag, 11. Juni 2021	00:00 - 01:00	3203	66.2	0	0.0	448.4	0
	01:00 - 02:00	3203	66.2	1	0.0	448.4	0
	02:00 - 03:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	03:00 - 04:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	04:00 - 05:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	4'930
	05:00 - 06:00	3203	66.2	1	0.0	448.4	0
	06:00 - 07:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	0
	07:00 - 08:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	08:00 - 09:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	09:00 - 10:00	6000	66.7	2	115.1	952.2	0
	10:00 - 11:00	3203	66.2	2	0.0	448.4	0
	11:00 - 12:00	3203	66.2	2	0.0	448.4	0
	12:00 - 13:00	3203	66.2	2	0.0	448.4	0
	13:00 - 14:00	3203	66.2	2	0.0	448.4	0
	14:00 - 15:00	3203	66.2	3	0.0	448.4	0
	15:00 - 16:00	3203	66.2	3	0.0	448.4	0
	16:00 - 17:00	3203	66.2	3	0.0	448.4	0
	17:00 - 18:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	18:00 - 19:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	19:00 - 20:00	6000	66.7	3	115.1	952.2	0
	20:00 - 21:00	6000	66.7	4	115.1	952.2	0
	21:00 - 22:00	6000	66.7	4	115.1	952.2	0
	22:00 - 23:00	6000	66.7	4	115.1	952.2	0
	23:00 - 00:00	6000	66.7	4	115.1	952.2	0
Samstag, 12. Juni 2021	00:00 - 01:00	4000	66.7	0	35.9	595.0	0
	01:00 - 02:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	2'000
	02:00 - 03:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	2'000
	03:00 - 04:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	2'000
	04:00 - 05:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	2'000
	05:00 - 06:00	6000	66.7	1	115.1	952.2	2'000
	06:00 - 07:00	4000	66.7	1	35.9	595.0	0
	07:00 - 08:00	4000	66.7	2	35.9	595.0	0
	08:00 - 09:00	4000	66.7	2	35.9	595.0	0
	09:00 - 10:00	4000	66.7	2	35.9	595.0	0
	10:00 - 11:00	4000	66.7	2	35.9	595.0	0
	11:00 - 12:00	4000	66.7	2	35.9	595.0	0
	12:00 - 13:00	4000	66.7	2	35.9	595.0	0
	13:00 - 14:00	4000	66.7	2	35.9	595.0	0
	14:00 - 15:00	4000	66.7	3	35.9	595.0	0
	15:00 - 16:00	4000	66.7	3	35.9	595.0	0
	16:00 - 17:00	4000	66.7	3	35.9	595.0	0
	17:00 - 18:00	4000	66.7	3	35.9	595.0	0
	18:00 - 19:00	4000	66.7	3	35.9	595.0	0
	19:00 - 20:00	4000	66.7	3	35.9	595.0	0
	20:00 - 21:00	4000	66.7	4	35.9	595.0	0
	21:00 - 22:00	4000	66.7	4	35.9	595.0	0
	22:00 - 23:00	4000	66.7	4	35.9	595.0	0
	23:00 - 00:00	4000	66.7	4	35.9	595.0	0

PtG Fahrplan Generator

Produktion

	H2 kg	Anz. Trailer	CH4 Nm3	Q kWh	maximaler Netzbezug
Donnerstag, 10. Juni 2021	1'275	3	2'073	17'612	4'930
Freitag, 11. Juni 2021	1'596	4	1'612	17'815	4'930
Samstag, 12. Juni 2021	1'601	4	1'259	16'066	2'000

D. Technische Dokumentationen

Der Source Code vom Modell ist aufgrund des Umfanges nicht in der Papierversion vorhanden, jedoch in den technischen Dokumentationen zu finden. Zudem werden die Excel-Dateien vom Fahrplan-Generator, dem Parameterfile sowie den Prognosen mit den technischen Dokumentationen eingereicht. Dabei ist auch der Zeitplan und die Zwischenpräsentation zu finden.

- Sourcecode Modell – Simulink
- Sourcecode Modell – Matlab Scripts
- Situationsplan Kraftwerk Wernisberg
- Fahrplan-Generator
- Parameterfile
- Prognosen
- Zeitplan
- Zwischenpräsentation