



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit



Stromnetzentlastung mittels
Sektorkopplung in Gebieten mit hoher
projektierter PV-Einspeisung am
Fallbeispiel der Südsteiermark

Florian Fritz, BSc

September 2020



EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich die Richtlinien des Senats der Montanuniversität Leoben zu "Gute wissenschaftliche Praxis" gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 09.09.2020

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Florian Fritz'.

Unterschrift Verfasser/in
Florian, Fritz

KURZFASSUNG

Die Energiebranche ist ein Markt der sich im Wandel befindet. In Europa ist in den letzten Jahren ein immer stärker werdender Trend hin zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen und damit zur Dekarbonisierung des Sektors zu erkennen. Der zunehmend spürbare Klimawandel und die Veränderung gesellschaftlicher Prioritäten wird diesen Wandlungsprozess zugunsten regenerativer Erzeugung in Zukunft deutlich verstärken. Dieser Umbau des Energiesystems bringt, durch die schwer prognostizierbare Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, Herausforderungen mit sich. Ein zentrales Thema ist dabei die Speicherung von erneuerbaren Energien und somit die zeitlich versetzte Nutzung. Die Sektorkopplung ist dafür ein vielversprechender Ansatz. Die Grundlage für die Entwicklung von Strategien und Lösungsansätzen in diesem Bereich sind hybride Simulationswerkzeuge, die das Energiesystem gesamtheitlich betrachten und die Energieträger Strom, Wärme sowie Gas miteinbeziehen.

In der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit wird das hybride Simulationstool HyFlow im Bereich der Strom-Lastflussrechnung weiterentwickelt und anhand einer konkreten Aufgabenstellung angewendet. Dabei wird der Einfluss der Sektorkopplung auf die Stromnetzentlastung in Gebieten mit hoher projektierte PV-Einspeisung untersucht. Das Ziel ist es, die PV-Integration im untersuchten Netzgebiet, ausgehend von einer bereits genehmigten Leistung ohne zusätzlichen Leitungsausbau, zu erhöhen.

Zu Beginn wird eine umfassende Literaturrecherche zu Power-to-Gas Verfahren und den einzelnen Prozessschritten durchgeführt. Dabei wird der Stand der Technik und die zukünftige Entwicklung der Technologie sowie der Kosten betrachtet. Danach erfolgt die Überarbeitung des hybriden Simulationstools HyFlow. Anschließend wird das Fallbeispiel anhand von vier Szenarien, die teilweise auch die im Bilanzgebiet vorhandenen Biogasanlagen miteinbeziehen, untersucht. Ferner erfolgt die technische und wirtschaftliche Auswertung der Ergebnisse sowie die Gegenüberstellung dieser.

Die Simulationsergebnisse zu den Szenarien 1, 3 und 4 zeigen, dass das Sektorkopplungselement Power-to-Gas netzentlastend wirkt und dadurch die PV-Integration im Netzgebiet deutlich erhöht werden kann. Durch die Position der Elektrolyse im Netzgebiet ergeben sich Einschränkungen. In Szenario 2 wird dadurch keine Erhöhung der PV-Integration erreicht. Die Wasserstoff- und Methangestehungskosten wurden mit einem Zeithorizont von fünf Jahren berechnet und liegen im Bereich von 12 bis 14 Cent/kWh_{H2} und 16 bis 24 Cent/kWh_{CH4}. Weiters zeigt sich, dass die Energiekosten einen großen Anteil an den Gasgestehungskosten haben.

ABSTRACT

The energy sector is a market that is in the state of transformation. In recent years there has been an increasing trend in Europe towards the use of renewable energy sources and thus regarding the decarbonization of the sector. In the future the increasingly noticeable climate change and thus the shift in societal priorities will significantly intensify this process of change in favor of regenerative production. This transformation of the energy system brings challenges due to the fact that generation from wind power and photovoltaics is difficult to predict. A central issue is the storage of renewable energies and thus their use at different times. One promising approach is sector coupling. The basis for the development of strategies and solutions in this area are hybrid simulation tools that consider the energy system as a whole and include the energy sources electricity, heat and gas.

In the present scientific work, the hybrid simulation tool HyFlow is developed in the field of electricity load flow calculation and applied to a concrete task. The influence of the sector coupling on the electricity grid relief in areas with high projected PV feed-in is investigated. The aim is to increase PV integration in the investigated grid area starting from an already approved capacity without additional line extension.

At the beginning, a comprehensive literature research on the Power to Gas process and the individual process steps is carried out. The state of the art and the future development of the technology as well as the costs will be considered. The HyFlow tool will be further developed. Afterwards, the case study is examined on the basis of four scenarios, which partly also include the biogas plants existing in the region to be analyzed. Furthermore, the results will be technically and economically evaluated and compared.

The simulation results for scenarios 1, 3 and 4 show that the sector coupling element Power to Gas has a grid-relieving effect and thus PV integration in the grid area can be significantly increased. There are limitations due to the position of the electrolysis in the grid area. In scenario 2 is therefore no increase in PV integration achieved. The hydrogen and methane production costs were calculated with a time horizon of five years and are in the range of 12 to 14 cents/kWh_{H₂} and 16 to 24 cents/kWh_{CH₄}. Furthermore, it can be seen that energy costs account for a large share of the gas production costs.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	I
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VIII
1 Einleitung.....	1
2 Aufgabenstellung und Vorgehensweise.....	3
3 Theoretischer Hintergrund	5
3.1 Power-to-Gas.....	6
3.1.1 Elektrolyse.....	9
3.1.2 Methanisierung.....	14
3.1.3 Ökonomische Betrachtung und Entwicklung.....	19
3.1.4 Wirkungsgrade der Prozesskette PtG	24
3.1.5 Biogasproduktion als CO ₂ -Quelle.....	25
3.1.6 Betriebsstrategien.....	27
3.2 Matpower.....	32
4 Implementierungen in HyFlow	34
4.1 Bestandsaufnahme HyFlow und Aufgaben	34
4.2 Integration von Matpower	35
4.3 RL Objekte	39
4.3.1 Residuallast und Power Station	39
4.3.2 Hybridelemente	41
4.3.3 Speicher	43
4.3.4 DSM.....	44
5 Betrachtung der Szenarien	46
5.1 Ausgangssituation	46
5.2 Modellierung in Matpower	48
5.2.1 Netzdaten	49
5.2.2 Residuallastdaten.....	51

5.2.3	Erzeugerdaten.....	51
5.3	Technische Betrachtung	52
5.3.1	Szenario 1.....	52
5.3.2	Szenario 2.....	57
5.3.3	Szenario 3.....	62
5.3.4	Szenario 4.....	71
5.4	Ökonomische Betrachtung	77
5.4.1	Festlegung der verwendeten Kostensätze und getroffenen Annahmen	77
5.4.2	Berechnungsverfahren.....	80
5.4.3	Szenario 1.....	81
5.4.4	Szenario 2.....	82
5.4.5	Szenario 3.....	82
5.4.6	Szenario 4.....	84
6	Vergleich der Ergebnisse	86
7	Diskussion.....	92
8	Zusammenfassung und Ausblick.....	94
9	Literaturverzeichnis	96
10	Anhang	103
10.1	Eingabeparameter für Matpower.....	103
10.2	Zusätzliche Grafiken Szenario 1	107
10.3	Zusätzliche Grafiken Szenario 3	107

NOMENKLATUR

Abkürzungen

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AEL	Alkalische Elektrolyse
AfA	Abschreibung
AW	Aminwäsche
BGA	Biogasanlage
BM	Biologische Methanisierung
bzw.	beziehungsweise
CapEx	Capital Expenditure (Investitionskosten)
CW	Chemische Wäsche
CSTR	Continuous stirred-tank reactor (Rührkesselreaktor)
DC	Direct Current (Gleichstrom)
d. h.	das heißt
DN	Diameter Nominal (Nennweite)
DWW	Druckerwäsche
DSM	Demand Side Management
FB	Festbettreaktor
Fern	Fernleitung
Fl.	Flüssigkeit
GHSV	Gas hourly space velocity (Raumgeschwindigkeit)
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GtH	Gas-to-Heat
GtPH	Gas-to-Power-Heat

Nomenklatur

GUD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
HE	Hybridelement
HtP	Heat to Power
IGCC Kraftwerk	Integrated Gasification Combined Cycle (Integriertes Kohlevergasungskraftwerk)
Inkl.	inklusive
KY	Kyrogenverfahren
km	Kilometer
LFR	Lastflussrechnung
MB	Membranverfahren
min	Minuten
NE	Netzebene
OpEx	Operational Expenditure (Betriebskosten)
OPF	Optimal Power Flow
PEM	Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse
PN	Pressure Nominal (Nenndruck)
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
PtG	Power-to-Gas
PtGH	Power-to-Gas-Heat
PS	Power Station
PV	Photovoltaik
PW	organisch physikalische Wäsche
p. u.	per unit
RL	Residuallast
SNG	Substitute Natural Gas
SOEC	Soli Oxid Elektrolyse

Nomenklatur

SP	Speicher
spez.	spezifisch
SRL	Sekundärregelleistung
Temp.	Temperatur
TSA	Temperaturwechseladsorption
UW	Umspannwerk
vgl.	vergleiche
z. B.	zum Beispiel
ÖVGW	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
3PM	Drei-Phasen-Reaktor

Formelzeichen

ANF	Annuitätenfaktor
CO	Kohlenmonoxid
CH_3COOH	Essigsäure
ΔG_R^0	Gibbs-Energie in J
h	Stunde
H_2O	Wasser
ΔH_R^0	Reaktionsenthalpie in J/mol
I	Strom in A
l	Länge in m
O_2	Sauerstoff
p	Druck in Pa
P	Wirkleistung in W
Q	Blindleistung in VAr
S	Scheinleistung in VA

Nomenklatur

U	Spannung in V
\dot{V}	Volumenstrom in Nm ³ /h
Z	Impedanz in Ω

Indizes

B	Basis
Betr.	Betriebsstunden
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
el	elektrisch
(g)	gasförmig
G	Generatordaten
H ₂	Wasserstoff
i	Index
max	maximal
min	minimal
peak	Spitzenleistung
SNG	Substitute Natural Gas
spez.	spezifisch
VD	Verdichter
Voll.	Volllaststunden

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Last- und Erzeugungsprofil aus Laufwasser, Photovoltaik und Wind für das Jahr 2030 [4]	5
Abbildung 2: Konzepte von Power-to-X [8]	7
Abbildung 3: Die unterschiedlichen Typen der Wasser-Elektrolyse [11]	9
Abbildung 4: Darstellung der Betriebsbereiche unterschiedlicher Zelltypen bezogen auf Stromdichte und Zellspannung [11]	10
Abbildung 5: Mögliche Einbindung der Methanisierung in die PtG-Prozesskette [5]	18
Abbildung 6: Projektierte Investitionskosten und zukünftige Entwicklung der AEL Technologie [9]	20
Abbildung 7: Kostenentwicklung der PEM Elektrolyse von 2010 bis 2030 [11]	21
Abbildung 8: PtG-Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Prozesskette [18, 36]	24
Abbildung 9: Mögliche Verschaltung der Energieströme in einer PtG-Anlage [31]	25
Abbildung 10: Zusammenfassung unterschiedlicher Akteure des Energiesystems mit Hilfe des zellularen Ansatzes [51]	34
Abbildung 11: Links: Erzeugungsleistung in Abhängigkeit des Preises, Rechts: Kostenfunktion des Generators [50]	37
Abbildung 12: Modifizierte PQ-Kennlinie eines Generators [50]	38
Abbildung 13: Bilanzgebiet mit Umspannwerken (UW), Netzinfrastruktur Gas und Strom sowie Biogasanlagen	46
Abbildung 14: Bereits zugesagte und zusätzlich angefragte PV-Leistungen je UW	47
Abbildung 15: Knoten-Kanten-Modell für die Simulation mit Matpower	48
Abbildung 16: Elektrolyse im UW Süd mit maximalen PV-Leistungen (Summe zugesagt und angefragt) je UW	52
Abbildung 17: Verlauf der summierten erg_success Variable bei Simulationen mit absteigender Elektrolyseleistung	54
Abbildung 18: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse (Strategie 2)	55
Abbildung 19: Volllaststunden der Elektrolyse in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung und installierten PV	56
Abbildung 20: Jahreslastgänge am Exit-Punkt der Fern 2 aus dem Marktgebiet Ost für den Zeitraum 2017 bis 2019 [58]	57
Abbildung 21: Elektrolyse im UW Nord mit maximalen PV-Leistungen (Summe zugesagte und angefragte Projekte) je UW	58
Abbildung 22: Verlauf der summierten erg_success Variable bei Simulationen mit absteigender Elektrolyseleistung	59

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 23: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse (Abbildung für Strategie 1 und 2 ident)	60
Abbildung 24: Absolute Jahresdauerlinie der Lastflüsse zwischen UW Nord-Maas und Elbe-Süd	60
Abbildung 25: Volllaststunden der Elektrolyse in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung und installierten PV	61
Abbildung 26: Jahreslastgang der Fern 1 am Exit-Punkt aus dem Marktgebiet Ost für das Jahr 2019 [58]	62
Abbildung 27: Elektrolyse im UW Süd mit maximalen PV-Leistungen (Summe zugesagte und angefragte Projekte) je UW	62
Abbildung 28: Auftrennung von Szenario 3 in die jeweiligen Subsznarien	63
Abbildung 29: Entwicklung der Speicherbandbreite mit steigender Elektrolyseleistung	65
Abbildung 30: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse	66
Abbildung 31: 52,5 MW Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher; Lastgänge der Elektrolyse, Methanisierung und Verlauf des Speicherstandes am Beispiel einiger Tage im Jänner 2019	67
Abbildung 32: 52,5 MW Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher; Lastgänge der Elektrolyse, Methanisierung und Verlauf des Speicherstandes am Beispiel einiger Tage im August 2019	68
Abbildung 33: Vergleich eines Wasserstoffspeichers mit einem Biogasspeicher bei Netzbezug	69
Abbildung 34: Vergleich eines Wasserstoffspeichers mit einem Biogasspeicher bei CO ₂ -Abtrennung	70
Abbildung 35: Dezentrale Elektrolyse und Methanisierung mit maximalen PV-Leistungen (Summe zugesagter und angefragter Projekte) je UW	71
Abbildung 36: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse	74
Abbildung 37: Übersicht über die durchschnittliche und die maximale Tagesproduktion der Elektrolyse im jeweiligen Monat; die Entwicklung mit steigender Elektrolyseleistung ist schraffiert bzw. gestrichelt	75
Abbildung 38: Aufteilung des Energiebezugs, Verlauf der Speicherbandbreite und der Zyklenzahl in Abhängigkeit der Elektrolyseleistungen	76
Abbildung 39: Produzierte Energiemenge durch Methanisierung und Biogasanlagen, Auslastung der CO ₂ -Abtrennung und benötigte Speicherbandbreite	77
Abbildung 40: Verfahren zur Berechnung der spezifischen Kosten	80
Abbildung 41: Gegenüberstellung aller Szenarien anhand von PV-Ausbau, eingespeiste Energiemenge, Volllaststunden und Speicherbedarf bezogen auf 52,5 MW bzw. 51,25 MW Elektrolyseleistung in Szenario 4	86
Abbildung 42: Zusammenfassung der limitierenden Faktoren je Szenario in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung	88

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 43: Ökonomischer Vergleich der Szenarien anhand der spezifischen Investitions-, Betriebs-, Energie- sowie Gesamtkosten	89
Abbildung 44: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse (Strategie 1)	107
Abbildung 45: Methanerzeugung durch die Biogasanlagen sowie zusätzliche Erzeugung durch die Methanisierung in Abhängigkeit der Energiequelle und Elektrolyseleistung	107
Abbildung 46: Volllaststunden der Elektrolyse in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung	108
Abbildung 47: 52,5 MW Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher; Lastgänge der Elektrolyse, Methanisierung und Verlauf des Speicherstandes am Beispiel einiger Tage im Juni 2019 .	108

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Power-to-Gas Projekte in Österreich.....	8
Tabelle 2: Elektrolyseurtechnologien im Vergleich.....	14
Tabelle 3: Vergleich zwischen biologischer und katalytischer Methanisierung [21].....	17
Tabelle 4: Vergleich der wichtigsten CO ₂ -Quellen für PtG-Prozesse [47].....	27
Tabelle 5: Zusammenfassung von zukünftigen Strategien in Abhängigkeit der Teilnahme am Gas- oder Strommarkt [31].....	31
Tabelle 6: Zusammenfassung aller RL Objekte in HyFlow.....	39
Tabelle 7: Eingabeparameter für die Modellierung einer Power Station.....	40
Tabelle 8: Eingabeparameter für die Modellierung eines Hybridelementes.....	41
Tabelle 9: Eingabeparameter für die Modellierung eines Speichers.....	43
Tabelle 10: Eingabeparameter für die Modellierung eines DSM-Objektes.....	45
Tabelle 11: Knotendaten (Bus Data) des Modells.....	49
Tabelle 12: Generatordaten (Gen Data) zur Definition des Slack-Knoten.....	50
Tabelle 13: Kantendaten (Branch Data) zur Definition der Leiterseildaten.....	50
Tabelle 14: Parametrierung der Elektrolyse Szenario 1.....	53
Tabelle 15: Parametrierung der Elektrolyse Szenario 2.....	58
Tabelle 16: Parametrierung der Elektrolyse je nach Subszenario.....	64
Tabelle 17: Parametrierung des Speichers je nach Subszenario.....	64
Tabelle 18: Parametrierung der Elektrolyseure.....	72
Tabelle 19: Parametrierung der Speicher.....	73
Tabelle 20: Übersicht über die BGA und Leistungsverteilung auf die Umspannwerke.....	73
Tabelle 21: Aufteilung der Elektrolyseleistungen auf die jeweiligen BGA in den Simulationsschritten.....	74
Tabelle 22: Zusammenfassung der angenommenen Kostensätze.....	79
Tabelle 23: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 1 Strategie 2.....	81
Tabelle 24: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 2 Strategie 2.....	82
Tabelle 25: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 3 mit CO ₂ -Abtrennung.....	83
Tabelle 26: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 3 mit zusätzlichem Strombezug.....	84
Tabelle 27: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 4.....	85
Tabelle 28: Knotenparameter [50].....	103
Tabelle 29: Generatordaten [50].....	104
Tabelle 30: Erd- und Leiterseildaten [50].....	105

Tabellenverzeichnis

Tabelle 31: Generatorkosten [50]	106
--	-----

1 EINLEITUNG

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit hat Österreich noch rund zehn Jahre Zeit die Stromerzeugung auf 100 % bilanziell erneuerbar umzustellen. Das ist eines von vielen klimapolitischen Zielen, die sich die österreichische Bundesregierung im Jahr 2019 gesetzt hat. Damit dieses Vorhaben erreicht wird, ist ein massiver Ausbau an erneuerbaren Erzeugungsanlagen notwendig. Zum Zeitpunkt der Zielsetzung stammen bereits 75 % der österreichischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, wobei der Großteil (60,5 %) mit Wasserkraftwerken bereitgestellt wird. Andere neue erneuerbare Energiequellen wie Wind (9 %) und Photovoltaik (PV) (1 %) leisten einen geringeren Beitrag [1]. Durch den bereits hohen Ausbaugrad der Wasserkraft und das nach [2] geringe Potenzial für Geothermie, soll die 25 % Lücke größtenteils durch Windkraft und Photovoltaikanlagen geschlossen werden. Die Unplanbarkeit der Erzeugung aus diesen Quellen sowie die ungleiche geografische Verteilung der Erzeugungspotenziale über Österreich bedingt zusätzlich sowohl einen Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze als auch der Speichersysteme.

Dieser Trend in Richtung regenerative Erzeugung ruft einen Wandel in der Stromwirtschaft hervor. Die großen konventionellen Erzeuger, die in der Nähe von Lastzentren gebaut wurden, werden durch dezentrale volatile ergänzt oder teilweise ersetzt. Dadurch ergeben sich schon heute regionale Ungleichgewichte von Erzeugung und Verbrauch. Diese führen dazu, dass zu Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung Lastflüsse ihre herkömmliche Richtung ändern und die überschüssige Energie von der niedrigen in die nächsthöhere Netzebene transportiert wird. Die mit dem Ausbau einhergehende steigende Volatilität erhöht ebenso den Bedarf an Flexibilität, sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbraucherseite. Wird durch die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern der Bedarf nicht gedeckt, werden in Zukunft, und auch schon heute, verschiebbare Lasten abgeregelt oder schnell startende Kraftwerke hochgefahren. Umgekehrt soll bei Überschusserzeugung die Energie möglichst sinnvoll genutzt, und nicht mangels Nachfrage oder Transportbeschränkungen aufgrund von Netzengpässen, abgeregelt werden. Für eine Unter- bzw. Überdeckung von erneuerbarer Erzeugung sind Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Erzeugungsanlagen für erneuerbare Gase (Power-to-Gas) sowie flexible Gaskraftwerke und Wärmepumpen (Power-to-Heat), wichtig. Der Einsatz von Elementen zur Umwandlung überschüssiger Energie in andere Energieformen führt zur Verschränkung der Energieträger Gas, Wärme und Strom zu einem hybriden Energiesystem und ist unter der Bezeichnung Sektorkopplung bekannt. Dadurch führt der Ausbau von erneuerbaren Energieträgern nicht nur im Stromsektor zu einer CO₂ Reduktion,

sondern auch im Wärme- und Gassektor, wenn etwa regenerativer Überschussstrom zur Wärmeerzeugung genutzt wird und somit fossile Energieträger substituiert.

Für die Zusammenführung der Sektoren bestehen viele unterschiedliche Möglichkeiten, die unter anderem von den regionalen Gegebenheiten abhängig sind. Damit die zukünftigen technischen und wirtschaftlichen Potenziale von hybriden Energiesystemen untersucht und Handlungsempfehlungen abgeleitet werden können, sind Simulationswerkzeuge notwendig. Sogenannte Multi-Energie-Systeme (MES) betrachten die einzelnen Energieträger nicht separat, sondern bieten die Möglichkeit die Sektoren Gas, Strom und Wärme in ihrer Gesamtheit zu erfassen. Dadurch können die einzelnen Energieströme bedarfsgerecht transformiert oder gespeichert werden [3].

2 AUFGABENSTELLUNG UND VORGEHENSWEISE

In dieser Arbeit wird betrachtet inwieweit das Sektorkopplungselement Power-to-Gas (PtG) netzentlastend wirkt und eine zukünftige Alternative zum Stromnetzausbau darstellt. Für diesen Forschungszweck wird eine konkrete Problemstellung in Zusammenarbeit mit der Energienetze Steiermark GmbH untersucht.

Das im Rahmen dieser Arbeit untersuchte Bilanzgebiet liegt in der Südsteiermark. In diesem Bereich liegen dem Netzbetreiber, über die zulässige Anschlussleistung an das bestehende Netz hinaus, eine große Anzahl an Netzzugangsanfragen für Photovoltaikprojekte vor. Ein weiterer Zubau von PV-Erzeugungsanlagen hätte die Überlastung des regionalen 110 kV Netzes zur Folge und würde somit eine Verstärkung bestimmter Leitungsabschnitte erfordern. Auf Basis von realen Verbrauchs- und Netzdaten sollen gemeinsam definierte Szenarien mit dem Ziel der Stromnetzentlastung und somit einer Erhöhung der im Bilanzgebiet vorhandenen PV-Integration modelliert, simuliert und anschließend sowohl technisch als auch wirtschaftlich bewertet werden. Für die Modellierung wird das hybride Simulationstool HyFlow durch die Integration von Matpower im Bereich der Strom-Lastflussrechnung weiterentwickelt. Eine zentrale Rolle in jedem dieser Szenarien spielt das Sektorkopplungselement Power-to-Gas zur Vernetzung der Energiesektoren Strom und Gas. Damit wird der Überschussstrom in chemische Energie umgewandelt und über das Gasnetz abtransportiert. In der Region, die im Rahmen dieses Projektes untersucht wird, befinden sich Biogasanlagen (BGA) die fallweise in die Szenarien miteinbezogen werden. Diese dienen in zwei Szenarien als CO₂- Quellen für die Methanisierung.

Folgende vier Szenarien werden betrachtet:

- **Szenario 1:** Zentrale Elektrolyse in einem Umspannwerk; der produzierte Wasserstoff (H₂) wird in eine Fernleitung (Fern 2) eingespeist (vgl. Abbildung 13).
- **Szenario 2:** Zentrale Elektrolyse in einem Umspannwerk, wobei sich der Standort zu Szenario 1 unterscheidet; der produzierte Wasserstoff wird in eine Fernleitung (Fern 1) eingespeist (vgl. Abbildung 13).
- **Szenario 3:** Zentrale Elektrolyse in einem Umspannwerk mit H₂-Speicher; die im Bilanzgebiet betrachteten Biogasanlagen speisen in ein Biogasnetz ein; zentrale Methanisierung vor der Einspeisung in das HD-Netz der E-Netze Steiermark; zwei Subsznarien, welche sich mit einem unterschiedlichen Speicheransatz befassen, werden betrachtet:
 - **SubszENARIO 1:** Zentrale H₂-Speicherung
 - **SubszENARIO 2:** Nutzung der Biogasnetzinfrastruktur als Speicher

- **Szenario 4:** dezentrale Elektrolyse; Wasserstoffspeicherung und Methanisierung direkt bei den betrachteten BGA.

Zu Beginn der Arbeit wird eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt. Dabei werden die einzelnen Prozessschritte der PtG-Kette näher beleuchtet, der Stand der Technik aufgezeigt und die aktuellen Wirkungsgrade der Einzelprozesse ermittelt. Die zukünftige technische sowie ökonomische Entwicklung wird ebenfalls betrachtet. Die PtG-Kette umfasst dabei die Elektrolyse und Methanisierung. Ferner werden Biogasanlagen, die in diesem Projekt als CO₂-Quellen für die Methanisierung dienen, behandelt. Außerdem umfasst die Recherche Betriebsstrategien für Power-to-Gas Anlagen. Als letzter Punkt werden die theoretischen Hintergründe für die Weiterentwicklung des Simulationstools HyFlow aufgezeigt.

Für die Modellierung und Simulation der Lösungsansätze wird das hybride Simulationstool HyFlow verwendet und weiterentwickelt. Dieses Tool ermöglicht bis dato die Berechnung von Lastflüssen nur mit der Gleichstrom- (DC) Lastflussrechnung (LFR). Für die Umsetzung der Simulationen im Rahmen dieser Arbeit werden neue Funktionen implementiert, welche die Durchführung von Wechselstrom- (AC) LFR ermöglichen. Dazu wird das Simulations- und Optimierungstool Matpower in das bestehende Programm integriert. Weiters werden RL Objekte, welche unter anderem Betriebsmittel in Energienetzen darstellen, erstellt und für einzelne Betriebsstrategien entwickelt. Der Vorgang der Dateneinlesung wird ebenfalls überarbeitet. Für die Umsetzung dieser Arbeiten wird die Software MATLAB® verwendet.

Anschließend erfolgt die Modellierung und Simulation der mit der Energienetze Steiermark GmbH abgestimmten Szenarien. Diese werden im Anschluss technisch ausgewertet und wirtschaftlich bewertet sowie gegenübergestellt. Für die wirtschaftliche Bewertung werden die Investitionskosten (CapEx) und Betriebskosten (OpEx) der in den jeweiligen Szenarien benötigten Anlagen sowie Energiekosten der Elektrolyse berechnet. Die CapEx werden nach Rücksprache mit der Energienetze Steiermark GmbH über die Annuitätenmethode in jährliche Zahlungen umgerechnet. Für die Ermittlung der spezifischen Kostensätze werden die jährlichen CapEx, OpEx und Stromkosten im Anschluss auf die in das Gasnetz gespeiste Energiemenge bezogen.

3 THEORETISCHER HINTERGRUND

In diesem Kapitel werden die theoretischen Grundlagen dieser Arbeit dargestellt. Dabei werden Verfahren zur Wasserstoffelektrolyse und Methanisierung in Verbindung mit Power-to-Gas Konzepten erläutert. Der aktuelle Stand sowie die zukünftige technische und wirtschaftliche Entwicklung dieser Verfahren werden untersucht. Zusätzlich wird die Biogasproduktion als mögliche CO₂-Quelle für die Methanisierung erläutert. Im Anschluss werden Betriebsstrategien für Power-to-Gas Anlagen aufgezeigt. Am Ende dieses Kapitels wird das Simulations- und Optimierungstool Matpower, welches für die Weiterentwicklung des hybriden Simulationstools HyFlow benötigt wird, betrachtet.

Wie in Abschnitt 1 beschrieben, wird das zukünftige Energiesystem durch dezentrale fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern gekennzeichnet sein. Das Ziel der Bundesregierung, ist den Bruttostromverbrauch bis 2030 national bilanziell zu 100 % aus erneuerbarer Erzeugung zu decken [1]. Dafür wird eine installierte Leistung von 12 GW Photovoltaik und 9 GW Windkraft benötigt. Im Vergleich zum Jahr 2017 entspricht das einer Erhöhung um den Faktor zehn bei PV und Faktor drei bei Wind [4]. Dadurch entstehen neue Anforderungen an das Energiesystem, bedingt durch die saisonale und wetterabhängige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Abbildung 1 zeigt eine mögliche Situation im Jahr 2030 in Österreich am Beispiel des Monats Mai. Die kumulierte Erzeugung aus Erneuerbaren ist an vielen Tagen größer als die Last. Der überschüssige Strom muss infolgedessen exportiert werden. Für den gesamten Mai ergibt sich eine überzählige Energiemenge von 4 TWh. Diese könnte anstatt exportiert auch gespeichert werden, denn obwohl die Überdeckung überwiegt sind auch Fehlmengen zu erkennen, welche importiert werden müssen [4].

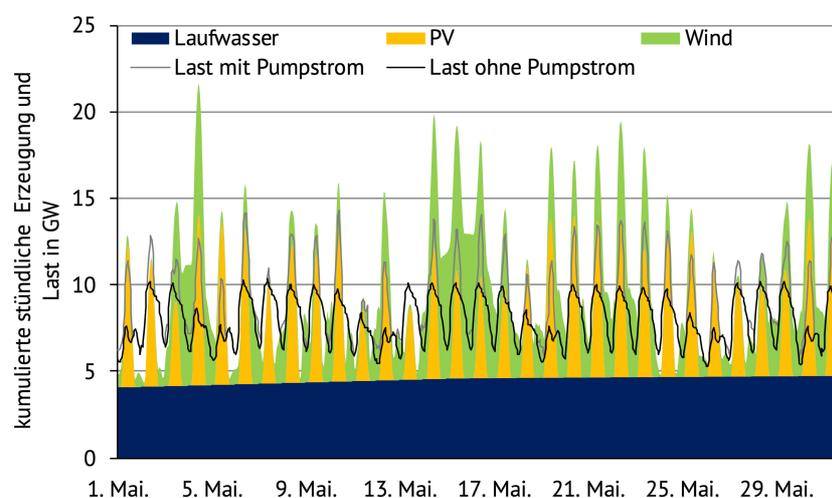


Abbildung 1: Last- und Erzeugungsprofil aus Laufwasser, Photovoltaik und Wind für das Jahr 2030 [4]

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass neben der Verstärkung überregionaler Stromnetze und dem Lastmanagement von Erzeugung und Verbrauch auch die kurz- bis langfristige Speicherung von erneuerbarer Energie eine entscheidende Maßnahme ist, um mit fluktuierender Erzeugung umzugehen und saisonale Schwankungen auszugleichen zu können.

Das Konzept von PtG stellt sich genau diesen Herausforderungen durch die Umwandlung von elektrischem Strom in chemische Energien, die in Form von Gasen wie Wasserstoff (H_2), Synthesegas oder Methan (CH_4) vorliegen.

3.1 Power-to-Gas

PtG-Anlagen können dezentral in der Nähe von regenerativen Erzeugern aufgebaut werden. Wird mehr Energie erzeugt als verbraucht, besteht die Möglichkeit den Strom direkt in andere Energieträger umzuwandeln. Dadurch entstehen Flexibilitäten im Energiesystem. Der regenerativ erzeugte Strom wird entweder über das elektrische Netz transportiert, in Form von chemischer Energie gespeichert oder direkt in das Gasnetz gespeist. Dabei agiert die PtG-Anlage als flexible Last und wandelt Strom in eine Energieform mit guten Transport- und Speichereigenschaften um. Diese bietet die Möglichkeit, große Energiemengen für kurze Zeitperioden im Bereich von Stunden oder saisonal zu speichern, wobei CH_4 , durch den um Faktor drei höheren Brennwert im Vergleich zu H_2 , eine weitaus höhere volumetrische Speicherkapazität besitzt. Jedoch ist für die Produktion von synthetischem Methan ein weiterer Prozessschritt notwendig, welcher zu einer Verringerung des Gesamtwirkungsgrades der Anlage führt. Dennoch bietet CH_4 einen weiteren Vorteil, nämlich die uneingeschränkte Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur und der bewährten Technologien zur energetischen Nutzung [5].

Abbildung 2 zeigt die Einteilung von Power-to-X Konzepten nach der erzeugten Energieform. Das Konzept einer Power-to-Gas Anlage ist ebenfalls dargestellt. Erneuerbare Erzeugungsanlagen speisen in das elektrische Netz ein. Die schwer planbare Erzeugung dieser Anlagen stimmt nicht immer mit dem Bedarf in Stromnetzen überein. Für die Frequenzhaltung und Stabilität im elektrischen Netz wird zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch benötigt [6]. In Situationen der Überproduktion wird der erneuerbare Strom genutzt, um durch die Elektrolyse von Wasser, Sauerstoff und Wasserstoff herzustellen. Sauerstoff entsteht als Nebenprodukt und wird in Abhängigkeit der lokalen Nachfrage in industriellen Prozessen verwendet oder in die Atmosphäre entlassen. Der erzeugte Wasserstoff wird entweder in einem eigenen Wasserstoffnetz oder als Gemisch mit Erdgas im Gasnetz transportiert. Derzeit ist der gesetzlich erlaubte Anteil von Wasserstoff im Gasnetz auf 4 Vol.-% begrenzt. Aus technischer Sicht erlaubt die heutige Gasinfrastruktur eine

Substitution von bis zu 10 Vol.-% Erdgas durch die Einspeisung von Wasserstoff [7]. Maßnahmen für eine weitere Erhöhung dieses Anteils sind Gegenstand der Forschung.

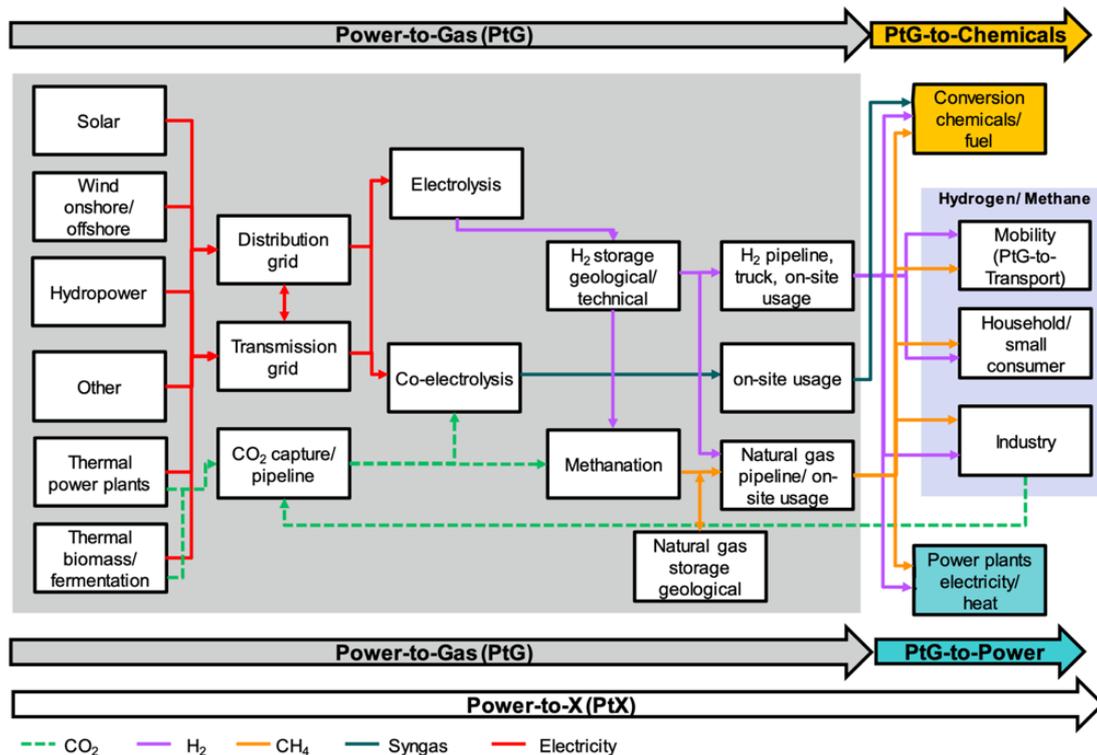


Abbildung 2: Konzepte von Power-to-X [8]

Wie Abbildung 2 zeigt, besteht zudem die Möglichkeit den Wasserstoff in reiner Form oder als Gemisch mit Erdgas zu speichern. Wasserstoff wird bei Bedarf wieder in elektrische Energie umgewandelt und trägt somit dazu bei, saisonale Schwankungen erneuerbarer Stromerzeuger auszugleichen oder wird direkt im Mobilitätssektor, der Industrie, für die Kraftstoffherstellung oder in Haushalten genutzt.

Wie bereits erwähnt, ist die Methanisierung ein optionaler Prozess in der PtG-Kette, um aus Wasserstoff und Kohlendioxid (CO₂) CH₄ herzustellen. Die Umsetzung von H₂ und CO₂ zu CH₄ und H₂O erfolgt entweder durch eine biologische oder katalytische Methanisierung. Das Endprodukt wird synthetisches Methan oder auch Substitute Natural Gas (SNG) genannt. Das für diesen Prozess benötigte CO₂ sollte in möglichst reiner Form zur Verfügung stehen oder mit möglichst niedrigem Aufwand gewonnen werden. Mögliche Quellen für Kohlendioxid sind industrielle Prozesse mit hoher CO₂ Intensität, in denen Emissionen nur schwer einzusparen sind. Darunter fallen z. B. die Zementindustrie, Biogasproduktion oder konventionelle Kraftwerkparcs. Theoretisch besteht außerdem die Möglichkeit, CO₂ aus der Luft zu filtern oder aus dem Meerwasser zu gewinnen [5].

Das PtG-Konzept ist eines von mehreren Power-to-X Konzepten (vgl. Abbildung 2). Für Wasserstoff, als Kern dieses Konzeptes, besteht nicht nur die Möglichkeit weiter in Gase mit anderen Eigenschaften umgewandelt, sondern auch direkt in Elektrizität, Kraftstoffe oder Chemikalien transformiert zu werden. Damit wird eine große Menge regenerativer Stromerzeugung in unterschiedlichen Sektoren genutzt und hilft die Kohlendioxidemissionen zu senken. Neben der saisonalen Speicherung kann in Zukunft auch die Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen ein Haupttreiber dieser Technologie sein [8].

In Österreich wurde die erste PtG-Pilotanlage im Jahr 2015 in Betrieb genommen [8]. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die aktuellen PtG-Projekte in Österreich. Diese unterscheiden sich nicht nur in der Leistung und Technologie, sondern auch in der Länge der Prozesskette. Auf die dabei zum Einsatz kommenden Elektrolyseur-Technologien wird in Abschnitt 3.1.1 näher eingegangen.

Tabelle 1: Power-to-Gas Projekte in Österreich

Name	Technologie	Inbetriebnahme	Leistung in kW
Wind2Hydrogen [8]	PEM ¹	2015	100
Underground Sun Storage [8]	AEL ²	2016	600
Biologische Biogas-aufbereitung in einem Rieselbettreaktor [9]	---	2016	---
Demo4Grid [9]	AEL	2019	4.000
Hotflex [10]	SOEC ³	2019	150
H2Future [8]	PEM	2021	6.000

Mit Stand Mai 2019 sind weltweit 95 Pilotanlagen in Betrieb. In etwa zwei Drittel der Projekte wird H₂, im Rest Methan produziert. Bei den Power-to-Methan Projekten werden die biologische und katalytische Methanisierung gleichermaßen eingesetzt, wobei letztere eher bei größeren Elektrolyseleistungen verwendet wird. Mit Stand September 2019 ist in Deutschland die größte PtG-Leistung (30,7 MW_{el}) installiert, gefolgt von Dänemark (2,53 MW_{el}), Kanada und den USA mit jeweils 0,45 MW_{el}. Geplante Projekte sind in diesen

¹ Proton-Exchange-Membran Elektrolyse

² Alkalische Elektrolyse

³ Solid-Oxid Elektrolyse

Angaben nicht inkludiert. Mittel- und langfristig sind in Norddeutschland Großprojekte mit einer Leistung von bis zu 100 MW_{el} geplant, in Frankreich (Normandie) mit bis zu 610 MW_{el} [9].

3.1.1 Elektrolyse

Der Grundstein der heutigen Wasserelektrolyse wurde von Michael Faraday gelegt. Er hat die grundlegenden physikalischen Gesetze dafür im Jahr 1834 aufgestellt. Die Entwicklung bis hin zu industriell einsetzbaren Maßstäben hat ungefähr 70 Jahre gedauert und im Jahr 1902 waren bereits mehr als 400 Elektrolyseure weltweit im Einsatz. Heute werden ungefähr 4 % des weltweit produzierten Wasserstoffs über die Elektrolyse hergestellt. Das gegenwärtig bedeutendste Verfahren für die großindustrielle Gewinnung von Wasserstoff ist die Dampfreformierung. Diese wurde erst etwa 100 Jahre später, in den 1930er Jahren von Carl Bosch entwickelt [5].

Heute werden für die Herstellung von Wasserstoff drei verschiedene Elektrolyseur-Technologien eingesetzt: Alkalische Elektrolyse (AEL), Proton Exchange Membran Elektrolyse (PEM) und Solid Oxid Elektrolyse (SOEC). Diese Technologien sind durch die Trennung der Halbzellen, unterschiedliche Elektrolyte und Betriebstemperaturen charakterisiert (vgl. Abbildung 3). Das Grundprinzip ist bei allen Verfahren das Gleiche. Vereinfacht gesagt, besteht eine Zelle aus zwei mit Gleichstrom versorgten Elektroden, die in einen Elektrolyten getaucht sind. Durch Teilreaktionen wird an der Anode Sauerstoff und an der Kathode Wasserstoff produziert. Die gesamte Reaktionsgleichung lautet: [11]

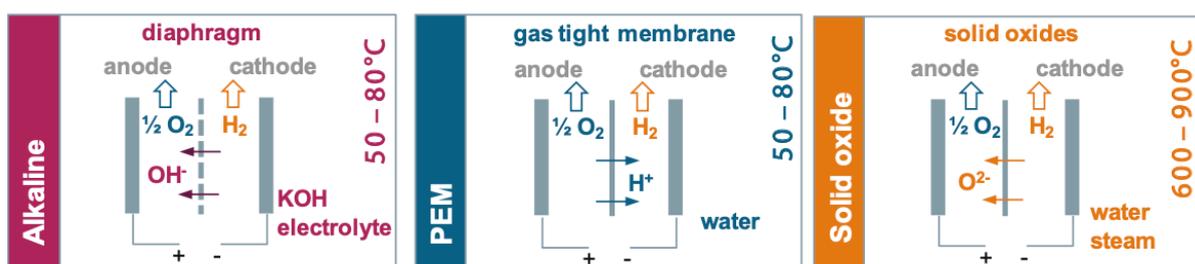


Abbildung 3: Die unterschiedlichen Typen der Wasser-Elektrolyse [11]

Die alkalische Elektrolyse ist heute Stand der Technik. Die neueren Technologie PEM und SOEC haben jedoch ein höheres Potenzial zur Kostenreduktion und Wirkungsgradverbesserung (vgl. Abbildung 4). Die Zellspannung ist ein Indikator für die Effizienz einer Zelle. Mit steigender Zellspannung steigt die Überspannung der Zelle und auch der Strombedarf für die Wasserstoffproduktion [11]. Als Überspannung wird die Potentialdifferenz zwischen dem thermodynamischen Redoxpotential und der Spannung, bei der die Reaktion tatsächlich

stattfindet, definiert [12]. Mit steigender Zellspannung steigt auch die Stromdichte. Das ist auf den direkten Zusammenhang zwischen Strom und Spannung, welcher auf dem ohmschen Gesetz beruht, zurückzuführen. Wie aus Abbildung 4 hervorgeht, ist die Stromdichte einer Zelle auch ein Indikator für die spezifischen Investitionskosten. Diese steht im direkten Zusammenhang mit der Wasserstoffproduktion pro Zellfläche. Wird die Stromdichte um den Faktor zwei erhöht, halbiert sich die Zellfläche bei gleicher Menge an produzierten Wasserstoff. Wird die Elektrolyse in ihrer Gesamtheit betrachtet (inkl. Prozesstechnik, wie: Kühlung, Pumpen, Verdichter, usw.), wird durch diesen Effekt eine signifikante Reduktion der Kosten erreicht, jedoch nicht um den Faktor zwei. Die Stromdichte der Zelle hat keinen Einfluss auf andere Systemkomponenten [11].

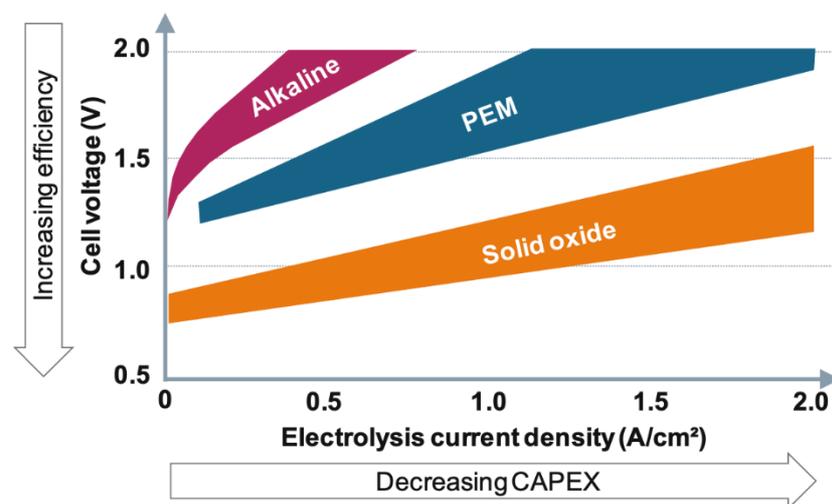


Abbildung 4: Darstellung der Betriebsbereiche unterschiedlicher Zelltypen bezogen auf Stromdichte und Zellspannung [11]

Abbildung 4 zeigt, dass bei der Herstellung einer Zelle ein Kompromiss zwischen Investitionskosten (CapEx) und Wirkungsgrad gefunden werden muss. Dieser Kompromiss kann bei der Entwicklung von Elektrolyseuren für unterschiedliche Anwendungsfelder auf verschiedene Arten geschlossen werden.

Auf jede dieser Technologien und ihre spezifischen Eigenschaften wird in den folgenden Unterpunkten eingegangen, dabei sollen der aktuelle Stand der Technik und die Entwicklungspotenziale aufgezeigt werden.

Alkalische Elektrolyse

Unter allen Technologien weist die alkalische Elektrolyse den höchsten Entwicklungsstand auf. Diese wird als Standardtechnologie für große Anlagen angesehen. Mit einer Nennleistung von 156 MW steht die größte AEL Elektrolyse der Welt am Assuan-Staudamm in Ägypten [13]. Eine weitere Anlage dieser Art ist in Norwegen zu finden. Hier wird eine 130 MW Elektrolyse

ebenfalls von einem Wasserkraftwerk versorgt. Einheiten in diesem Leistungsbereich werden meist drucklos betrieben. Kleinere Systeme können mit Betriebsdrücken von bis zu 30 bar betrieben werden [5]. Der norwegische Hersteller Nel ASA gibt auf seiner Website Ausgangsdrücke von 30 bis 200 bar an [14]. Jedoch ist nicht klar, ob das dem Betriebsdruck der AEL entspricht oder ob dieser von einem externen Kompressor aufgebracht wird. Mit dieser Technologie können derzeit Stromdichten bis maximal $0,5 \text{ A/cm}^2$ bei einer Zellspannung von $2,4 \text{ V}$ erreicht werden [11]. Der Wirkungsgrad hängt von den Betriebsbedingungen und der Größe des Systems ab und liegt bei 60 bis 80 %. Damit ergibt sich ein spezifischer Energieverbrauch von $4,3$ bis $5,5 \text{ kWh/Nm}^3$. Drucklose Systeme haben einen Wirkungsgradvorteil im Vergleich zu Druckbetriebebenen, darum werden große Anlagen meistens drucklos betrieben. Der dynamische Betrieb einer AEL ist im Bereich von 20 bis 100 % der Nennleistung möglich, jedoch sinken im Teillastbereich die Gasqualität und der Wirkungsgrad merklich [5]. Der Lastgradient liegt bei $< 1 \text{ %/s}$, damit stellen schnelle Änderungen der Versorgungsspannung ein Problem für diese Technologie dar [15]. Zudem müssen die Elektroden beim Herunterfahren der Elektrolyse mit Inertgas gespült werden, um zu verhindern, dass sich explosive Mischungen von Wasserstoff und Sauerstoff bilden. Da das Inertgas verdrängt werden muss, verringert sich dadurch die Gasqualität beim Anfahren. AEL Elektrolyseure, die speziell für den Betrieb durch fluktuierende Energiequellen entwickelt wurden, weisen einen etwas größeren Teillastbereich von 10 bis 100 % der Nennleistung auf. Die Anfahrzeit beträgt, in Abhängigkeit des Zustandes (Standby bzw. Neustart), Minuten oder Stunden [5].

Die zwei größten Nachteile dieser Technologie sind der geringe Betriebsdruck und die geringe Stromdichte. Da die Stromdichte die spezifische Größe der Zellen beeinflusst und somit einen Hebel bezüglich der Kosten darstellt, wird an Zellen geforscht, welche eine wesentlich höhere Stromdichten erlauben. Das Ziel ist, die etwa die zweifache Stromdichte auf Basis der heutigen Zellen zu erreichen [5]. Laut Schalenbach et al. werden im Labormaßstab bereits Stromdichten von bis zu 2 A/cm^2 erreicht [16]. In vielen Anwendungen von PtG ist ein hoher Betriebsdruck der Elektrolyse von Vorteil, besonders dann, wenn der dabei erzeugte Wasserstoff in das Gasnetz gespeist oder in Hochdruckspeichern gelagert wird. Bei der AEL Technologie sind für die Verdichtung des Wasserstoffs externe Kompressoren notwendig. Eine Prozessdruckerhöhung ist deshalb ein Forschungsschwerpunkt. Zieldrücke befinden sich im Bereich von 60 bar, dadurch besteht die Möglichkeit, in den Großteil der vorhandenen Gasinfrastruktur ohne zusätzliche Verdichtung Wasserstoff einzuspeisen [5]. An Hochdruckzellen mit bis zu 42 bar Betriebsdruck wird bereits geforscht [17]. Vorteile dieser Technologie sind die hohe Verfügbarkeit, der technische Entwicklungsstand, die

vergleichsweise niedrigen spezifischen Kosten und, dass für den Bau kein Bedarf von seltenen Platingruppenmetalle besteht [5].

Proton-Exchange-Membran Elektrolyse

Die PEM Technologie wurde in den 1950er Jahren entwickelt. Die namensgebende Membran ist das Kernstück der Zelle. Der dünne Elektrolyt besteht aus einer robusten polymeren Membrane, welche Anode und Kathode voneinander trennt. Die Dicke der Trennschicht hat Einfluss auf den ohmschen Widerstand der Zelle und somit auch auf den Wirkungsgrad. Dabei gilt, je dünner die Membran, desto geringer der Widerstand. Jedoch sind bezüglich der Dünne Grenzen gesetzt, denn mit der Dicke steigt die Lebensdauer der Zelle. Zwischen Performance und Lebensdauer besteht in der Auslegung ein Trade-off [11].

Typische installierte Leistungen der PEM Technologie bewegen sich im Bereich von 1 MW bis 12 MW [8]. Die Firma Siemens Hydrogen Solutions bietet mit dem Silyzer 300® die derzeit weltgrößte PEM Elektrolyse auf dem Markt an. Sie besteht aus 24 Modulen und hat eine elektrischen Gesamtleistung von 17,5 MW [18]. Bis 2025 sollen PEM Elektrolysen mit einer Nennleistung von mehr als 100 MW verfügbar sein [19]. PEM Systeme arbeiten bei Stromdichten von 1 bis 2 A/cm² mit einer Zellspannung von 1,6 bis 2 V. Die Stromdichte ist um den Faktor zwei bis vier höher als bei derzeit erhältlichen AEL Zellen. Die höhere Stromdichte resultiert in einer kompakteren Bauweise. Im Labormaßstab werden bereits Stromdichten im Bereich von 5 bis 10 A/cm², bei einer Zellspannung von kleiner als 2,5 V erreicht. Der spezifische Energieverbrauch liegt bei 3,9 bis 5,1 kWh/Nm³. Ein weiterer Vorteil dieser Technologie ist, dass der Betriebsdruck in einem Bereich von 30 bis 60 bar liegt, wobei die Erhöhung des Drucks keinen Einfluss auf die Performance der Zelle hat. Einzelne Systeme arbeiten sogar mit Drücken > 100 bar. Damit sind für PtG Anwendungen in Verbindung mit dieser Technologie keine externen Kompressoren notwendig. Der Betriebsbereich der PEM liegt bei 10 bis 100 %, wobei in Teillastbereichen keine Einbußen bezüglich der Wasserstoffqualität zu erwarten sind. Damit können diese Elektrolyseure sehr dynamisch betrieben werden und eignen sich auch für den Einsatz mit Strom aus fluktuierender Erzeugung. Der Lastgradient liegt bei 10 %/s und ist somit um den Faktor zehn höher als bei der AEL Technologie. Der Wartungsaufwand der PEM Elektrolyse ist gering und die erwartete Lebensdauer liegt bei > 80.000 Betriebsstunden. Derzeit werden für die Elektroden der PEM Edelmetalle verwendet, was zu höheren Kosten im Vergleich zur AEL führt [5, 11].

Solid-Oxid Elektrolyse (SOEC)

Die Hochtemperatur Solid Oxid Elektrolyse wurde in den frühen 1980er Jahren entwickelt und befindet sich gerade im Übergang zwischen Forschung und industrieller Anwendung. Die

beiden Halbzellen sind durch die Verwendung eines festen Oxids getrennt (vgl. Abbildung 3). Das Besondere an dieser Technologie, im Vergleich zu PEM und AEL ist, dass mit hohen Temperaturen im Bereich von 600 bis 1.000 °C gearbeitet wird. Da hier ein Teil der benötigten Energie zur Spaltung von Wasser aus Wärme bereitgestellt wird, ergibt sich ein thermodynamischer Vorteil. Das führt zu einem geringeren Bedarf an elektrischer Energie. Bei höheren Temperaturen steigt zudem die Reaktionsgeschwindigkeit und der ohmsche Widerstand der Zelle nimmt ab. Weiters kann die hohe Temperatur der Zelle durch die Kopplung von Wärmeanwendungen genutzt werden. Damit ist theoretisch ein Wirkungsgrad von über 100 % möglich. Die hohe Betriebstemperatur bringt jedoch auch höhere Anforderungen an die verwendeten Materialien mit sich und führt zu stärkerem Verschleiß. Deshalb wird an Zellen geforscht die bei 500 bis 700 °C betrieben werden können [5, 11].

Die SOEC Elektrolyse erreicht im Betrieb vergleichbare Stromdichten (0,3 bis 0,6 A/cm²), wie die AEL. Theoretisch ist ein Betrieb mit höheren Stromdichten möglich, jedoch führt das zu einer starken Degradation der Zelle. Die Zellspannung ist vergleichsweise niedrig mit 1,2 bis 1,3 V. Der spezifische Energieverbrauch wird mit 3,2 kWh/Nm³ angegeben, ist jedoch abhängig von der Betriebsart der Zelle. Die Elektrolyse wird vollständig mit Strom oder zusätzlich durch eine externe Wärmequelle betrieben. Durch den Betrieb mit Hochtemperaturabwärme besteht die Möglichkeit, dass der spezifische Energieverbrauch zukünftig auf unter 3 kWh/Nm³ fällt. Der Systemwirkungsgrad einer SOEC liegt typischerweise über 90 %. Der maximale Betriebsdruck liegt bei 25 bar, jedoch werden die meisten SOEC Systeme bei Umgebungsdruck betrieben. SOEC Systeme können aufgrund der hohen Betriebstemperatur reversibel arbeiten, das bedeutet die Zelle wird sowohl als Elektrolyse als auch als Brennstoffzelle genutzt. Damit deckt diese Technologie ein großes Anwendungsfeld ab. Derzeitige Anlagen haben eine Leistung im niedrigen kW-Bereich [5]. Am österreichischen Kraftwerksstandort Mellach wurde 2019 eine 150 kW Pilotanlage mit einer reversibel arbeitenden SOEC Brennstoffzelle in Betrieb genommen [10].

Wie aus diesem Kapitel hervorgeht gibt es derzeit zwei marktfähige Technologien im Bereich der Wasserstoffelektrolyse. Die PEM Technologie wird aufgrund der hohen Betriebsdrücke und der dynamischen Betriebsweise für die Bearbeitung der Fallstudie ausgewählt. Die nachfolgende Tabelle 2 liefert eine Zusammenfassung der drei Technologien mit ergänzten technischen Kriterien.

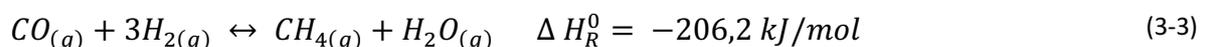
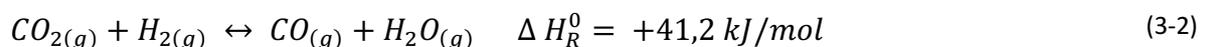
Tabelle 2: Elektrolyseurtechnologien im Vergleich

Kriterium	Einheit	AEL	PEM	SOEC
Stromdichte [5, 10, 11]	A/cm ²	0,5	1-2	0,3-0,6
spez. Energieverbrauch [10, 11]	kWh/Nm ³	4,3-5,5	3,9-5,1	3,2
Betriebsdruck [5, 10, 11]	bar	< 30	30-60 (>100)	< 25
min. Teillastbereich [5, 20]	%	20-100	10-100	≥ 5
Regelbarkeit [5, 11, 15]	%/s	< 1	10	---
Anlaufzeit [20]	min.	60	≤ 1	≥ 600
Betriebstemperatur [5, 20]	°C	60-80	60-80	600-1.000
Wasserbedarf [20]	l/Nm ³	1	1	1
Lebensdauer [20]	h	50.000	80.000	20.000
H ₂ -Reinigung [20]		erforderlich	nicht erforderlich	nicht erforderlich

3.1.2 Methanisierung

Bei der Methanisierung wird zwischen zwei Methoden, der katalytischen und biologischen, unterschieden. In den nächsten zwei Unterpunkten wird ein Überblick über jedes der beiden Verfahren gegeben.

Allgemein wird bei der Methanisierung Wasserstoff und Kohlendioxid nach der Gleichung (3-4) zu Methan und Wasser umgesetzt. Die Grundlage dafür bildet die Sabatier Gleichung (3-3) in Kombination mit der Wassergas-Shift-Reaktion (3-2): [5]



Kohlendioxid wird über eine Zwischenreaktion zuerst zu CO umgewandelt, um in weiterer Folge in Kombination mit H₂ zu CH₄ umgesetzt zu werden. Die Reaktionsgleichungen (3-3) und (3-4) sind stark exotherme Reaktionen [5].

Katalytische Methanisierung

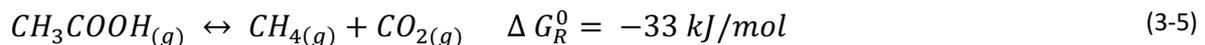
Die katalytische Methanisierung funktioniert nach den Gleichungen (3-2) bis (3-4). Diese Reaktionen laufen bei Temperaturen von 300 bis 550 °C und Drücken von 1 bis 100 bar ab. Nach Le Chatelier verlagert sich das chemische Gleichgewicht bei niedrigen Temperaturen in Richtung der Produkte. Alle Reaktionsteilnehmer liegen in der Gasphase vor, dadurch hat der Druck Einfluss auf die Reaktionskinetik. Die exotherme Reaktion wird also durch eine effiziente Wärmeabfuhr sowie hohe Drücke begünstigt [21]. Eine Verringerung der Temperatur hat negativen Einfluss auf die Reaktionskinetik, wodurch Katalysatoren verwendet werden müssen [5]. Dafür werden besonders Elemente der 8. Nebengruppe eingesetzt. Nach der Internationalen Union für reine und angewandte Chemie (IUPAC) sind das Elemente der Gruppen 8, 9 und 10 [22]. Nickelbasierte Katalysatoren haben sich aufgrund von Kostenvorteilen und einem guten Selektivitäts-/Aktivitäts-Verhältnisses durchgesetzt. Das Produktgas besteht aus CO, Wasserdampf, nicht umgesetzten Edukten und CH₄, wobei der CH₄-Anteil mindestens 92 % und der H₂-Anteil maximal 3 % beträgt. In einigen Fällen ist für die Einspeisung in das Gasnetz ein Konditionierungsschritt notwendig [5]. Nach ÖVGW-Richtlinie G31 darf derzeit ein minimaler CH₄-Gehalt von 96 % nicht unterschritten werden [23]. Die Zusammensetzung des Produktgases wird durch den Reaktortyp und die Prozessparameter beeinflusst [5].

Bei der katalytischen Methanisierung wird zwischen drei Reaktortypen unterschieden: Festbettreaktoren (FB), Wirbelschichtreaktoren und Drei-Phasen-Reaktoren (3PM) [5].

Am häufigsten wird für die katalytische Methanisierung der FB Reaktor eingesetzt. Bei diesem, oft mehrstufigen Verfahren, liegt der Katalysator als Stückgut in einer Festbettschüttung vor. Die größte Herausforderung ist hier die effektive Wärmeabfuhr. In einem Wirbelschichtreaktor wird der Katalysator fluidisiert. Dadurch ergeben sich hohe Wärmeübergangszahlen, welche eine bessere Temperaturkontrolle ermöglichen. Eine intensive Durchmischung, homogene Reaktionsbedingungen sowie die starke mechanische Beanspruchung des Katalysators sind ebenfalls typische Merkmale von Wirbelschichtanlagen. Beim Drei-Phasen-Reaktor wird der pulverförmige Katalysator in einer Flüssigkeit suspendiert und durch den Gasstrom fluidisiert. Die flüssige Phase erlaubt eine externe Kühlung und dadurch eine effektive Abfuhr der Reaktionswärme. Der Drei-Phasen-Reaktor sowie der Wirbelschichtreaktor werden derzeit nicht großtechnisch eingesetzt und befinden sich noch in der Entwicklungsphase [21, 24].

Biologische Methanisierung

Die Grundlagen zur biologischen Methanisierung (BM) sind aus Biogas Fermentationsprozessen bekannt. Dabei wird in der letzten Stufe des anaeroben Abbauprozesses zwischen der acetoklastischen und der hydrogenotrophen Methanogenese unterschieden. Die hydrogenotrophe folgt derselben Reaktionsgleichung wie die katalytische Methanisierung (vgl. Gleichung (3-4)). Die Acetoklastische ist der Hauptprozess des anaeroben Abbaus von Biomasse und folgt folgender Gleichung: [5]



Der Unterschied bei der Umsetzung von Wasserstoff und Kohlendioxid zu Methan und Wasser (nach Gleichung (3-4)) besteht in der Art des Katalysators. Bei der biologischen Methanisierung wirken Enzyme als Katalysator. Die notwendigen Enzyme werden von Bakterien vom Typ Archeen bereitgestellt. Die biologische Methanisierung läuft bei niedrigeren Temperaturen, als die katalytische ab. Typische Prozesstemperaturen bewegen sich zwischen 30 bis 70 °C. Dadurch liegt Wasser in flüssiger Form vor und für die Methanisierungsreaktion (Gleichung (3-4)) ergibt sich eine andere Reaktionsenthalpie (-253 kJ/mol). Durch den Abbau von Fettsäuren entstehen in einem Fermentationsprozess sowohl CO₂ als auch H₂. Beide Gase liegen in gelöster Form vor und werden von den Archeen in CH₄ umgewandelt. Die Methanausbeute kann, durch zusätzlich in den Fermenter eingebrachten Wasserstoff, erhöht werden [21, 25].

Bei der biologischen Methanisierung kommen zwei verschiedenen Verfahrenskonzepte zur Anwendung. Dabei wird zwischen einem integrierten und externen Reaktorkonzept unterschieden. Bei der integrierten Methanisierung wird H₂ direkt in den bestehenden Biogasreaktor eingebracht. Das Verfahren wird bei bestehenden Biogasanlagen ohne zusätzlichen Reaktor eingesetzt. Da Biogasreaktoren bezüglich ihrer Dichtigkeit nach Methan ausgelegt sind, müssen vorab sicherheitstechnische Aspekte betreffend die Undurchlässigkeit bei erhöhtem H₂-Anteil abgeklärt werden. Eine vollständige Umsetzung des im Biogas enthaltenen CO₂ ist bei diesem Konzept aufgrund der parallel ablaufenden anaeroben Fermentation nicht realistisch. Bei einer Pilotanlage wird eine Erhöhung des Methangehaltes von 52 auf 75 Vol.-% erreicht. Eine der größten Herausforderungen dieses Konzepts ist die Einbringung des Wasserstoffs in die Flüssigphase. Dieser Schritt wirkt limitierend auf die Reaktionsgeschwindigkeit [21]. Mit einem externen Reaktorkonzept können die Bedingungen genau auf die methanisierenden Archeen eingestellt werden. Außerdem ist dieses Verfahren in Hinblick auf die CO₂-Quelle flexibel und muss nicht an einen Biogasprozess gekoppelt sein. Die Einbringung des Wasserstoffs in die Flüssigphase wird mit rührenden Druckreaktoren

verbessert. In Labortests wird eine Wasserstoffumwandlungsrate von mehr als 90 % bei einer Betriebstemperatur von 55 °C erreicht [5, 21].

Die nachfolgende Tabelle 3 fasst die wichtigsten Eigenschaften unterschiedlicher Methanisierung Verfahren nochmals zusammen und zeigt einen Vergleich zwischen der biologischen und katalytischen Methode.

Tabelle 3: Vergleich zwischen biologischer und katalytischer Methanisierung [21]

Reaktortyp	Einheit	BM (in situ) CSTR ⁴	BM (extern) CSTR ⁴	3PM	FB
Katalysator		Mikro-organismen	Mikro-organismen	Ni-basiert	Ni-basiert
Stufen		1	1-2	1-2	2-6
Temp.	°C	30-60	40-70	300-350	300-550
Druck	bar	1	1-10	20	> 10
Stand der Entwicklung		Labor- und Pilotmaßstab	Labormaßstab	Labormaßstab	Kommerziell
GHSV ⁵	h ⁻¹	< 13	< 100	500-1.000	2.000-5.000
Limitierung		Stofftransport Gas-Fl., Kohlenstoffquelle	Stofftransport Gas-Fl., Rückvermischung	Stofftransport Gas-Fl.	Gleichgewicht
Toleranz gegenüber Verunreinigung		hoch	hoch	niedrig-mittel	niedrig
Dynamischer Betrieb		Limitierung durch Regelung und Anlagenperipherie			
Strombedarf ⁷	kWh/Nm ³	~ 1,8	0,3-1,3	< 0,4	< 0,4
Wärmerückgewinnung		schlecht	schlecht	gut-sehr gut	sehr gut

⁴ Rührkesselreaktor

⁵ Der Volumenstrom pro Stunde wird auf das freie Katalysatorvolumen bezogen, GHSV ist ein Maß für die Katalysatorbelastung

⁷ Einspeisedruck von 16 bar wurde angenommen

Einbindung der Methanisierung in den kombinierten Betrieb mit PtG-Anlagen

Für die Methanisierung in Kombination mit einer Elektrolyse wird weitere Infrastruktur benötigt. Abbildung 5 zeigt eine mögliche Prozessroute. Abhängig von der Art des Methanisierung Verfahrens oder anderen prozesstechnischen Voraussetzungen kann diese abweichen.

Der für die Methanisierung benötigte Wasserstoff wird durch die Elektrolyse, welche abhängig von fluktuierenden Erzeugern betrieben wird, bereitgestellt. Da Methanisierungs Verfahren nur bedingt dynamisch betrieben werden, wird ein Wasserstoffspeicher benötigt, der die beiden Prozesse miteinander verknüpft und somit einen weitgehend kontinuierlichen Betrieb der Methanisierung ermöglicht. Die Größe des H₂-Speichers hängt unter anderem von der Dynamik der Methanisierung ab, je flexibler das Verfahren auf Änderungen des Wasserstoffvolumenstrom reagieren kann, umso kleiner wird der Speicher ausfallen. Die zweite Einflussgröße ist die Fluktuation der Energieerzeugung. Die Flexibilität der Methanisierung hängt wiederum vom Reaktortyp ab, jedoch ist bei allen katalytischen Konzepten eine bestimmte Mindestlast sowie Betriebstemperatur notwendig, um den Katalysator in Suspension zu halten bzw. eine oxidierende Atmosphäre zu vermeiden. Für die BM sind keine Grenzwerte bekannt, jedoch wird vermutet, dass die Mindestlast durch den Energiebedarf des Rührers definiert wird [5, 21].

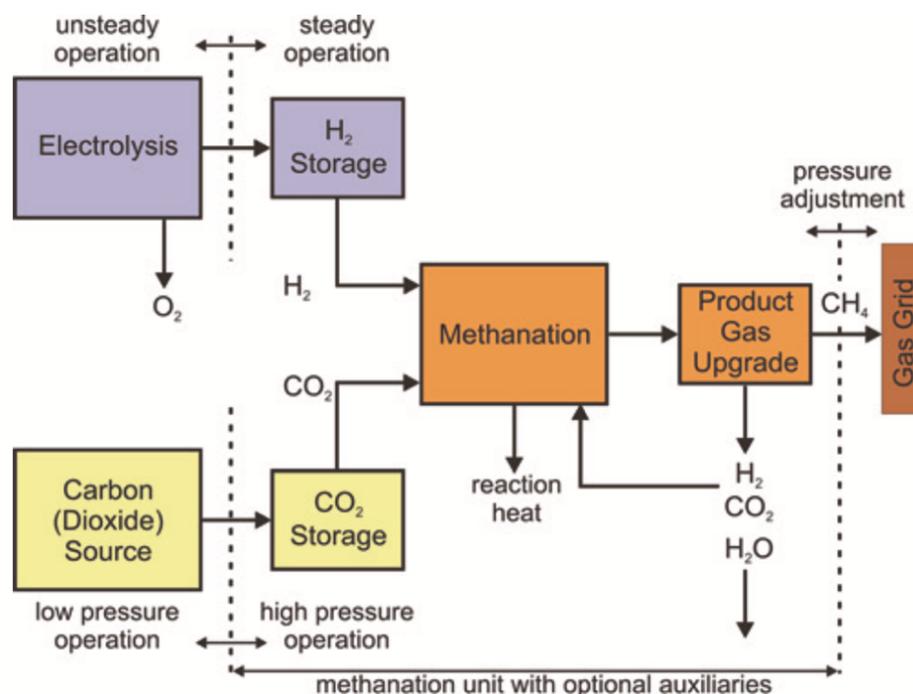


Abbildung 5: Mögliche Einbindung der Methanisierung in die PtG-Prozesskette [5]

Laborexperimente der Krajete GmbH zur BM zeigen, dass sofortige Lastwechsel von 0 bis 100 % realisiert werden können. Zudem wurde der Reaktor nach einer Stillstandzeit von 560 h wieder problemlos angefahren [25]. Ist keine konstante Quelle für CO₂ vorhanden, wird auch hier ein Speicher benötigt. Speziell katalytische Verfahren werden bei Drücken von mehr als 10 bar betrieben. Dadurch müssen die Edukte H₂ und CO₂ auf Betriebsdruck gebracht werden. Die Elektrolyse wird abhängig vom Typ mit Drücken > 30 bar betrieben (vgl. Abschnitt 3.1.1), daher ist hier kein externer Verdichter notwendig, solange der Druck für die Wasserstoffspeicherung ausreichend ist. Im Gegensatz dazu liegt das für die Methanisierung bereitgestellte CO₂ oft mit Umgebungsdruck vor, wodurch eine Verdichtung notwendig wird. Für die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz werden bestimmte Qualitätskriterien nach ÖVGW-Richtlinie G31 und GB220 gefordert. Bei mehrstufigen Methanisierungs Prozessen werden hohe Gasqualitäten erreicht, deshalb ist oft nur eine Aufbereitungsanlage zur Trennung von Wasserdampf erforderlich. Abhängig von der Netzebene in die eingespeist wird, ist ebenfalls eine Druckanpassung notwendig. Die bei der Methanisierung entstehenden Prozesswärme kann sinnvoll ausgekoppelt werden, etwa zur Gebäudeheizung oder für die Fermenterbeheizung einer Biogasanlage [5].

Für die Methanisierung in Kombination mit PtG müssen die bestehenden Reaktorkonzepte noch weiterentwickelt bzw. vom Labormaßstab auf industrielle Anwendungen skaliert werden. Das betrifft speziell die Flexibilität und die Standby-Fähigkeit [5]. Die biologische Verfahrensrouten werden als idealer Ansatz für kleine Leistungen gesehen. Für mittlere und große Leistungen wird in Zukunft die katalytische zum Einsatz kommen [26].

Derzeit wird nur die katalytische Methanisierung in Kombination mit einem Festbettreaktor kommerziell eingesetzt. Andere Typen der katalytischen, wie Festbettreaktoren und Drei-Phasen-Reaktoren und die biologische Methanisierung befinden sich im Labor- bzw. Pilotmaßstab. Für die weitere Betrachtung der Fallstudie wird eine Umwandlungsrate von 100 % festgelegt, jedoch wird aufgrund der unterschiedlichen Charakteristik der Szenarien kein konkretes Verfahrenskonzept definiert. Bei einer zukünftigen Eingrenzung auf ein Szenario, sollten die unterschiedlichen Verfahren zur Methanisierung näher betrachtet werden.

3.1.3 Ökonomische Betrachtung und Entwicklung

Kosten der Elektrolyse

Die spezifischen Investitionskosten der Elektrolysetechnologie werden in €/kW_{el} angegeben. Dabei sind Kosten für die Installation, Netzverbindungen und etwaige benötigte Kompressoren nicht enthalten.

Bei der **AEL** Technologie hängen die spez. CapEx besonders von der Größe und dem Betriebsdruck ab. Im Durchschnitt sind Hochdrucksysteme um 20 bis 30 % teurer als drucklose. Eine Erhöhung der Systemleistung vom kW_{el}-Bereich zu mehreren MW_{el} resultiert in einer Reduktion der Investitionskosten um etwa den Faktor zwei bis drei. In der Literatur wird aus heutiger Sicht von Investitionskosten im Bereich von 1.000 €/kW_{el} bis 1.360 €/kW_{el} ausgegangen [5, 15]. Der Großteil der Kosten (50 bis 60 %) fällt dabei für den Elektrolyse-Stack an, der restliche Teil muss für die Prozesstechnik aufgewendet werden. In Zukunft wird erwartet, dass sich die Kosten für die AEL aufgrund von Skaleneffekten bei der Produktion verringern. Töpler et al. erwarten im Jahr 2050 spezifische Investitionskosten von 610 €/kW_{el} [15]. Bertuccioli et al. geben die Investitionskosten mit 1.100 €/kW_{el} auf Basis von 2015 an und sehen für große Projekte ein Reduktionspotenzial auf bis zu 580 €/kW_{el} in Jahr 2030 [27]. Eine schweizer Studie geht von 636 CHF/kW_{el} für eine 100 MW Anlage aus. Wird der gegenwärtige Wechselkurs (1 Schweizer Franken = 0,94 Euro, 10.07.2020 [28]) berücksichtigt, entspricht das 598 €/kW_{el} [29]. Der Großteil der Studien sieht ein Kostenreduktionspotenzial auf unter 500 €/kW_{el} für das Jahr 2050. In Abbildung 6 ist der zukünftige Trend der Investitionskosten für die AEL Technologie dargestellt.

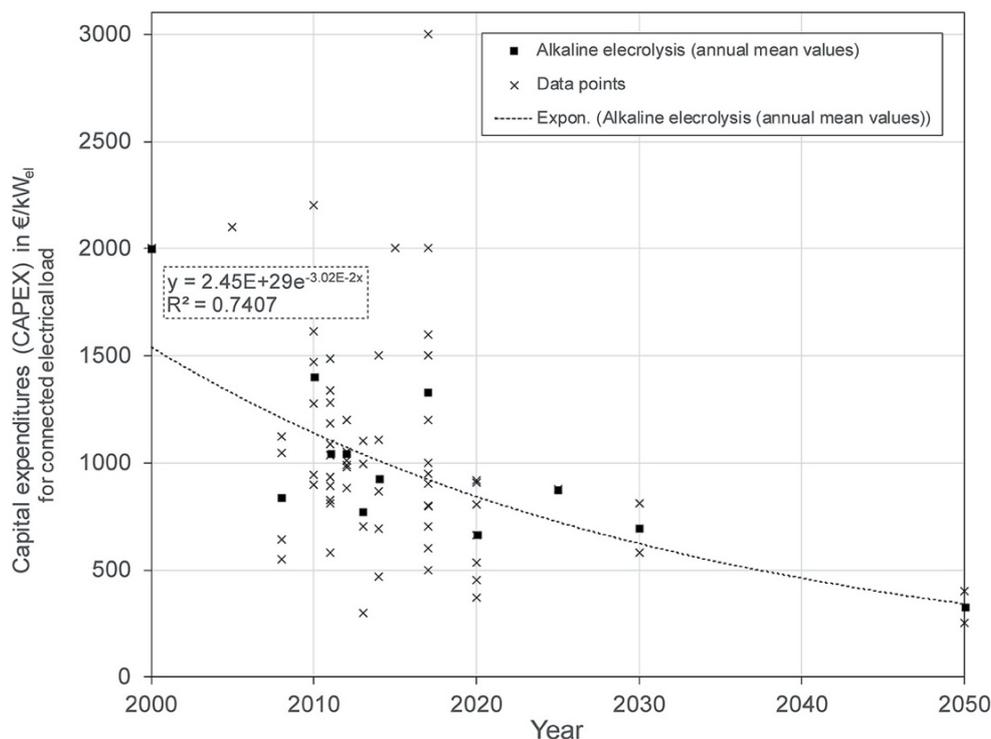


Abbildung 6: Projektirte Investitionskosten und zukünftige Entwicklung der AEL Technologie [9]

Die spezifischen Investitionskosten der **PEM** sind auf Basis des Jahres 2013 im Vergleich zur AEL um den Faktor zwei höher. Da für die PEM Technologie aktuell keine hohen Leistungen im zweistelligen MW Bereich verfügbar sind, ist ein aussagekräftiger Kostenvergleich nur im

niedrigen MW Bereich möglich [5]. Im Jahr 2015 lagen die Kosten für kleine und mittlere PEM Elektrolyseure im Bereich von 1.900 bis 2.000 €/kW_{el}. Auf Basis dieser Daten werden für das Jahr 2020 Kosten in der Höhe von 1.000 €/kW_{el} angegeben. Für das Jahr 2025 wird eine weitere Kostenreduktion auf 870 €/kW_{el} und für 2030 werden 760 €/kW_{el} erwartet [27]. Töpler et al. sehen auf Basis des Jahres 2017 für das Jahr 2025 Investitionskosten von 960 €/kW_{el} und für 2050 einen Reduktion auf 310 €/kW_{el} [15]. Die PEM Elektrolyse besitzt im Vergleich zur AEL, durch die Verbesserung technischer Kennwerte sowie die Reduktion und Substitution von Platingruppenmetallen, ein weitaus höheres Potenzial zur Kostensenkung, weshalb viele Quellen davon ausgehen, dass die PEM Technologie in Zukunft billiger sein wird als die AEL [5].

Abbildung 7 zeigt die Kostenentwicklung mehrerer Studien zusammengefasst. Diese berücksichtigen nicht nur die Preisentwicklung über die Zeit, sondern auch Lernkurven und Marktwachstum [11].

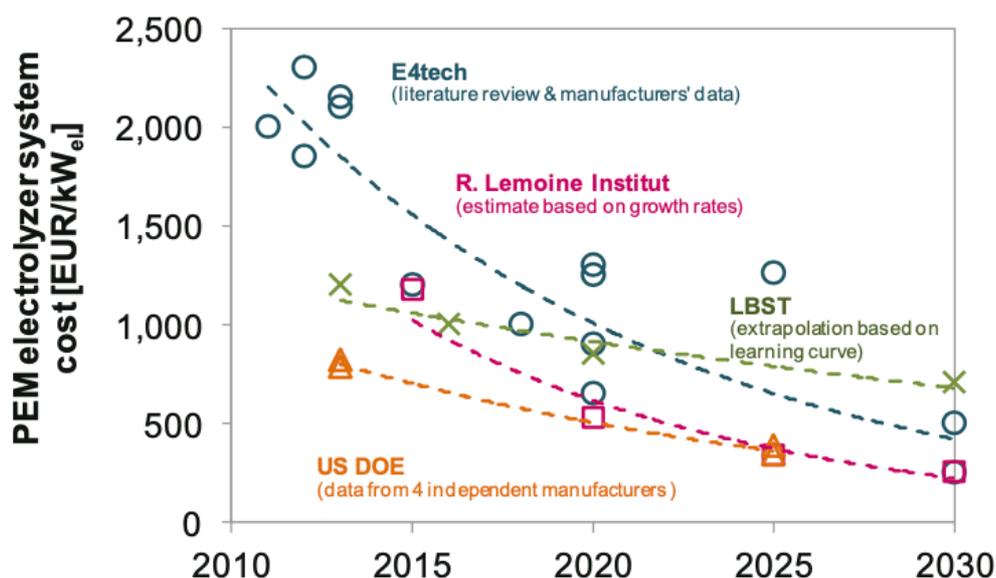


Abbildung 7: Kostenentwicklung der PEM Elektrolyse von 2010 bis 2030 [11]

Die spezifischen Investitionskosten (CapEx) der **SOEC** sind heute höher als jene der PEM Technologie. Für das Jahr 2020 werden diese mit 2.000 €/kW_{el} angegeben. Bis 2030 wird eine Kostenreduktion auf 1.000 €/kW_{el} erwartet [27]. Eine Studie des deutschen Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur aus dem Jahr 2018 geht von Kosten in Höhe von 2.300 €/kW_{el} aus und sieht ein Reduktionspotenzial auf unter 500 €/kW_{el} für 2030 und 250 €/kW_{el} für 2050 [30].

Unabhängig von der Art der Elektrolyse müssen bei Projekten auch Kosten für die Installation und Planung berücksichtigt werden. Die Kosten für die Errichtung der Elektrolyse werden mit

10 % der Investitionskosten angegeben. Die Planungskosten sind abhängig von der Projektgröße und bewegen sich im Bereich von 100.000 bis 160.000 € [31].

Die Betriebskosten (OpEx) der Elektrolyse setzen sich aus einem fixen und variablen Teil zusammen. Die fixen Betriebskosten sind unabhängig von den Betriebsstunden und werden mit 2 bis 3 % der Investitionskosten angegeben. Diese beinhalten die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft, Personal, Wartungsverträge und Versicherungen für die Anlage. Die variablen OpEx beinhalten die Aufwendungen für die Anlagenperipherie, welche für den Betrieb einer Elektrolyse notwendig sind. Diese umfassen Kosten für den Verbrauch von Elektrizität, Wärme, Roh- und Hilfsstoffen. Die Angaben erfolgen in Abhängigkeit der installierten Leistung und Betriebsstunden. Die Kosten unterscheiden sich nach Betriebszustand und der Art der Bereitschaftsfunktion. In Abhängigkeit der geforderten Anfahrzeit der Elektrolyse wird diese in Cold- oder Hot Standby betrieben. Für das Jahr 2030 sind variable Kosten für Cold Standby von 0,05 €/($MW_{el} h$), Hot Standby 1,5 €/($MW_{el} h$) und für die Betriebsstunde 0,5 €/($MW_{el} h$) zu erwarten [31].

Kosten der Methanisierung

Durch den frühen Entwicklungsstand sind nur wenige aussagekräftige Daten zu Kosten, sei dies CapEx oder OpEx, einer Methanisierungs Anlage für PtG-Anwendungen verfügbar. Des Weiteren hängen diese stark von den Anforderungen an die Anlage ab, wie etwa der benötigten Speichergröße oder zusätzlichen Aufbereitungsanlagen.

Kinger et al. berechnen im Jahr 2012 die Kosten für eine PtG-Anlage zur Erzeugung von Methan unter Nutzung marktreifer Technologien. Dabei werden Kosten für die Elektrolyse (AEL, 48 MW_{el}) inklusive Methanisierung (FB) mit rund 1.036 €/kW_{el} angegeben. Ein Großteil der Kosten (86,27 %) wird durch die Elektrolyse verursacht. Damit bleiben für die Methanisierung rund 142 €/kW_{el} [32].

Eine Studie aus dem Jahr 2018 gibt die Kosten für eine katalytische Methanisierungs Anlage in Kombination mit einer 419 MW Elektrolyse mit 208 CHF/kW_{el} an. Das entspricht 196 €/kW_{el} (1 CHF = 0,94 €, 10.07.2020 [28]) [29].

Graf et al. beschäftigen sich Jahr 2014 mit den Kosten von biologischen Methanisierungs Verfahren. Sie geben den Investitionsaufwand für eine In situ Anlage mit einer 1 MW SNG-Erzeugungsleistung mit 658 €/kW_{CH₄} an. Für eine 2,5 MW Anlage verringern sich die Kosten auf 490 €/kW_{CH₄} und für eine 5 MW Anlage auf 404 €/kW_{CH₄}. Für einen externen Reaktor werden Kosten von 1.209 €/kW_{CH₄}, 775 €/kW_{CH₄} und 616 €/kW_{CH₄} angegeben. Für die Umrechnung von €/kW_{CH₄} auf €/kW_{el} muss der auf Methan bezogene Wert mit dem Wirkungsgrad der Elektrolyse und Methanisierung multipliziert werden. Werden für die

Elektrolyse 75 % und für die Methanisierung 78 % angenommen, ergeben sich für eine In situ Lösung Kosten in Höhe von 226 bis 370 €/kW_{el} und für einen externen Reaktor 345 bis 677 €/kW_{el} [25].

Eine Literaturlauswertung zu Investitionskosten der Methanisierung aus dem Jahr 2018 zeigt für 2020 Kosten im Bereich von 250 bis 1.500 €/kW_{CH₄} (140 bis 840 €/kW_{el}), für 2030 250 bis 1.000 €/kW_{CH₄} (140 bis 560 €/kW_{el}) und für 2040 bzw. 2050 in etwa die gleiche Kostenstruktur im Bereich von 200 bis 650 €/kW_{CH₄} (112 bis 364 €/kW_{el}) [33]. Dabei wird nicht nach Größe oder Art der Methanisierung unterschieden.

Die jährlichen fixen Betriebskosten belaufen sich auf 3 bis 5 % der Investitionskosten. Bei den variablen OpEx wird nach Betriebszustand unterschieden. Diese sind wie die CapEx auf die installierte Leistung der Elektrolyse und die Betriebsstunden bezogen. Auf Basis des Jahres 2030 werden für Cold Standby 0,05 €/(MW_{el} h), Hot Standby 3,13 €/(MW_{el} h) und für den Betrieb 0,63 €/(MW_{el} h) angegeben. Für den Aufbau der Anlage werden Kosten in der Höhe von 10 % der Investitionskosten erwartet [31].

Kosten für Gasspeicher und Verdichter

Da für die Power-to-Gas Anlagen optional auch Gasspeicher oder Verdichter benötigt werden, wird in diesem Bereich ebenfalls eine Recherche durchgeführt.

Die Investitionskosten für Hochdruck-Wasserstoffspeicher variieren in der Literatur stark. Gorre et al. geben die Kosten für Wasserstoffspeicher auf Basis von 2017 mit 100 €/(Nm³H₂) an. Für das Jahr 2030 wird eine Kostenreduktion auf 75 €/(Nm³H₂) und für 2050 auf 50 €/(Nm³H₂) erwartet [31]. Van Leeuwen und Mulder fassen im Jahr 2018 mehrere Quellen zu diesem Thema zusammen. Dabei zeigt sich ein genereller Trend in Richtung 20 bis 100 €/Nm³, jedoch wird vereinzelt auch von viel höheren Kosten im Bereich von 195 bis 490 €/Nm³ ausgegangen [34]. Die jährlichen fixen Betriebskosten eines H₂-Speichers werden mit 1,5 %, bezogen auf die Investitionskosten angegeben. Für die CapEx und OpEx von CO₂-Speichern sind nur wenige Quellen verfügbar, welche alle auf das EU Projekt STORE&GO zurückzuführen sind. Diese haben einen Investitionsbedarf von 100 €/(Nm³CO₂) mit Ausgangspunkt 2017. Für das Jahr 2030 und 2050 werden Kosten in der Höhe von 50 €/(Nm³CO₂) erwartet. Die fixen Betriebskosten werden mit 3,5 % (2017), 1,5 % (2030) und 1 % (2050) bezogen auf die Investitionskosten angegeben [31, 35].

Auf Basis des Jahres 2017 werden CO₂-Verdichterkosten in Höhe von 2.465 €/kg angegeben. Für 2030 wird von einer Reduktion im Bereich von 1.233 bis 1.000 €/kg, für 2050 1.000 bis 750 €/kg ausgegangen. Die Betriebskosten belaufen sich jährlich auf 3,5 % bezogen auf CapEx [31]. Tremel geht auf Basis von 2018 für die Jahre 2025 bis 2030 von H₂-

Verdichterkosten in der Höhe von 820 €/kW_{el} aus [11]. Generell sind die Kosten für die Verdichtung von Wasserstoff stark von Druckverhältnis und Volumenstrom abhängig. In der Literatur sind Kosten von 144 €/kW_{el} bis 18.500 €/kW_{el} zu finden [35].

Die in diesem Kapitel recherchierten Kosten dienen als Grundlage für die ökonomische Betrachtung dieser Studien in Abschnitt 5.4.

3.1.4 Wirkungsgrade der Prozesskette PtG

Für die Berechnung des Wirkungsgrades der gesamten PtG-Kette werden folgende Annahmen getroffen:

- Neuester Stand der Elektrolysetechnologie (PEM bzw. AEL) produziert mit einem Ausgangsdruck von 30 bar und einem Wirkungsgrad von 75 % [18].
- Katalytische Methanisierung mit einem Umsetzungsgrad von 100 %. Das bedeutet der gesamte, in die Anlage eintretende Wasserstoff wird in Methan umgewandelt. Ein Wirkungsgrad von 79 % wird angenommen und der Betriebsdruck wird mit 20 bar festgelegt [36].
- Einspeisung des Produktgases erfolgt in der Niederdruckebenen ($p < 6$ bar).

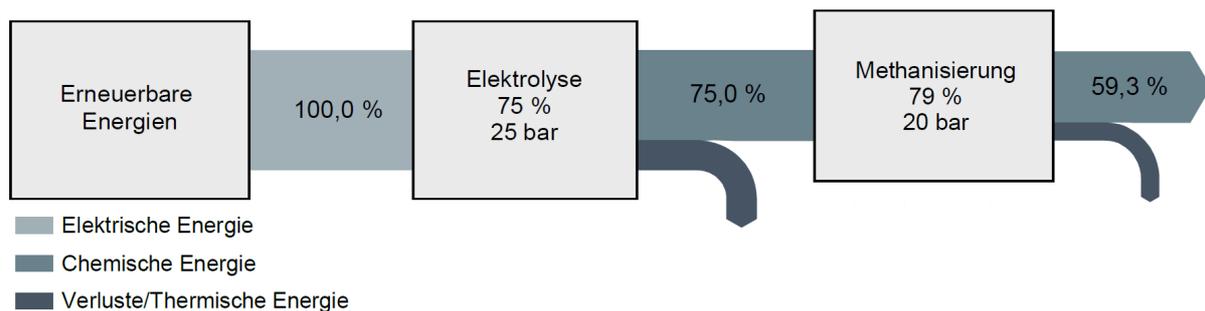


Abbildung 8: PtG-Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Prozesskette [18, 36]

Der unter den getroffenen Annahmen errechnete Power-to-H₂ (PtH₂) Wirkungsgrad beträgt 75 %, der Power-to-Methan Wirkungsgrad 59 % (vgl. Abbildung 8).

Liegt das für die Methanisierung erforderliche Kohlendioxid nicht in komprimierter Form vor, wird ein Wirkungsgrad von 98,5 % für die Verdichtung berücksichtigt. Das Gleiche gilt, wenn der Betriebsdruck der Methanisierung für die Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur oder in einen Speicher zu gering ist. Der Wirkungsgrad für die notwendige Leistungselektronik (Gleichrichter) wird, wenn nicht schon im Wirkungsgrad der Elektrolyse einbezogen, mit 94 % berücksichtigt [37].

Da die Effizienz moderner Leistungselektronik und Verdichtung sehr hoch ist, liegt das größte Potenzial einer Steigerung des Prozessketten-Wirkungsgrades bei der Elektrolyse bzw.

Methanisierung. In erster Linie betrifft das die Elektrolyse, hier haben beide am Markt etablierten Technologien (AEL und PEM) zukünftiges Potenzial (vgl. Abschnitt 3.1.1). Durch die hohen Betriebstemperaturen der katalytischen Methanisierung (vgl. Tabelle 3) hat das Gas beim Austritt aus dem Prozess eine Temperatur von 300 bis 550 °C. Für die Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur muss das Gas gekühlt werden. Die dabei entstehenden Abwärme kann genutzt werden, um Dampf herzustellen und damit einem Clausius-Rankine-Kreisprozess zu betreiben oder industrielle Prozesse zu versorgen [38]. Im Projekt HELMETH wird aus der Abwärme der Methanisierung Dampf erzeugt und einer SOEC Elektrolyse als Wärmequelle zugeführt. Mit einem Prototyp wird bereits ein Wirkungsgrad (Power-to-Methan) von 76 % erreicht, wobei im industriellen Maßstab ein Potenzial von 80 % besteht [37]. In PtH₂ Pilotanlagen werden Wirkungsgrade von bis zu 77 % erreicht [9]. Bei Apparaten mit niedrigen Betriebstemperaturen, wie etwa der biologischen Methanisierung sowie PEM oder AEL, kann Niedertemperatur-Abwärme (< 100 °C) in Fernwärmenetze ausgekoppelt werden, um die Effizienz der Prozesskette zu steigern [38]. Die mögliche Verschaltung der einzelnen Prozesse einer PtG-Anlage zeigt Abbildung 9.

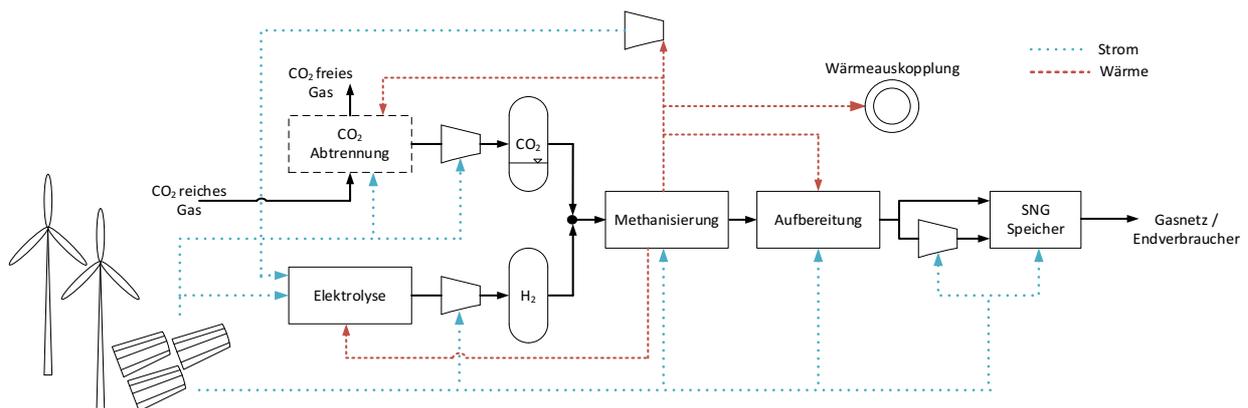


Abbildung 9: Mögliche Verschaltung der Energieströme in einer PtG-Anlage [31]

3.1.5 Biogasproduktion als CO₂-Quelle

Biomethan entsteht durch die anaerobe Zersetzung von Biomasse. Das dabei entstehende Biogas hat einen Methangehalt von 55 bis 65 Vol.-%. Der restliche Anteil besteht zum Großteil aus Kohlendioxid und Spuren von anderen Gasen. Die dafür benötigten Ausgangsstoffe können landwirtschaftlichen Ursprunges sein, wie z. B. Dünger, Pflanzenreste oder Energiepflanzen, aber auch Klärschlamm, Bioabfälle oder Speisereste werden als Biogasrohstoff verwendet. Diese unterschiedlichen Einsatzstoffe differenzieren sich in Biogasertrag und Methangehalt im Produktgas. Die Zersetzung der komplexen organischen Verbindungen erfolgt in vier Abbauschritten: Hydrolyse, Versäuerung, Säurebildung und

Methanbildung [39]. Wobei die Methanbildung in zwei Pfaden erfolgt, welche in Abschnitt 3.1.2 bereits kurz beschrieben wurden.

Der Großteil der 301 Biogasanlagen in Österreich verstromt das gereinigte Biogas vor Ort und speist den produzierten Strom ein [40]. Für die Substitution fossilen Erdgases wird Biomethan auch in das Gasnetz eingespeist. In Österreich speisen derzeit 13 Biogasanlagen Biomethan in das Gasnetz ein [41]. Dadurch erhöhen sich die Einsatzmöglichkeiten des Gases und die energetische Nutzung ist nicht an den Ort der BGA gebunden. Um den Qualitätskriterien der Einspeisevorschriften zu entsprechen, wird das Biogas aufbereitet. Dabei wird vor allem der CO₂-Gehalt reduziert, Begleitstoffe entfernt sowie die Methankonzentration erhöht. Der Unterschied zwischen Aufbereitung und Reinigung besteht in der Verringerung des CO₂-Anteils. Für die energetische Nutzung in speziell dafür entwickelten Gasmotoren wird der CO₂-Anteil nicht entfernt. Zur Vermeidung von Korrosion und mechanischem Verschleiß ist dafür eine Reinigung in Form einer Gastrocknung und Entschwefelung notwendig [41, 42]. Für die CO₂-Abtrennung werden, in Abhängigkeit der örtlichen Gegebenheiten, folgende Verfahren eingesetzt: Druckwasserwäsche (DWW), Druckwechseladsorption (PSA), Aminwäsche (AW), organisch physikalische Wäsche (PW) und Membranverfahren (MB) [43]. Das abgetrennte CO₂ wird in die Atmosphäre entlassen oder kann in PtG-Anlagen zur Methanisierung verwendet werden. Im Rahmen des Forschungsprojektes WOMBAT wird in Deutschland genau dieser Ansatz verfolgt [44]. Durch die regenerative Herkunft und die hohe Konzentration an Kohlendioxid (vgl. Tabelle 4), stellt das eine attraktive CO₂-Quelle für PtG-Konzepte dar.

In Deutschland wird das CO₂-Potenzial aus Biogasanlagen mit einem Konzentrationsbereich von 30 bis 100 Vol.-% mit 7 Mrd. Nm³/a angegeben. Das ergibt ein Potenzial an synthetisch erzeugtem Methan von 70 TWh/a [36]. Für 2030 wird in Österreich ein theoretisches Biomethanpotenzial basierend auf Reststoffen von 1,6 Mrd. Nm³/a erwartet. Bei einem durchschnittlichen CO₂-Gehalt von 45 % ergibt das ein Potenzial von 1,1 Mrd. Nm³ CO₂/a [23]. Werden all diese CO₂-Quellen für die Methanisierung zugänglich gemacht, können zusätzlich 11 TWh/a synthetisches Methan hergestellt werden. Auf Basis von 2019 entspricht das in etwa 11 % des Verbrauches an Erdgas in Österreich [45]. Stand 2017 speisen Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 3.000 Nm³/h in das österreichische Erdgasnetz ein, unter Annahme von 8.000 Volllaststunden ergibt das ein Potenzial von 16 Mio. Nm³ CO₂ [46]. Damit könnten bereits heute rund 160 GWh synthetisches Methan hergestellt werden. Für die Berechnung des Potenzials an synthetischem Methan wurde der Energieinhalt eines Kubikmeters Methans mit 10 kWh angenommen.

Die nachfolgende Tabelle 4 fasst die wichtigsten CO₂-Quellen für PtG-Prozesse zusammen und bezieht sich dabei neben der verwendeten Technologie auch auf den Energiebedarf der Abtrennung und die Volumenkonzentration.

Tabelle 4: Vergleich der wichtigsten CO₂-Quellen für PtG-Prozesse [47]

CO ₂ -Quelle	CO ₂ -Konzentration	Technologie	Strombedarf	Wärmebedarf
	Vol.-%		GJ/(t CO _{2,prod})	
Luft (Absorption)	0,04	CL	1,3	4,2
Luft (Adsorption)	0,04	TSA ⁸ /PSA	2,5	7,9
Biogas	20-45	AW, DWW, PSA, MB, PW	1,0 (DWW, PSA) 0,4 (PW)	2,6
Bio-Ethanol-Herstellung	99	---	0,4	0,01
Erdgas GuD-Kraftwerk	3-4	CW ⁹	1,6	---
Raffinerie	3-13	CW	0,91	3,16
Kohlekraftwerk	12-15	CW	1,22	---
Integrierte Zellstoff- und Papierfabrik	7-20	PW	0,04	---
Zellstofffabrik	7-20	PW	1,03	---
Eisen- und Stahlherstellung	17-35	CW, PW	0,35 – 0,5 (CW) 0,77 (PW)	2,5-4,4 (CW)
Zementfabrik	14-33	CW, CL	0,65 (CL) 0,49 (CW)	---
IGCC Kraftwerk	40	PW, PSA, TSA, KY ¹⁰	0,4	---
Ammoniakherstellung	100	---	0,4	0,01
Ethylenoxidherstellung	100	---	0,4	0,01
Erdgaskonditionierung	100	---	0,4	0,01

3.1.6 Betriebsstrategien

Um PtG-Systeme in ein zukünftiges Energiesystem zu integrieren, ist eine wirtschaftliche Betriebsweise dieser Anlagen essenziell. Daher wird in der Forschung ein Fokus auf jene

⁸ Temperaturwechseladsorption

⁹ Chemische Wäsche

¹⁰ Kryogentrennverfahren

Parameter gelegt, die den größten Einfluss auf die Kosten und Erlöse haben. Dabei wird die Betriebsweise starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer PtG-Anlage haben. Gorre et al. geben in einer Studie aus dem Jahr 2019 einen Überblick über die wirtschaftlichen Effekte von unterschiedlichen Betriebsstrategien. Vier unterschiedliche Ansätze und die ökonomischen Vorteile dieser werden dabei untersucht [31]. Die Ergebnisse dieser Studie sind in den folgenden Unterpunkten zusammengefasst.

Kontinuierlicher Betrieb

Hier wird die PtG-Anlage kontinuierlich betrieben. Im Idealfall werden 8.760 Volllaststunden erreicht. Für die Berechnung wird angenommen, dass keine Wartung an der Anlage notwendig ist. Der dafür benötigte Strom wird aus dem Netz zu fixen Netzpreisen bezogen und das konstant erzeugte Methan zu einem fixen Preis verkauft. Durch den kontinuierlichen Betrieb der Anlage sind keine Speicherkapazitäten notwendig. In diesem Fall hat der Strompreis sehr großen Einfluss auf eine wirtschaftliche Betriebsweise der Anlage. Werden für das Jahr 2030 SNG Preise in der Höhe von 75 €/MWh_{SNG} angenommen, wird mit einem Strompreis < 24 €/MWh_{el} profitabel produziert. Bei höheren Strompreisen ist ein profitabler Betrieb nicht möglich. Steigt der Preis für SNG bis 2050 auf 125 €/MWh_{SNG}, ist ein wirtschaftlicher Betrieb mit einem Strompreis von weniger als 70 €/MWh_{el} möglich [31].

Flexibler, vorhersehbarer Betrieb

Für diese Betriebsstrategie wird von einer PtG Anlagengröße mit einer Leistung von 10 MW_{el} ausgegangen und angenommen, dass die Betriebsstunden gleichmäßig über das ganze Jahr verteilt sind. Wenn die Elektrolyse nicht in Betrieb ist, wird diese in den Standby Modus versetzt, sodass ein Anfahren jederzeit möglich ist. Um die unterschiedliche Lastflexibilität des Methanisierungsprozesses und der Elektrolyse auszugleichen, werden zwei unterschiedliche Ansätze diskutiert [31].

Mit Strategie 1 wird ein Ansatz verfolgt, bei dem der Speicher zum Ausgleich der unterschiedlichen Prozessflexibilität möglichst klein ausgelegt wird. Die Methanisierung ist an die Leistung der Elektrolyse angepasst und erreicht die gleiche Anzahl an Volllaststunden. Wird von 1.000 Volllaststunden und einem Strompreis von 25 €/MWh_{el} ausgegangen, werden Methan-Produktionskosten in der Höhe von 313,2 €/MWh_{SNG} erzielt. Werden die Volllaststunden verdoppelt, verringern sich die Kosten um 42,4 % auf 180,55 €/MWh_{SNG}. Bei 6.000 Volllaststunden werden Produktionskosten in Höhe von 92,12 €/MWh_{SNG} erreicht [31]. Das zeigt, dass die Volllaststunden der PtG-Anlage einen großen Einfluss auf die wirtschaftliche SNG Produktion haben.

Für Strategie 2 wird ein großer Wasserstoffspeicher gewählt, um die fluktuierende Erzeugung der Elektrolyse zu puffern. Die Methanisierung wird in Abhängigkeit des Speicherdrucks in einem Leistungsbereich von 40 bis 100 % betrieben. Dabei soll Methan möglichst konstant über das ganze Jahr hinweg produziert werden. Die Leistung der Methanisierung und der Speicher werden so ausgelegt, dass 8.500 Volllaststunden im Jahr erreicht werden. Wird von 1.000 Volllaststunden für die Elektrolyse ausgegangen, ergeben sich bei einem Strompreis von 25 €/MWh_{el} Biogasgestehungskosten von 226,27 €/MWh_{SNG}. Bei 2.000 Volllaststunden ergeben sich 137,36 €/MWh_{SNG} und bei 6.000 h 85,12 €/MWh_{SNG} [31].

Trotz des großen Speicherbedarfs bei Strategie 2 ist ein Kostenvorteil gegenüber Strategie 1 zu beobachten. Dieser ist durch die konstante Betriebsweise der Methanisierung mit kleiner Leistung zu erklären. Die Gestehungskosten des synthetisch produzierten Methans hängen stark von den Volllaststunden der Elektrolyse sowie der Methanisierung ab. Die Kosten wurden auf Basis des Jahres 2030 angegeben [31].

Flexibler, unvorhersehbarer Betrieb

Wird die PtG-Anlage ausschließlich mit fluktuierender, schwer prognostizierbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Anlagen betrieben, wird der Wasserstoffspeicher größer ausgelegt. Damit wird eine hohe Anzahl an Lastwechsel für die Methanisierung vermieden. Für diese Betriebsstrategie wird der H₂-Speicher und die Methanisierung so dimensioniert, dass die Elektrolyse auch in Zeiten hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Erzeugung in den Speicher einspeisen kann und somit nicht abgeregelt werden muss. Die folgenden Ergebnisse wurden in Bezug auf eine Elektrolyse mit einer Leistung von 10 MW_{el} berechnet. Des Weiteren wird ein Strompreis von 0 €/MWh_{el} angenommen. Wird die PtG-Anlage an eine PV-Anlage gekoppelt, ergeben sich 1.012 Volllaststunden für die Elektrolyse und 3.028 h für die Methanisierung. Damit ergeben sich für 2030 SNG Erzeugungskosten von 198,61 €/MWh_{SNG}. Im Fall einer Kopplung mit Strom aus Windkraftanlagen werden 1.592 h Volllaststunden für die Elektrolyse erreicht und 1.625 h für die Methanisierung. Wobei hier die Methanisierung mit höherer Leistung betrieben wird als bei PV-Bezug. Hier ergeben sich Kosten auf Basis von 2030 mit 167,69 €/MWh_{SNG} [31].

Saisonaler Betrieb

Für diese Betriebsstrategie wird übers Jahr überschüssiger Strom bezogen (Preis von 0 €/MWh_{el} angenommen) sowie am Regelenergiemarkt teilgenommen. Die Regelenergie wird benötigt, um unvorhergesehene Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Gründe dafür sind z. B. unvorhersehbare Einspeise- und Verbrauchsänderungen,

fluktuierende Erzeugung oder Kraftwerksausfälle. Dabei werden drei Arten unterschieden: [11]

- Primärreserve – symmetrisch für kurzfristige Laständerungen; Angebotsleistung muss innerhalb von 30 Sekunden verfügbar sein
- Sekundärreserve – entweder negative oder positive Laständerung, muss innerhalb von 5 Minuten verfügbar sein
- Tertiärreserve – entweder negative oder positive Laständerung, muss innerhalb von 15 Minuten verfügbar sein

Aus technischer Sicht ist speziell die PEM Technologie in der Lage Sekundär- und Tertiärreserve bereitzustellen und am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Durch die Teilnahme an diesen Märkten wird eine zusätzliche Einnahmequelle generiert.

Für diese Strategie wird die Elektrolyse als Sekundärreserve betrieben. Die Sekundärregelung (SRL) wird zur Einhaltung der Netzfrequenz eingesetzt. Diese löst die Primärregelung nach maximal 5 Minuten ab und wird vom Übertragungsnetzbetreiber angefordert, wenn die Frequenz des Stromnetzes ein definiertes Toleranzfeld verlässt [48].

Für die Ergebnisse wird von einer 10 MW_{el} PtG-Anlage, die in der Schweiz am Regelenergiemarkt teilnimmt, ausgegangen. Die Methanisierung wird für den Fall, dass keine Regelleistung abgerufen wird, ausgelegt. Durch Regelenergie bedingte Änderungen im Erzeugungsprofil werden durch einen Wasserstoffspeicher kompensiert. Die Leistung der Methanisierung wird in Abhängigkeit des Drucks im Wasserstoffspeicher geregelt. Dadurch werden für die Methanisierung und Elektrolyse sehr hohe Betriebs- und Volllaststunden erreicht. Auf Basis des Jahres 2030 werden für diese Betriebsstrategie Methangestehungskosten von 51,83 €/MW_{SNG} berechnet [31].

In Abhängigkeit davon, in welcher Form von Kontrakten das produzierte Gas und der benötigte Strom bezogen bzw. verkauft werden, sind in Tabelle 5 Strategien für die Teilnahme an den jeweiligen Märkten zusammengefasst.

Tabelle 5: Zusammenfassung von zukünftigen Strategien in Abhängigkeit der Teilnahme am Gas- oder Strommarkt [31]

		Gasmarkt	
		Kurzfristiger Handel	Langfristiger Handel
Strommarkt	Saisonaler Betrieb	<p>Saisonale Flexibilität Strom wird abhängig von Überschüssen aus erneuerbaren und der Bereitstellung von SRL bezogen, Gas wird abhängig vom Preis verkauft, große Speicher für CH₄ und H₂ notwendig</p>	<p>Saisonale Elektrolyse Gas wird kontinuierlich verkauft, Strom wird abhängig von Überschüssen aus erneuerbaren und der Bereitstellung von SRL bezogen, H₂-Speicher notwendig</p>
	Kopplung an fluktuierende	<p>flexible Kopplung Strom wird abhängig von erneuerbarer Erzeugung gekauft und Gas abhängig vom Preis verkauft, große Speicher für CH₄ und H₂ notwendig</p>	<p>flexible Elektrolyse Gas wird kontinuierlich verkauft, Strom wird abhängig von erneuerbarer Erzeugung gekauft, H₂-Speicher notwendig</p>
	Kurzfristige Marktteilnahme	<p>Komplett flexibel Strom und Gas werden abhängig vom Preis gekauft/verkauft, große Speicher für H₂ und CH₄ notwendig</p>	<p>flexibel auf Stromseite Gas wird kontinuierlich verkauft, Strom wird abhängig vom Preis bezogen, H₂-Speicher notwendig</p>
	Langfristige Lieferverträge	<p>flexibel auf Gasseite Elektrolyse arbeitet kontinuierlich, Gas wird abhängig vom Preis verkauft, CH₄-Speicher notwendig</p>	<p>Kontinuierlicher Betrieb Preise beider Energieträger fix, kein Speicher notwendig</p>

3.2 Matpower

Matpower ist ein auf MATLAB® basiertes Programm, das zur Berechnung und Simulation von Lastflüssen im elektrischen Netz verwendet wird. Dieses Tool wird weltweit angewendet um Wechsel- (AC) bzw. Gleichstrom- (DC) Lastflussrechnungen (LFR) sowie optimierte Lastflussrechnungen (optimal power flow) durchzuführen [49]. Mit Hilfe von LFR werden auf Basis von vorgegebenen Last- und Verbrauchsprofilen Wirk- und Blindleistungsflüsse im elektrischen Netz ermittelt. Bei der optimierten oder optimalen LFR ändert das Programm während der Berechnung automatisch Parameter, um die Betriebsbedingungen für ein Optimierungsziel zu optimieren. Dabei werden z. B.: Netzverluste, Verlustleistung von Transformatoren, Erzeugungskosten oder Erregerverluste von Generatoren minimiert. Die Optimierung wird unter bestimmten Rahmenbedingungen, wie z. B. Spannungsgrenze an Knoten, durchgeführt [6].

Daten für die Definition einer Aufgabenstellung werden in Matpower mit Hilfe von drei bzw. vier Matrizen und einem Zahlenwert in das Programm geladen. In diesen werden die Eigenschaften der Netzinfrastruktur festgelegt: [50]

- **Branch Data** – zur Beschreibung von Knoten
- **Generator Data** – zur Beschreibung von Kraftwerken, Generatoren und Flexibilitäten
- **Bus Data** – zur Beschreibung des Netzes
- **Generator Cost Data** – zur individuellen Beschreibung der Kosten von Kraftwerken, Generatoren und Flexibilitäten
- **BaseMVA** – Bezugswert der Scheinleistung für das Per-Unit-System

Für die Simulation in Matpower wird das untersuchte Netz in ein Knoten-Kanten-Modell aufgebaut.

Knoten sind abhängig von der Spannungsebene unterschiedliche Netzverknüpfungspunkte. In der Hoch- und Höchstspannungsebene sind das z. B. Umspannwerke oder große Kraftwerke, die in das Netz einspeisen. In der Niederspannungsebene sind das Ortsnetztransformatoren oder Hausanschlüsse. In Matpower werden die Netzknoten mit zwölf Eingabeparametern definiert.

Generatoren bzw. Kraftwerke werden als Erzeuger in einem bestimmten Knoten über ihre Wirkleistungs- und Blindleistungserzeugung definiert. Für die Modellierung in Matpower sind bis zu 26 Eingabeparameter notwendig.

Die Kanten (Bus Data) stellen die Verbindungen zwischen den Knoten dar. Diese beschreiben also die Freileitungen und Kabel der zu simulierenden Netzstruktur, welche durch

Widerstände und Leitwerte in Per-Unit-Einheiten definiert werden. Außerdem werden Belastungsgrenzen festgelegt, welche die maximale Übertragungsleistung für unterschiedliche Zeitperioden definieren.

Die Generatorkosten werden durch ein Polynom höherer Ordnung oder durch eine lineare Funktion definiert.

Eine genaue Auflistung und Erklärung der Eingabeparameter ist dem Anhang 10.1 zu entnehmen.

4 IMPLEMENTIERUNGEN IN HYFLOW

In diesem Kapitel wird ein Überblick über das hybride Simulationstool HyFlow gegeben. In weiterer Folge wird die Implementierung von Matpower und die sich dadurch ergebenden Weiterentwicklungen des Programms beschrieben.

4.1 Bestandsaufnahme HyFlow und Aufgaben

HyFlow ist ein hybrides Lastflussberechnungstool, das an der Montanuniversität Leoben entwickelt wurde. Damit werden Energiesysteme der Energieträger Strom, Wärme und Gas modelliert. Die Funktionen von HyFlow ermöglichen nicht nur die Abbildung der Netzinfrastruktur, Erzeuger und Verbraucher, sondern auch die Einbindung von Energiespeichern und Technologien zur Sektorkopplung. Um von der Größenordnung des Energiesystems unabhängig zu sein, wird ein zellulärer Ansatz angewendet. Dafür werden Erzeuger, Verbraucher und Speicher in Knoten zusammengefasst (vgl. Abbildung 10). Für die Berechnung der Lastflüsse wird im Stromnetz die DC-LFR nach Newton-Raphson angewendet, das Gas- und Wärmenetz wird mit einem modifizierten Potentialknotenverfahren berechnet [51].

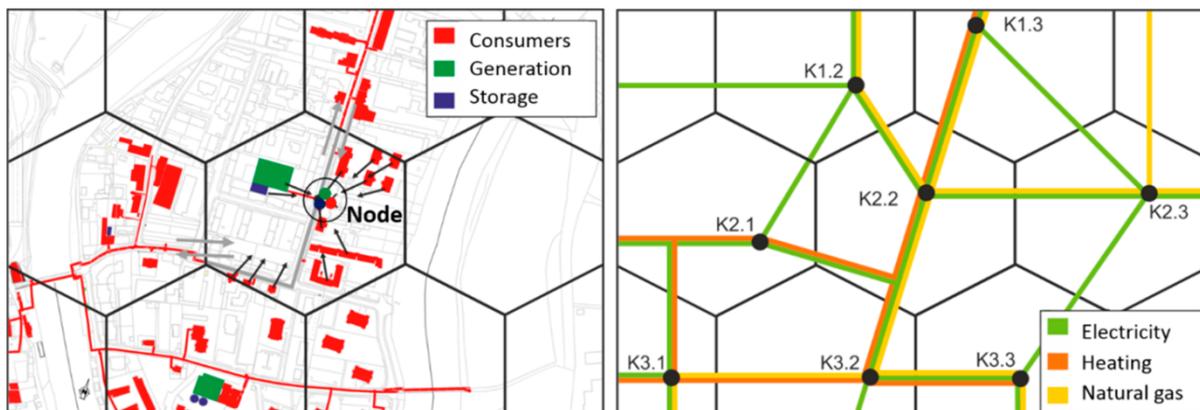


Abbildung 10: Zusammenfassung unterschiedlicher Akteure des Energiesystems mit Hilfe des zellulären Ansatzes [51]

Im Zuge dieser Arbeit wird das Simulationstool HyFlow weiterentwickelt. Die Hauptaufgabe besteht darin, die Lastflussrechnung im Stromsektor zu verbessern, damit nicht nur Gleichstrom sondern auch Wechselstrom Lastflussrechnungen durchgeführt werden können. Dafür wird das in Abschnitt 3.2 beschriebene Tool Matpower implementiert. Des Weiteren werden zusätzliche RL Objekte erstellt und in die Berechnung mit Matpower eingebunden.

Die Bezeichnung RL Objekt wird als Überbegriff für Objekte verwendet, welche sich in einer Zelle befinden. Für jedes implementierte Objekt wird in MATLAB® eine Klasse programmiert,

wobei das RL Objekt (RL) als Oberklasse definiert wird. Dadurch ergibt sich in der Programmierung mit MATLAB® ein hierarchischer Aufbau. Die RL Objekte werden in die folgenden fünf Untergruppen geteilt:

- **Residuallast** – stellt die Lastgänge in einer Zelle für alle Energieträger (Strom, Gas und Wärme) dar.
- **Hybridelement (HE)** – stellt ein Sektorkopplungselement dar (z. B. PtG).
- **Speicher (SP)** – werden nach Energieträger (Strom, Gas, Wärme) unterschieden.
- **Demand Side Management (DSM)** – stellt ein eAuto oder einen DSM Prozess (z. B. Steuerung der Stromnachfrage eines industriellen Prozesses) dar.
- **Power Station (PS)** – stellt Erzeugungsanlagen dar, welche nicht mit Hybridelementen abgebildet werden können.

Diese Struktur wird gewählt, um in MATLAB® die Vorteile der Vererbung nutzen zu können. Mit der RL Klasse erfolgt die Definition einer breiten Überkategorie. Die Unterklassen Residuallast, HE, SP, DSM und PS stellen eine spezifische Einteilung dar, welche die Eigenschaften und Methoden der RL Klasse übernehmen.

Weiters werden Betriebsstrategien für Hybridelemente und Speicher programmiert. Auf die einzelnen RL Objekte und ihre Eigenschaften wird in Abschnitt 4.3 näher eingegangen.

4.2 Integration von Matpower

Durch die Integration von Matpower wird die Lastflussrechnung für den Sektor Strom in folgenden Punkten weiterentwickelt:

Optimal power flow

Matpower ermöglicht optimierte Lastflussrechnungen (OPF) sowohl für AC- als auch für DC-Anwendungen. Die Optimierung wird in Matpower durch die Vorgabe einer zu minimierenden Kostenfunktion erreicht. Diese Funktion beschreibt die Erzeugungskosten von Wirk- und Blindleistung. Für die Optimierung werden Grenzen definiert. Das Limit für den maximalen Lastfluss zwischen den Knoten wird über die Kanten Matrix mit dem Parameter *Rate_A* (Zeile 6) angegeben (vgl. Anhang 10.1). *Rate_A* steht für die maximale langfristige Übertragungsleistung der Leitung. Mit diesem Parameter kann theoretisch eine (n-1) Sicherheit berücksichtigt werden. Durch die Begrenzung der Nennlast (z. B. $RATE_A = 0,5 * S_{MAX}$) bestimmter, für die Netzsicherheit wichtiger, Übertragungsleitungen, wird eine (n-1) Sicherheit simuliert. Mit *Rate_B* wird die kurzfristige maximale Übertragungsleistung und mit *Rate_C* jene für Notfälle festgelegt [50]. Das Programm Matpower gibt keine Zeiteinheiten für die Abstufungen an. Da die

Überlastbarkeitsdauer einer Freileitung unter Standardbedingungen aufgrund der thermischen Zeitkonstante nur bei wenigen Minuten liegt, ist die Definition von $Rate_C$ und $Rate_C$ vom in HyFlow gewählten Zeitintervall abhängig [52]. Die in der Energiebranche oft verwendeten 15 min Intervalle sind für die Berücksichtigung der beiden Parameter zu lange. Für die Knoten muss jeweils ein Referenzwinkel VA (Zeile 9) angegeben werden. Die Spannungslimits $VMAX$ (Zeile 12) und $VMIN$ (Zeile 13) sind pro Knoten in p.u. Einheiten anzugeben. Die Generatoren werden in der Generatormatrix mit maximaler und minimaler Wirk- (Zeilen 9 – 10) bzw. Blindleistungseinspeisung (Zeilen 4-5) definiert [50].

Nodal Pricing

Beim Knotenpreisverfahren stellt jeder Knoten ein eigenes Marktgebiet dar, wobei der Knotenpreis die Lastdeckung an den Knoten beschreibt [53]. Mit Matpower kann für jeden Generator im Netzgebiet eine Kostenfunktion erstellt werden. Diese ist entweder in linearer oder quadratischer Form anzugeben (vgl. Anhang 10.1). Über die Kostenfunktionen werden Preise für die erzeugte Energie berechnet. Werden verschiedenen Erzeugern unterschiedliche Kosten zugeordnet, ergibt das unterschiedliche Erzeugungskosten, welche in ungleichen Knotenpreisen resultieren. Treten Netzengpässe auf, werden diese ebenfalls im Preis berücksichtigt [50].

Preisabhängige Verbraucher

Mit Matpower werden preisabhängige Lasten als Generatoren mit negativer Wirkleistung und einer entsprechend negativen Kostenfunktion modelliert. Dafür wird der Parameter $PMAX$ (Zeile 9) auf null gesetzt und $PMIN$ (Zeile 10) entspricht der maximalen Last (vgl. Anhang 10.1). In Abbildung 11 ist der Zusammenhang zwischen Leistung und Preis sowie die charakteristische Kostenfunktion einer preisabhängigen Last dargestellt. Für Preise über λ_1 wird keine Energie aus dem Netz bezogen. Liegt der Preis zwischen λ_1 und λ_2 wird die Last mit der Leistung p_1 , liegt der er unter λ_2 mit $p_1 + p_2$ betrieben. Das Blindleistungsverhalten der Last hängt vom Leistungsfaktor ab. Abhängig davon, ob Blindleistung in das Netz abgegeben oder aufgenommen wird, sind die Limits folgendermaßen zu definieren: [50]

- Last gibt Blindleistung ab: $QMAX$ muss positiv sein, $QMIN = 0$ und dabei gilt:

$$QG = PG \times \frac{QMAX}{PMIN} \quad (4-1)$$

- Last nimmt Blindleistung auf: QMIN muss negativ sein, QMAX = 0 und dabei gilt:

$$QG = PG \times \frac{QMIN}{PMIN} \tag{4-2}$$

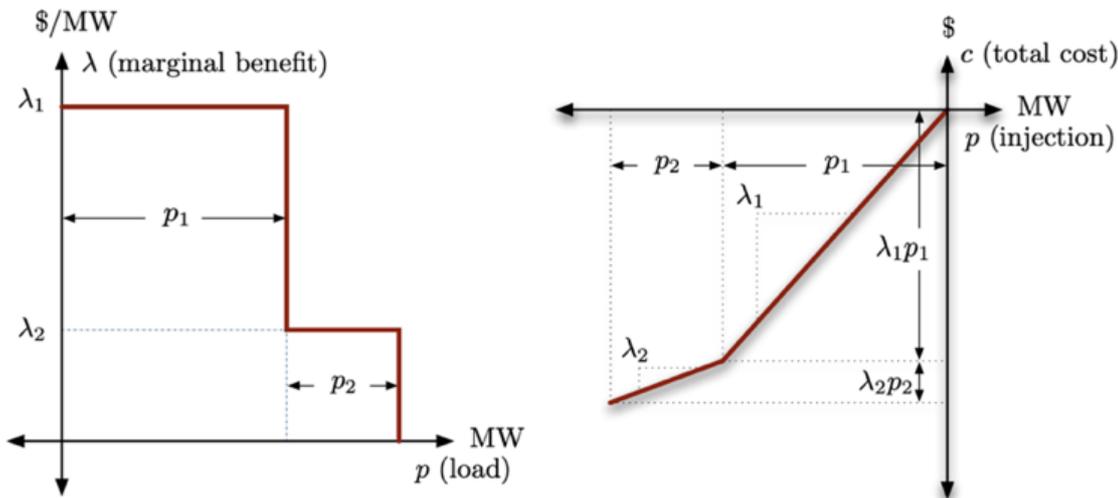


Abbildung 11: Links: Erzeugungleistung in Abhängigkeit des Preises, Rechts: Kostenfunktion des Generators [50]

Lastkennlinie des Generators

Wie bereits erwähnt, werden bei der optimierten Lastflussrechnung die Grenzwerte für maximale bzw. minimale Wirk- und Blindleistungserzeugung der Generatoren mit den Limits für QMAX/QMIN und PMAX/PMIN festgelegt. Für die Lastkennlinie des Generators ergibt das einen großen rechteckigen Betriebsbereich, der einem realen Generatorverhalten nicht entspricht (vgl. Abbildung 12, von $p_{min/max}$ und $q_{min/max}$ eingeschlossene rechteckige Fläche, deren Eckpunkte durch blaue Kreise markiert sind). Ein Generator ist durch seine maximale Scheinleistung, die er abgeben darf, definiert. Diese ist in Abbildung 12 durch die rote Linie dargestellt. Die maximale Leistung wird durch die Stabilitätsgrenze im untererregten Betrieb und der maximal zulässigen Erwärmung der Rotorwicklung im übererregten Betrieb begrenzt [54]. Um die Kennlinie genauer abzubilden, wird die PQ-Kennlinie mit weiteren Parametern konkretisiert. Dafür werden die Parameter von Zeile 11 bis 16 in der Generatormatrix definiert (vgl. Anhang 10.1). Damit wird die Erzeugung oder der Bezug von Blindleistung ab einem gewissen Punkt linear mit steigender Wirkleistung eingeschränkt (vgl. Abbildung 12). Das Betriebsverhalten des modellierten Generators wird somit an das eines realen angenähert [50].

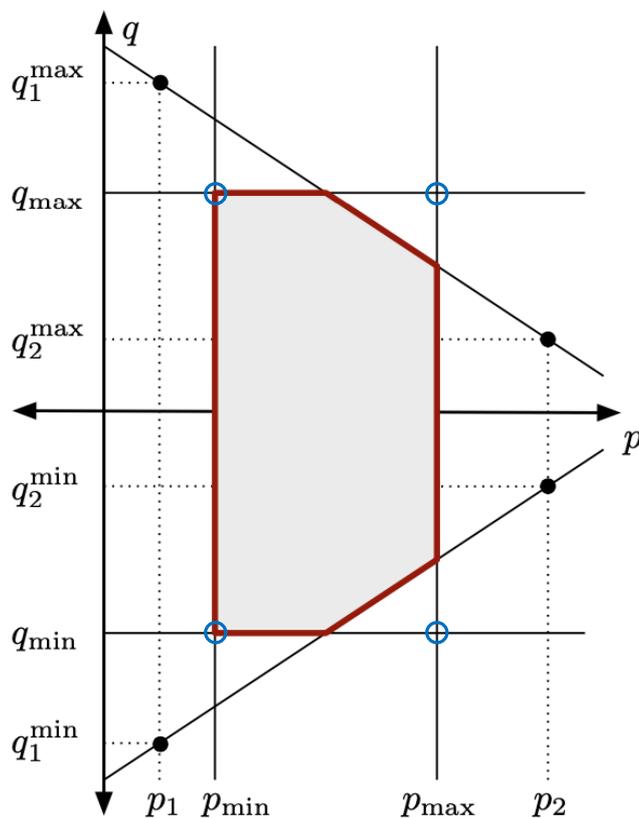


Abbildung 12: Modifizierte PQ-Kennlinie eines Generators [50]

Vorbereitung der Eingabedaten

Die Eingabe der Daten für die Matpower Berechnung erfolgt über eine Excel® Arbeitsmappe, welche mit Tabellenblättern, nach den Bezeichnungen der Input Matrizen benannt, angelegt ist.

Für die Eingabe der Leiter- oder Erdseildaten (Kantendaten) werden die technischen Kennwerte von üblichen spezifischen Einheiten, wie z. B. Ω / km in p. u. Einheiten umgerechnet. Das betrifft den ohmeschen Widerstand BR_R , Blindwiderstand BR_X und Blindleitwert BR_B der Erd- bzw. Leiterseile (vgl. Tabelle 30). Für die Umrechnung wird die festgelegte Bezugsspannung U_B und die Basis der Scheinleistung S_B herangezogen. Daraus wird mit Formel (4-) der Bezugswert der Impedanz Z_B berechnet. Über den Bezugswert der Impedanz werden die Widerstände und der Leitwert in das p. u. System umgerechnet: [6]

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{spez.} * l_{km}}{Z_B} \quad (4-3)$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} \quad (4-4)$$

4.3 RL Objekte

RL Objekte werden über die zwei Variablen *nodeID* und *type* definiert. Die *nodeID* gibt an, in welchem Knoten sich ein Objekt befindet und *type* definiert den Typ des Objektes. Die Untergruppen der RL Objekte wurden in Abschnitt 4.1 bereits angeführt. Diese werden wiederum nach unterschiedlichen Eigenschaften unterteilt. Insgesamt wird nach elf verschiedenen Typen unterschieden, wobei Residuallast und Power Station, aufgrund von Vorteilen im Programmablauf, dem gleichen Typ entsprechen. In der nachfolgenden Tabelle 6 sind alle RL Objekte angeführt.

Tabelle 6: Zusammenfassung aller RL Objekte in HyFlow

RL Objekt	Beschreibung	Type
Residuallast / Power Station	Lastgang der Zelle / Erzeuger	1
Hybridelement	Power-to-Gas-Heat (PtGH)	2
	Power-to-Heat (PtH)	3
	Heat-to-Power (HtP)	4
	Gas-to-Heat (GtH)	5
	Gas-to-Power-Heat (GtPH)	6
Speicher	Strom	7
	Gas	8
	Wärme	9
Demand Side Management	eAuto	10
	DSM Prozess	11

4.3.1 Residuallast und Power Station

Der Terminus Residuallast wird in der Energietechnik als die in einem elektrischen Netz nachgefragte Last, abzüglich der fluktuierenden Einspeisung aus Windkraft oder Photovoltaik, definiert [55]. In HyFlow stellt das Objekt Residuallast (RL) Lastgänge von Zellen dar, welche über eine CSV-Datei in das Programm importiert werden. Für jeden Knoten besteht die Möglichkeit drei Residuallasten, nämlich für Strom, Gas und Wärme, zu importieren. Wobei die RL für Strom in Wirk- und Blindleistung unterteilt wird. Für den Import wird die Datei *Residuallast_Knoten.csv* befüllt. Die Länge der Lastgänge richtet sich nach dem betrachteten Zeitraum, wobei zu beachten ist, dass die Lastgänge an das Berechnungsintervall (z. B.: 15min-Werte oder Stundenwerte) von HyFlow angepasst sind. Die Importmatrix beginnt in der zweiten Spalte. In der ersten Zeile der CSV-Datei wird die Knotennummer definiert. Unter dieser werden in der Reihenfolge Gas, Wärme, Wirk- und Blindleistung, die Werte für die

Residuallasten eingetragen. Die Anzahl der Zellen dieser Datei definiert im Anschluss die Anzahl der Zeitschritte.

Tabelle 7: Eingabeparameter für die Modellierung einer Power Station

Parameter	Einheit	Beschreibung
<i>type</i>		Type des Elementes
<i>nodeID</i>		Besteht aus zwei Ziffern: Knotennummer und Nummer des Elements im jeweiligen Knoten (<i>nodenum</i>)
<i>ratedPower</i>	W	Nennleistung des Elementes
<i>Bus</i>		Knotennummer
<i>QMAX</i>	MVA _r	Maximale Blindleistungserzeugung des Generators
<i>QMIN</i>	MVA _r	Minimale Blindleistungserzeugung des Generators
<i>PC1</i>	MW	Untere, reale Wirkleistungserzeugung der PQ-Kurve
<i>PC2</i>	MW	Obere, reale Wirkleistungserzeugung der PQ-Kurve
<i>QC1MIN</i>	MVA _r	Minimale Wirkleistungserzeugung im Punkt PC 1
<i>QC1MAX</i>	MVA _r	Maximale Wirkleistungserzeugung im Punkt PC 1
<i>QC2MIN</i>	MVA _r	Minimale Wirkleistungserzeugung im Punkt PC 2
<i>QC2MA</i>	MVA _r	Maximale Wirkleistungserzeugung im Punkt PC 2
<i>MODEL</i>		Kostenmodell: 1 = lineare Kostenfunktion, 2 = Polynom
<i>STARTUP</i>		Kosten für Generatorstart
<i>SHUTDOWN</i>		Kosten für Generatorstopp
<i>NCOST</i>		Anzahl an Datenpunkten, die das Kostenmodell beschreiben. Bei <i>MODEL</i> = 2 zählt C_n und P_n in Summe, bei <i>MODEL</i> = 1 zählt je ein Paar.
<i>COST</i>		Werte zur Beschreibung der Kostenfunktion. <i>MODEL</i> = 1: für jede Stufe muss ein Preis in \$/h und Leistung in MW definiert werden: $P_1, L_1 \rightarrow P_n, L_n$ <i>MODEL</i> = 2: in Abhängigkeit von <i>NCOST</i> können einzelne Koeffizienten eines Polynoms definiert werden, beginnend mit dem Polynom höchster Ordnung. $C_n p^n + \dots + C_1 p + C_0$

Das Objekt Power Station (PS) stellt Elemente dar, die aufgrund der fehlenden Generatorparameter durch eine Residuallast nicht vollständig abgebildet werden können. Das sind Erzeuger, wie etwa Photovoltaik-, Windkraft- oder auch Biogasanlagen. Für den Import werden die maximale Leistung, die Generatordaten und eine Kostenfunktion definiert. Diese Daten werden über das fünfte Tabellenblatt der Datei *HybridundSpeicher.xls* importiert (vgl. Tabelle 7). Über die CSV-Datei *PowerStation_data.csv* werden Zeitreihen für den Betrieb festgelegt und importiert, wobei die Werte der Zeitreihen auf die maximale Leistung der PS

bezogen sind. Die Zeitreihen werden mit dem gleichen Schema wie die RL importiert. Zusätzlich zur Knotennummer wird in der ersten Zeile der CSV-Datei die *nodenum* und der Typ des Objektes definiert. Die *nodenum* dient zur eindeutigen Identifizierung, wenn mehr als ein PS-Element in einem Knoten ist. Diese ist aufsteigend mit der Anzahl an PS im Knoten zu führen.

4.3.2 Hybridelemente

Mit Hybridelementen werden Objekte zur Sektorkopplung modelliert. Diese werden im ersten Blatt der Excel®-Arbeitsmappe *HybridundSpeicher.xls* definiert. Dafür sind die in Tabelle 8 angeführten Parameter notwendig. Für Strom erzeugende oder beziehende Elemente besteht die Möglichkeit einen Generator zu modellieren. Die Generatordaten entsprechen jenen der PS und sind nicht gesondert angeführt (vgl. Tabelle 7). Befindet sich mehr als ein HE in einem Knoten, werden diese mit der *nodenum* aufsteigend nummeriert. Das dient der eindeutigen Identifizierung der Objekte.

Tabelle 8: Eingabeparameter für die Modellierung eines Hybridelementes

Parameter	Einheit	Beschreibung
<i>type</i>		Type des Elementes
<i>nodeID</i>		Besteht aus zwei Ziffern: Knotennummer und Nummer des Elements im jeweiligen Knoten (<i>nodenum</i>)
<i>maxPower</i>	W	Maximale Leistung
<i>minPower</i>	W	Minimale Leistung
<i>etaPower</i> ¹¹		Stromwirkungsgrad
<i>etaHeat</i> ¹¹		Wärmewirkungsgrad
<i>etaGas</i> ¹¹		Gaswirkungsgrad
<i>ramp</i>	%/h	Laständerung
<i>area</i>		Legt den Bereich im Bilanzgebiet fest, in dem das HE aktiv ist
<i>strategy</i>		Auswahl der Betriebsstrategie
<i>RLlink</i>		Verbindet ein HE mit einem Speicher

Betriebsstrategien

Die folgenden Betriebsstrategien wurden für das HE Objekt programmiert. Die ersten beiden Betriebsstrategien sind für alle Elementtypen ausgelegt, alle weiteren nur für das PtGH-Objekt. Wird das PtGH-Objekt mit Strategie 3 betrieben, agiert dieses als Flexibilität. Die Strategien 4 und 5 sind für Anwendungen in Kombination mit einer Methanisierung ausgelegt. Für diese Strategien muss ein verbundener Speicher im selben Knoten vorhanden sein. Die

¹¹ Dimensionslose Größe, der Wirkungsgrad wird zwischen 0 und 1 angegeben

Auswahl der Betriebsstrategie erfolgt mit der Eingabe der entsprechenden Nummer für die Variable *strategy*.

1 – Das Hybridelement wird nur auf Knotenebene betrieben. In Abhängigkeit des Typs reagiert das HE auf ein Überangebot an Wärme, Strom oder Gas. Tritt z. B. im Stromsektor eine negative Residuallast auf, wird das HE betrieben sobald diese die minimale Leistung des HE überschreitet. Die Produkte werden in die entsprechende Infrastruktur eingespeist.

2 – Das Hybridelement wird auf Systemebene oder in einem bestimmten Bereich (*area*) des Netzes betrieben. Tritt auf Systemebenen oder im definierten *area* eine negative Residuallast bzw. ein Überangebot an Wärme oder Gas auf, wird das HE betrieben sobald diese größer als die minimale HE-Leistung ist. Die Produkte werden je nach HE-Typ in die entsprechende Infrastruktur eingespeist.

3 – Mit dieser Strategie wird das HE als Generator modelliert, der als preisabhängiger Verbraucher agiert (vgl. Abschnitt 4.2). Das Programm selbst steuert die Leistung des Hybridelements in Abhängigkeit der Knotenpreise.

4 – Das Hybridelement wird auf Systemebene oder in einem bestimmten Bereich betrieben und ist an einen Speicher gebunden. Das HE agiert dabei als Elektrolyse und der Speicher übernimmt die Funktion des H₂-Pufferspeichers für die Methanisierung. Das HE wird nicht nur betrieben, wenn die negative Residuallast auf Systemebene oder im definierten *area* größer als die minimale HE-Leistung ist, sondern auch, wenn der Speicher leer ist. Übersteigt die Wasserstoffproduktion den Bedarf der Methanisierung, wird der Speicher gefüllt. Ist der Speicher voll, wird das HE nicht betrieben. Ist der Speicher leer, wird das HE genau mit der Leistung betrieben die notwendig ist, um den Bedarf der Methanisierung zu decken. Das trifft auch zu, wenn keine negative Residuallast im Knoten vorhanden ist. Der Speicher muss über die Variable *RLink* mit dem HE verbunden sein. Für die Verbindung der zwei Elemente wird die Variable *RLink* mit der gleichen Ziffer definiert (z. B. $RLink_{HE} = 1$ und $RLink_{SP} = 1$).

5 – Das Hybridelement wird auf Systemebene oder in einem bestimmten *area* betrieben und ist an einen Speicher gebunden. Das HE agiert dabei als Elektrolyse und der Speicher übernimmt die Funktion des Pufferspeichers für die Methanisierung. Mit dieser Strategie wird jedoch nicht H₂, sondern die CO₂-Quelle der Methanisierung gepuffert. Das HE wird nicht nur betrieben, wenn die negative Residuallast auf Systemebene oder im definierten *area* größer ist als die minimale Leistung des HE, sondern auch, wenn der Speicher voll ist. Dann arbeitet die Elektrolyse mit genau der Leistung die notwendig ist, um das anfallende CO₂ zu methanisieren, ohne den Speicher zu überlasten. Besteht ein Ungleichgewicht zwischen

Elektrolyseleistung und anfallendem CO₂ zugunsten der H₂-Produktion, wird der Speicher geleert.

4.3.3 Speicher

Das Speicher Objekt wird als Wärme-, Strom- oder Gasspeicher genutzt. Das zweite Tabellenblatt der Excel®-Datei *HybridundSpeicher.xls* ist für die Modellierung eines Speichers, laut der in Tabelle 9 angeführten Parameter, vorgesehen. Für den Stromspeicher besteht die Möglichkeit einen Generator sowie eine Kostenfunktion zu definieren. Die Generatordaten von SP und PS unterscheiden sich nicht, deshalb sind die dafür notwendigen Eingabeparameter nicht in Tabelle 9 angeführt (vgl. Tabelle 7).

Tabelle 9: Eingabeparameter für die Modellierung eines Speichers

Parameter	Einheit	Beschreibung
<i>type</i>		Type des Elementes
<i>nodeID</i>		Besteht aus zwei Ziffern: Knotennummer und Nummer des Elements im jeweiligen Knoten (<i>nodenum</i>)
<i>storageCapacity</i>	Wh	Speicherkapazität in Wh
<i>inputRate</i>	W	Maximale Einspeicherleistung
<i>outputRate</i>	W	Maximale Ausspeicherleistung
<i>minInputRate</i>	W	Minimale Einspeicherleistung
<i>minOutputRate</i>	W	Maximale Einspeicherleistung
<i>ETAinput</i> ¹²		Einspeicherwirkungsgrad
<i>ETAoutput</i> ¹²		Ausspeicherwirkungsgrad
<i>selfDischarge</i>	%/t	Selbstentladung des Speichers in % pro Zeitschritt
<i>maxDischarge</i>	Wh	Maximale Entladung
<i>initialCapacity</i>	%	Initialer Speicherstand
<i>area</i>		Legt den Bereich im Bilanzgebiet fest, in dem der SP aktiv ist
<i>strategy</i>		Auswahl der Betriebsstrategie
<i>RLlink</i>		Verbindet ein SP mit einem HE

Für das SP-Element besteht die Möglichkeit eine externe Zeitreihe zu laden. Mit dieser wird das Betriebsverhalten modelliert, z. B. durch die Simulation eines Ausspeicherprofils. Über das vierte Tabellenblatt in der Excel®-Arbeitsmappe *HybridundSpeicher.xls* wird die Zeitreihe definiert. Dafür wird in der ersten Zeile der Typ und die *nodeID* des Objektes, dem die Zeitreihe zugeordnet wird, angegeben. In der Spalte zur Definition des Typs wird die Zeitreihe ab der zweiten Reihe eingefügt.

¹² Sind keine Einheiten angegeben, ist der Wirkungsgrad zwischen 0 und 1 festzulegen

Betriebsstrategien

Die nachfolgend beschriebenen Betriebsstrategien sind für das Objekt SP programmiert. Die ersten beiden sind für PtG-Anwendungen in Kombination mit einem HE gedacht. Mit Strategie 3 besteht die Möglichkeit den SP autonom zu betreiben. Alle Strategien sind ausschließlich für die Nutzung als Gasspeicher vorgesehen.

1 – Hier funktioniert der Speicher als Puffer für eine Methanisierung in Kombination mit einem Hybridelement (z. B. HE *strategy* 4). Sind mehrere HE oder SP in einem Knoten, muss der Speicher mit dem HE verbunden werden. Das erfolgt durch die Variable *RLlink*. Diese wird bei beiden Elementen mit dem gleichen Wert definiert. Der auf Wasserstoff bezogene Ausspeicherbedarf wird durch eine externe Zeitreihe simuliert. Beim Ausspeichern wird eine Methanisierung durchgeführt, wobei bei dieser Strategie von einer Biogasanlage als CO₂-Quelle ausgegangen wird. Die Gaszusammensetzung wird mit 40 % CO₂ und 60 % CH₄ angenommen. Der für die Methanisierung bestimmte Volumenstrom wird durch den Ausspeicherbedarf festgelegt. Steht nicht genug H₂ für die Methanisierung zur Verfügung wird der CO₂-Anteil im Biogas bestimmt. Das Produktgas der Methanisierung wird im Knoten als Gasresiduallast gespeichert.

2 – Mit dieser Strategie wird der Speicher ebenfalls als Puffer für eine Methanisierung in Kombination mit einem Hybridelement betrieben. Auch hier wird von Biogas als CO₂-Quelle ausgegangen. Der Unterschied zu Strategie 1 besteht in der Art des Gases, das gespeichert wird. Der Speicher wird als Pufferung für die CO₂-Quelle der Methanisierung verwendet. Die Ladung des Speichers erfolgt durch eine externe Zeitreihe. Damit wird z. B. die Produktion einer BGA simuliert. Der Speicher wird entladen, wenn durch die Elektrolyse Wasserstoff erzeugt wird. Sind mehrere HE oder SP in einem Knoten, muss auch hier der Speicher mit dem jeweiligen HE über *RLlink* verbunden sein. Steht nicht genug H₂ zur Verfügung wird der CO₂-Gehalt im Biogas berechnet. Das Produktgas der Methanisierung wird im Knoten als Gasresiduallast gespeichert.

3 – Bei dieser Strategie wird der Speicher in Kombination mit einem HE oder autonom betrieben. Dabei reagiert der Speicher auf negative Residuallast in jenem Knoten, in dem er sich befindet oder auf die Erzeugung eines HE. Bei negative RL wird der Speicher geladen. Die Ausspeicherung erfolgt laut einer Zeitreihe mit der z. B. ein industrieller Prozess abgebildet werden kann.

4.3.4 DSM

Ein DSM Objekt wird über das dritte Tabellenblatt der Excel®-Arbeitsmappe *HybridundSpeicher.xls* erstellt. Die dafür notwendigen Eingabeparameter sind in Tabelle 10

angeführt. Für das DSM Objekt werden im Zuge dieser Arbeit keine Betriebsstrategien programmiert.

Demand Side Management (DSM) beschreibt in der Praxis die Steuerung der Nachfrage auf der Verbraucherseite. In der Literatur wird DSM als Überbegriff geführt, der abhängig vom zeitlichen Einfluss und den gesetzten Maßnahmen, in folgende vier Unterkategorien eingeteilt wird: Energieeffizienz, Time of Use, Demand Response und Spinning Reserve. Palensky et al. geben einen Überblick über die Thematik [56].

In Zusammenhang mit HyFlow wird DSM zukünftig zum Lastmanagement und der Steuerung der Energienachfrage in Abhängigkeit der Marktsituation genutzt. Damit werden z. B. industrielle Prozesse oder auch Ladevorgänge von Elektroautos als Flexibilitätsoptionen modelliert.

Tabelle 10: Eingabeparameter für die Modellierung eines DSM-Objektes

Parameter	Einheit	Beschreibung
<i>type</i>		Type des Elementes
<i>nodeID</i>		Besteht aus zwei Ziffern: Knotennummer und Nummer des Elements im jeweiligen Knoten (<i>nodenum</i>)
<i>strategy</i>		Auswahl der Betriebsstrategie
<i>carrier</i>		Energieträger (1 = Strom, 2 = Gas, 3 = Wärme)
<i>dsmType</i>		0: Energiebedarf wird erhöht, wenn der Energiepreis unter das Preislimit fällt 1: Energiebedarf wird verringert, wenn der Energiepreis über das Preislimit steigt
<i>pMin</i>	W	Minimale Leistung
<i>pMax</i>	W	Maximale Leistung
<i>tOnMin</i>		Min. Anzahl an Zeitschritten, in denen das DSM betrieben werden muss
<i>tOnMax</i>		Max. Anzahl an Zeitschritten, in denen das DSM betrieben werden kann
<i>tCooldown</i>		Anzahl an Zeitschritten, in denen das DSM nicht verfügbar ist nachdem es aktiv war
<i>priceLimit</i>	€/Wh	Preislimit für den Betrieb

5 BETRACHTUNG DER SZENARIEN

In diesem Kapitel wird die Ausgangssituation der zu bearbeitenden Fallstudie betrachtet und in weiterer Folge die Modellierung in Matpower beschrieben. Anschließend folgen die technische Ausarbeitung und die wirtschaftliche Bewertung der Szenarien.

5.1 Ausgangssituation

Das für diese Arbeit betrachtete Netzgebiet liegt in der Südsteiermark. In Abbildung 13 ist die vorhandene Infrastruktur dargestellt. Aufgrund von Datenschutzbestimmungen werden die Namen, der im Netzgebiet vorhandenen Umspannwerke und Gasleitungen, nicht angegeben. Diese werden anonymisiert bzw. durch Pseudonyme ersetzt. Zur besseren Lesbarkeit werden für die Begriffe keine fortlaufenden Nummern, sondern Bezeichnungen nach geografischer Ausrichtung bzw. Namen von europäischen Flüssen verwendet.

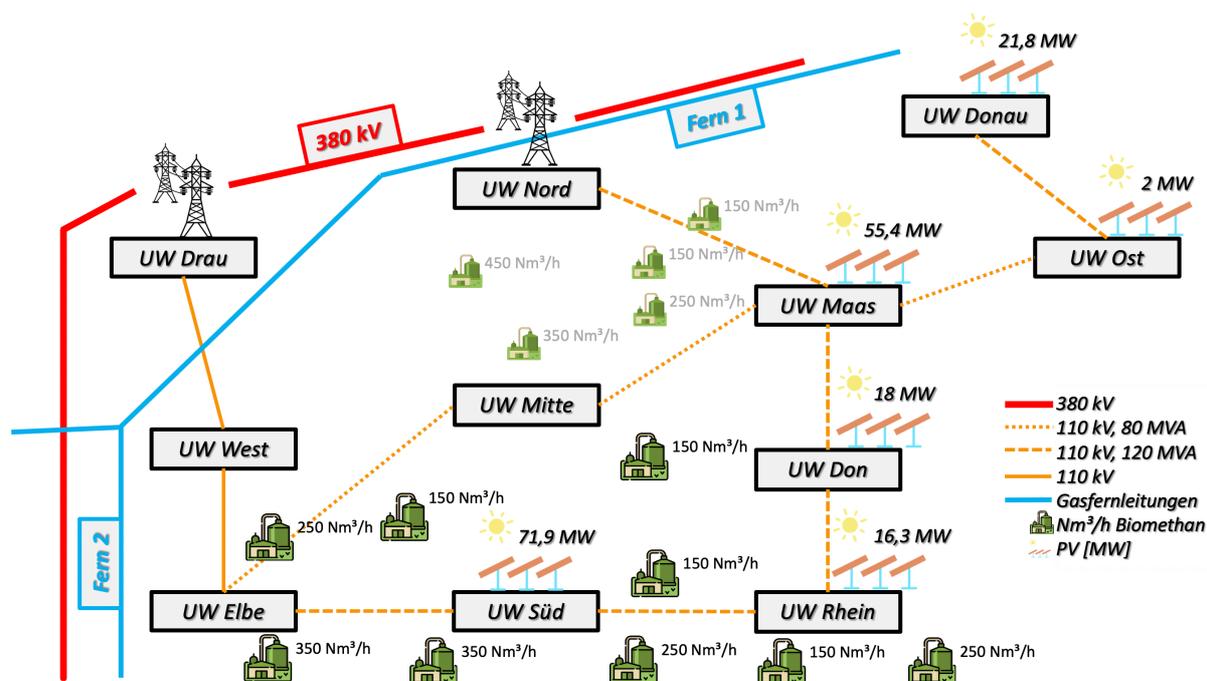


Abbildung 13: Bilanzgebiet mit Umspannwerken (UW), Netzinfrastruktur Gas und Strom sowie Biogasanlagen

Insgesamt befinden sich elf Umspannwerke im betrachteten Netzgebiet. In Abbildung 13 sind zudem alle zugesagten Photovoltaik Leistungen des Netzbetreibers angegeben. Das 110 kV Netz wird von der Energienetze Steiermark GmbH betrieben und ist mit Leiterseilen unterschiedlicher Eigenschaften aufgebaut. Die Verbindung UW Elbe, Maas, Rhein, Elbe ist in einer Ringtopologie angeordnet. Dieser Ring wird an zwei Punkten mit der übergeordneten Netzebene (NE) 1, welche von der Austrian Power Grid AG betrieben wird, verbunden. Das

UW Drau und UW Nord bilden die Verbindung in die 380 kV Ebene, also die Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Wird die NE 1 Verbindung zwischen UW Drau und Nord mitberücksichtigt, ergibt das eine Ringstruktur, die über das UW Mitte vermascht ist. Abbildung 13 zeigt außerdem die im Bilanzgebiet vorhandenen Erdgas Fernleitungen. Die Fernleitung 1 (Fern 1) streift das betrachtete Gebiet im Norden und verläuft weiter in Richtung Westen. Die von der Fern 1 abzweigende Fernleitung 2 (Fern 2) verläuft weiter zur österreichisch-slowenischen Grenze. Die in der Region vorhandenen Biogasanlagen (BGA) sind ebenfalls eingezeichnet und werden nach der Biomethanproduktion in Nm³/h unterschieden. Die farbliche Hervorhebung dient zur Abgrenzung der in den Szenarien 3 und 4 miteinbezogenen Anlagen gegenüber nicht berücksichtigter BGAs.

Dem Netzbetreiber liegen für die UW Süd, Rhein und Maas Anfragen für weitere PV-Projekte in der Höhe von jeweils mehr als 100 MW vor. Im UW Süd würde das insgesamt zu einer installierten Leistung von 181,9 MW, im UW Rhein 191,3 MW und im UW Maas 184,4 MW führen. Im UW Donau entsprechen die Anfragen in etwa der derzeit zugesagten Leistung. Das hätte eine Verdoppelung der gesamt PV-Leistung auf insgesamt 43,8 MW zur Folge. Die zugesagten sowie angefragten PV-Leistungen je UW sind in Abbildung 14 als Einzelblöcke dargestellt.

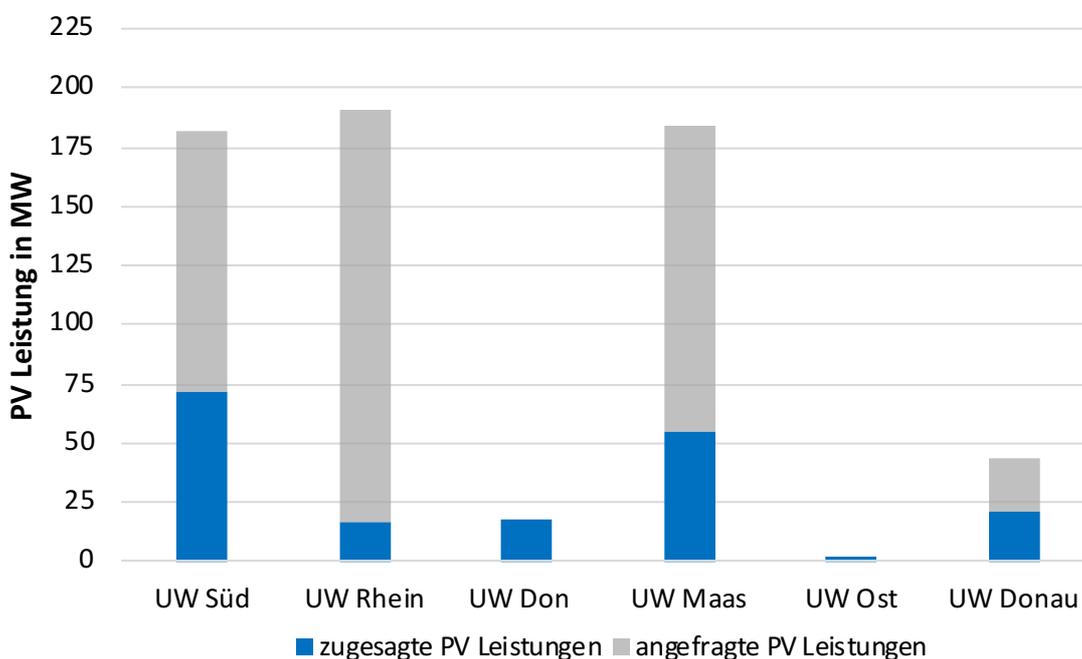


Abbildung 14: Bereits zugesagte und zusätzlich angefragte PV-Leistungen je UW

Für die Umsetzung dieser PV-Projekte ist das 110 kV Netz nicht dimensioniert. Die durchschnittliche Last, welche von den UW aus der Netzebene 3 bezogen wird, bewegt sich zwischen 22,6 MW für das UW Maas und 3,6 MW für das UW Süd. Ausschließlich im UW Ost,

in dem durchschnittlich 14,9 MW bezogen werden, ist die zugesagte Photovoltaikleistung kleiner als die durchschnittlich vom Mittelspannungsnetz benötigte Last. In Zeiten mit hohem PV-Ertrag entstehen Überschüsse in den Umspannwerken, die durch das 110 kV Netz in die nächst höhere Netzebene abtransportiert werden. Bereits mit der zugesagten PV-Leistung werden an Sommertagen Leistungen im Bereich von 100 MW über die UW Nord und Drau in die NE 1 transportiert. Wird die PV-Leistung, ausgehend von den zugesagten Projekten, erhöht, ist die Ableitung von PV-Überschüssen unter Einhaltung der (n-1) Sicherheit nicht möglich. Das bedeutet, fällt die höchst belastete Leitung im Netzgebiet aus, ist eine Abregelung der PV-Anlagen notwendig.

5.2 Modellierung in Matpower

Für die Berechnung in Matpower wird das in Abbildung 13 dargestellte elektrische Netzgebiet in ein Knoten-Kanten-Modell überführt. Die Umspannwerke stellen dabei die Knoten und die Leiterseile die Kanten dar. Die Knoten werden mit einer fortlaufenden Nummer bezeichnet, wobei der Slack- bzw. Referenzknoten mit 1 beginnt. Im Matpower Modell werden die beiden Einspeiser in die 380 kV Ebene zu einem Slack Knoten zusammengefasst. In der Realität ist die Netzebene 3 mit der Netzebene 1 jeweils im UW Drau und UW Nord über Leistungstransformatoren verbunden. Das Knoten-Kanten-Modell ist in Abbildung 15 dargestellt.

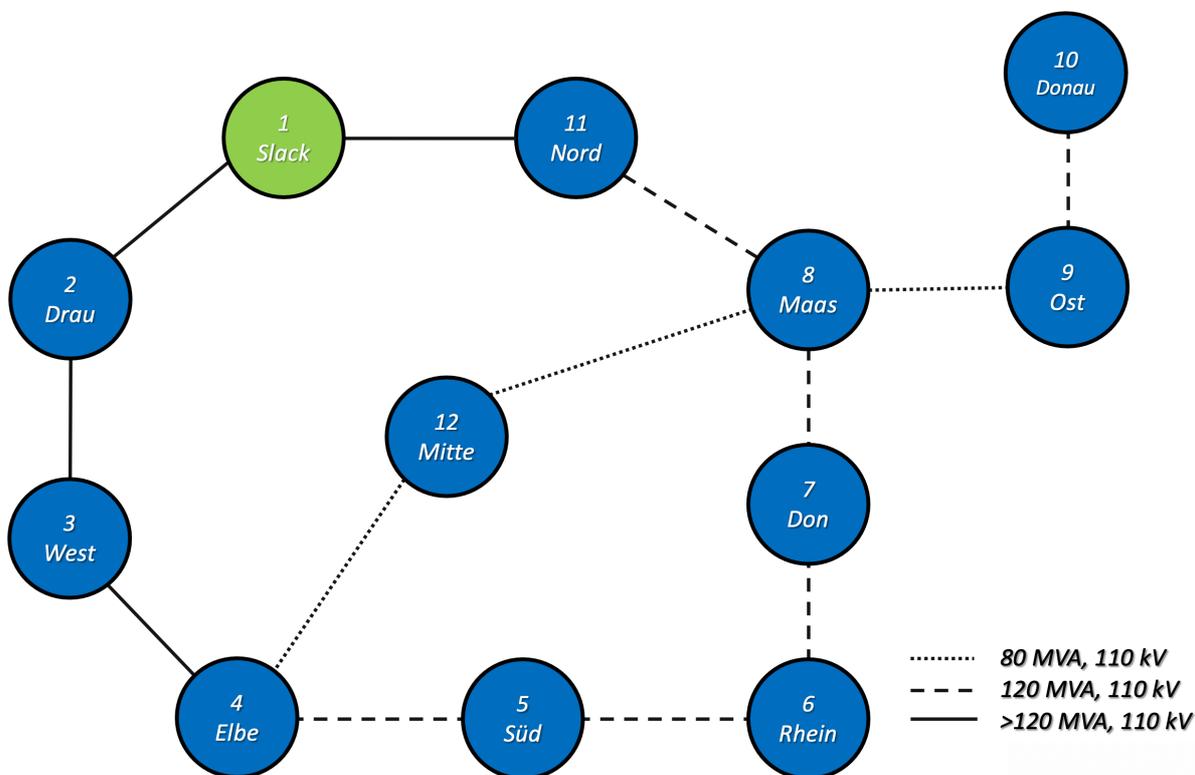


Abbildung 15: Knoten-Kanten-Modell für die Simulation mit Matpower

5.2.1 Netzdaten

Die Kanten vom Slack-Knoten zu den Umspannwerken Drau und Nord werden mit der jeweiligen Transformatorscheinleistung modelliert. Im UW Nord sind zwei Transformatoren zu jeweils 300 MVA installiert, im UW Drau vier mit jeweils 300 MVA. Das ergibt eine maximale Scheinleistung von 600 MVA bzw. 1.200 MVA.

Die restlichen Leiterseildaten wurden vom Netzbetreiber übermittelt. Für den Leitungsabschnitt Elbe-West-Drau ist keine maximale Scheinleistung bekannt. Dieser Abschnitt besteht durchgehend aus einem Sechs-Leiter-System, wobei unterschiedliche Leitertypen verwendet werden. Für diese sind der Maximalstrom, die Anzahl der Leiterseile sowie die Spannungsebene bekannt. Mit der Formel (5-1) werden die Werte für die Scheinleistung berechnet:[54]

$$S_{max} = n * \frac{U}{\sqrt{3}} * I \tag{5-1}$$

Wobei U gleich der Spannungsebene entspricht, I dem Maximalstrom pro Leiterseil und n der Anzahl der Leiterseile. Aufgrund der unterschiedlichen Leitertypen ergeben sich maximale Scheinleistungen von 400 MVA (Elbe-West) und 800 MVA (West-Drau).

Die in Abbildung 15 dargestellte Nummerierung der Knoten wird für die Knotenmatrix (Bus Data) in Matpower übernommen. Die gewählten Eingabeparameter für die Knotendaten, Kanten, Generator und Generatorkosten sind in den nachfolgenden Tabellen dargestellt. In Tabelle 11 ist der Referenzknoten und der erste Verbrauchsknoten dargestellt, da die Parameter für alle weiteren deckungsgleich sind. Die Parameter für Wirk- (PD) und Blindleistung (QD) werden nicht angegeben, diese berechnet das Programm automatisch in Abhängigkeit der Last am Knoten.

Tabelle 11: Knotendaten (Bus Data) des Modells

<i>BUS_I</i>	<i>BUS_TYPE</i>	<i>GS</i>	<i>BS</i>	<i>BUS_AREA</i>	<i>VM</i>	<i>VA</i>	<i>BASE_KV</i>	<i>ZONE</i>	<i>VMAX</i>	<i>VMIN</i>
1	3	0	0	1	1	0	110	1	1,1	0,9
2	1	0	0	1	1	0	110	1	1,1	0,9

Neben der Erstellung der Knoten in der Bus Matrix wird die Netzinfrastruktur auch in der *All_Nodes.xlsx* angelegt. In dieser Datei ist die gesamte Infrastruktur definiert, also alle Knoten für die Energieträger Strom, Gas und Wärme. Ein Stromknoten wird mit der *power_id*, welche aus zwei Variablen besteht, erstellt. Die erste Ziffer definiert den Bereich (*area*) zu dem der Knoten gehört. In Abhängigkeit der Berechnungsstrategie wird der Knoten für den Betrieb

eines HE-Elementes berücksichtigt oder nicht. Die zweite Ziffer entspricht der Knotennummer, diese ist korrespondierend zur Bus Data Matrix anzugeben.

Die nachstehende Tabelle 12 zeigt die Generatordaten. Alle nicht angeführten Parameter werden bei der Eingabe auf Null gesetzt. Die Werte für die Wirk- (PG) und Blindleistungserzeugung (QG) des Generators werden, abhängig von der Situation im Netz, von Matpower berechnet. Die Grenzen für die maximale bzw. minimale Wirk- und Blindleistungserzeugung werden anhand einer Versuchsrechnung festgelegt. Ziel ist, den Slack-Knoten so auszuliegen, dass keine Restriktionen durch diesen zu erwarten sind.

Tabelle 12: Generatordaten (Gen Data) zur Definition des Slack-Knoten

GEN_BUS	QMAX	QMIN	VG	MBASE	GEN_STATUS	PMAX	PMIN
1	200	-200	1	100	1	600	-600

Auf die Generatorkostenfunktion wird nicht näher eingegangen, da diese in der vorliegenden Arbeit nicht relevant sind. Aus Versuchszwecken wird bei der Berechnung jedoch eine Beispielfunktion angegeben.

In Tabelle 13 werden die Kantendaten dargestellt. Jene Parameter, die in dieser Tabelle nicht angeführt sind, werden auf Null gesetzt. Die Werte zur Definition der Leitungen werden laut Gleichung (4-3) in Abschnitt 4.2 in per Unit Einheiten umgerechnet.

Tabelle 13: Kantendaten (Branch Data) zur Definition der Leiterseildaten

F_BUS	T_BUS	BR_R	BR_X	BR_B	RATE_A	BR_STATUS	ANGMIN	ANGMAX
1	2	1,8e ⁻⁴	2,5e ⁻³	3,8e ⁻⁴	1200	1	-360	360
2	3	1,1e ⁻³	1,5e ⁻²	2,3e ⁻³	800	1	-360	360
1	11	1,8e ⁻⁴	2,5e ⁻³	3,8e ⁻⁴	600	1	-360	360
3	4	6,3e ⁻³	5,0e ⁻²	9,8e ⁻⁴	400	1	-360	360
4	5	2,5e ⁻²	8,3e ⁻²	1,6e ⁻³	120	1	-360	360
4	12	3,0e ⁻²	5,4e ⁻²	1,1e ⁻³	80	1	-360	360
5	6	1,8e ⁻²	6,0e ⁻²	1,2e ⁻³	120	1	-360	360
6	7	2,0e ⁻²	6,6e ⁻²	1,3e ⁻³	120	1	-360	360
7	8	1,3e ⁻²	4,4e ⁻²	8,6e ⁻⁴	120	1	-360	360
12	8	2,9e ⁻²	5,2e ⁻²	1,0e ⁻³	80	1	-360	360
8	9	3,4e ⁻²	6,0e ⁻²	1,2e ⁻³	80	1	-360	360
8	11	2,4e ⁻²	7,9e ⁻²	1,6e ⁻³	120	1	-360	360
9	10	1,1e ⁻²	4,1e ⁻²	8,2e ⁻⁴	120	1	-360	360

Für einen Betrieb von Leitungen über der gegebenen Lastgrenze besteht aufgrund des 15 min Zeitintervalles keine Möglichkeit die Abstufungen von *Rate_B* und *Rate_C* zu nutzen (vgl. Abschnitt 4.2).

Für die weitere Simulation der in dieser Studie betrachteten Szenarien wird die (n-1) Sicherheit nicht berücksichtigt. Um zu zeigen, welchen Einfluss die Elektrolyse auf die Stromnetzstabilität und PV-Integration hat, ist die (n-1) Sicherheit nicht notwendigerweise einzubeziehen. Durch dieses Kriterium werden Leitungsabschnitte nur mit 60 bis 70 % ihrer Nennleistung belastet. In den in Abschnitt 5.3 folgenden Berechnungen wird das gesamte Potenzial der Leitungen genutzt.

5.2.2 Residuallastdaten

Für die Simulation der Lastgänge in den Knoten werden vom Netzbetreiber Messdaten zur Verfügung gestellt. Für die betrachteten UWs ist für jede Sammelschiene eine Messreihe in einer Auflösung von 15 min Werten vorhanden. Liegt für ein UW mehr als eine Messreihe vor, werden diese summiert. Anschließend erfolgt der Import über die entsprechende CSV-Datei.

5.2.3 Erzeugerdaten

Für die Modellierung der PV-Anlagen wird das PS-Element verwendet. Die Grundlage bilden gemessene Photovoltaik Jahreslastprofile der Netzbetreiber, welche in 15 min Intervallen vorliegen. Die Daten enthalten insgesamt 24 gemessene Lastgänge von PV-Anlagen mit unterschiedlicher Leistung. Jeder 15 min Wert wird durch die Nennleistung der jeweiligen Anlage dividiert. Da die Peak-Leistung der einzelnen Anlagen nicht bekannt ist, wird das Maximum aus den jeweiligen Lastgängen ermittelt und für die weitere Berechnung herangezogen. Dadurch werden die gemessenen Profile genormt und sind somit mit Werten zwischen 0 und 1 W/W_{peak} verfügbar. Zur Erstellung eines Referenzprofils wird über alle 24 Lastgänge der Durchschnitt gebildet. Das Referenzprofil wird über die CSV-Datei *PowerStation_data.csv* den entsprechenden PS-Elemente zugeordnet. Durch die Angabe der maximalen Leistung bei der Erstellung der PS-Elemente, wird über das Lastprofil für jeden Zeitschritt die Momentanleistung der Anlage berechnet.

Im Anschluss an die Modellerstellung wird für die Validierung des Rechenmodells eine Vergleichsrechnung mit dem Ausgangsmodell, also den zugesagten PV-Leistungen je UW, durchgeführt. Die Simulation läuft ohne auftretende Fehler durch. Die Ergebnisse zeigen, dass der Netzbetreiber bei der Auslegung die (n-1) Sicherheit berücksichtigt hat. Im gesamten Netzgebiet wird kein Leitungsabschnitt zu 100 % ausgelastet, die maximale Belastung liegt zwischen 60 bis 70 %. Fällt z. B. die Leitung zwischen UW Nord und UW Maas aus, wird die Versorgung über die Abschnitte UW Elbe-Rhein-Maas bzw. UW Elbe-Mitte-Maas

aufrechterhalten. Aus den Lastflussdaten geht hervor, dass sich im UW West ein großer Erzeuger befindet. Dieser speist bedarfsgesteuert mit bis zu 400 MW über den 110 kV Abschnitt UW West-Drau in die Netzebene 1 ein. Der Betrieb dieser Anlage liegt nicht beim Netzbetreiber.

5.3 Technische Betrachtung

5.3.1 Szenario 1

Wie Abbildung 16 zeigt, wird die Elektrolyse im UW Süd installiert. Diese soll netzdienlich betrieben werden, um eine Stromnetzentlastung zu erreichen. Der dadurch produzierte Wasserstoff wird über eine H₂-Leitung in die Fernleitung 2 eingespeist. Für den Betrieb der Anlage werden zwei Strategien entwickelt, welche sich durch das betrachtete Netzgebiet unterscheiden:

Strategie 1: Hier wird versucht das gesamte Netzgebiet für die Steuerung der Elektrolyse miteinzubeziehen. Dafür wird für jeden Zeitschritt die Summe der Residuallasten gebildet. Wird mehr Energie von den PV-Anlagen erzeugt als verbraucht, ist die Residuallast positiv. Übersteigt die Erzeugung aus PV-Anlagen den Verbrauch, ist die Residuallast negativ. Das heißt, dass in mehreren UW Energie in die 110 kV Ebene rückgespeist wird. Genau ab diesem Zeitpunkt, also wenn der gesamte Verbrauch im Netzgebiet bilanziell von den PV-Anlagen gedeckt ist, wird die Elektrolyse betrieben, um den Überschussstrom in Wasserstoff umzuwandeln. Für den Steuerungsprozess sind die UW Nord und Drau ausgenommen, da diese nur die Verbindung zur Netzebene 1 darstellen und nicht direkt Verbraucher versorgen. Ebenfalls ist das UW West

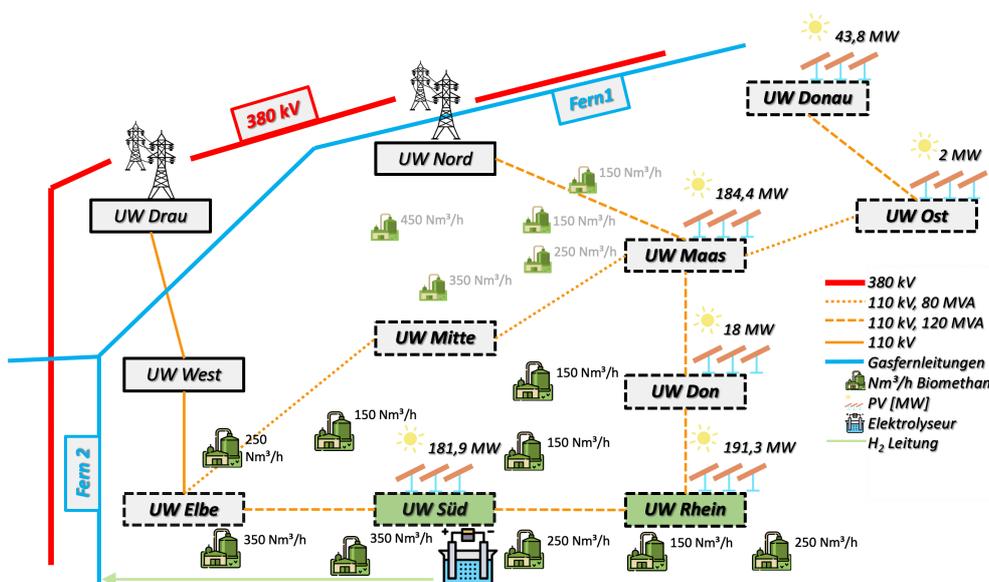


Abbildung 16: Elektrolyse im UW Süd mit maximalen PV-Leistungen (Summe zugesagt und angefragt) je UW

ausgenommen, hier befindet sich ein großer Einspeiser, der die Steuerung der Elektrolyse beeinflussen würde (vgl. Abschnitt 5.2). Alle gestrichelt umrandeten UW werden für die Steuerung berücksichtigt (vgl. Abbildung 16).

Strategie 2: Mit dieser Strategie wird ein kleineres Netzgebiet, welches auf die unmittelbare Nähe der Elektrolyse beschränkt ist, betrachtet. In Abbildung 16 sind die miteinbezogenen Umspannwerke grün markiert. Das Prinzip der Steuerung deckt sich mit Strategie 1. Die Elektrolyse wird betrieben, wenn im betrachteten Netzgebiet die Erzeugung aus PV-Anlagen den Verbrauch übersteigt.

Das Ziel der zwei Strategien ist, herauszufinden, welche Auswirkungen eine unterschiedliche Betriebsweise auf die Jahresvolllaststunden der Elektrolyse und den PV-Ausbau hat. Für die LFR wird das gesamte Netzgebiet inklusive aller Umspannwerke berücksichtigt. Die Strategie hat nur Einfluss auf die Steuerung der Elektrolyse. Bei beiden Strategien wird die Elektrolyse mit der Betriebsstrategie 1 betrieben (vgl. Abschnitt 0).

Vorgehensweise

Die Elektrolyse wird mit PEM Technologie nach dem neuesten Stand der Technik modelliert. Als Vorbild dient die aktuellste Entwicklung der Firma Siemens Hydrogen Solution. Der Sylizer 300® hat eine Nennleistung von 17,5 MW und einen Wirkungsgrad von 75 % [18]. Die minimale Leistung der Elektrolyse liegt bei $\geq 5\%$ [57]. Zu Beginn der Simulationen war dieser Wert nicht bekannt, daher wurde für den Betriebsbereich eine konservative Annahme von 20 bis 100 % getroffen. Mit diesen Daten wird die Elektrolyse in der Excel® Arbeitsmappe *HybridundSpeicher.xls* modelliert. Tabelle 14 zeigt die Eingabedaten, alle nicht angeführten Parameter werden mit null angenommen. Die maximale Leistung wird durch den Platzhalter n_i angegeben, da diese in den folgenden Berechnungen variiert.

Tabelle 14: Parametrierung der Elektrolyse Szenario 1

<i>type</i>	<i>nodeID</i>	<i>maxPower</i>	<i>minPower</i>	<i>etaPower</i>	<i>ramp</i>	<i>area</i>	<i>strategy</i>
2	5 1	n_i	3,5e6	0,75	400	1	1

Die erste Simulation des Netzgebietes erfolgt ohne Elektrolyse, jedoch mit maximaler PV-Leistung (vgl. Abbildung 16). Matpower gibt den Erfolg der LFR für jeden Zeitschritt mit der Variable *erg_success* aus. Diese hat den Wert logisch eins, wenn alle Grenzen eingehalten wurden und den Wert logisch null sollten während der Berechnung Grenzen verletzt werden. Bei dieser ersten Simulation werden die Randbedingungen des Modells für 2.205 Zeitschritte verletzt. Das bedeutet für rund 551 Stunden im Jahr wird so viel Energie durch die PV-Anlagen produziert, dass das 110 kV Netze überlastet ist.

In einem nächsten Schritt wird die maximale Elektrolyseleistung ermittelt. Dafür werden mit zunächst überdimensionierter Elektrolyseleistung schrittweise Simulationen mit nach und nach geringerer Elektrolyseleistung durchgeführt. Anhand des Verlaufes der summierten *erg_success* Variable ist ein Maximum bei 227,5 MW zu erkennen. Verläuft eine Simulation ohne Verletzung der Randbedingungen, ergibt die Summe der *erg_success* Variable 35.040. In Abbildung 17 wird dieser Fall als die grün gestrichelte horizontale Linie dargestellt. Das bedeutet für jede Viertelstunde im Jahr ($8.760 \text{ h} = 35.040 \cdot \frac{1}{4} \text{ h}$) hat die Variable den Wert eins.

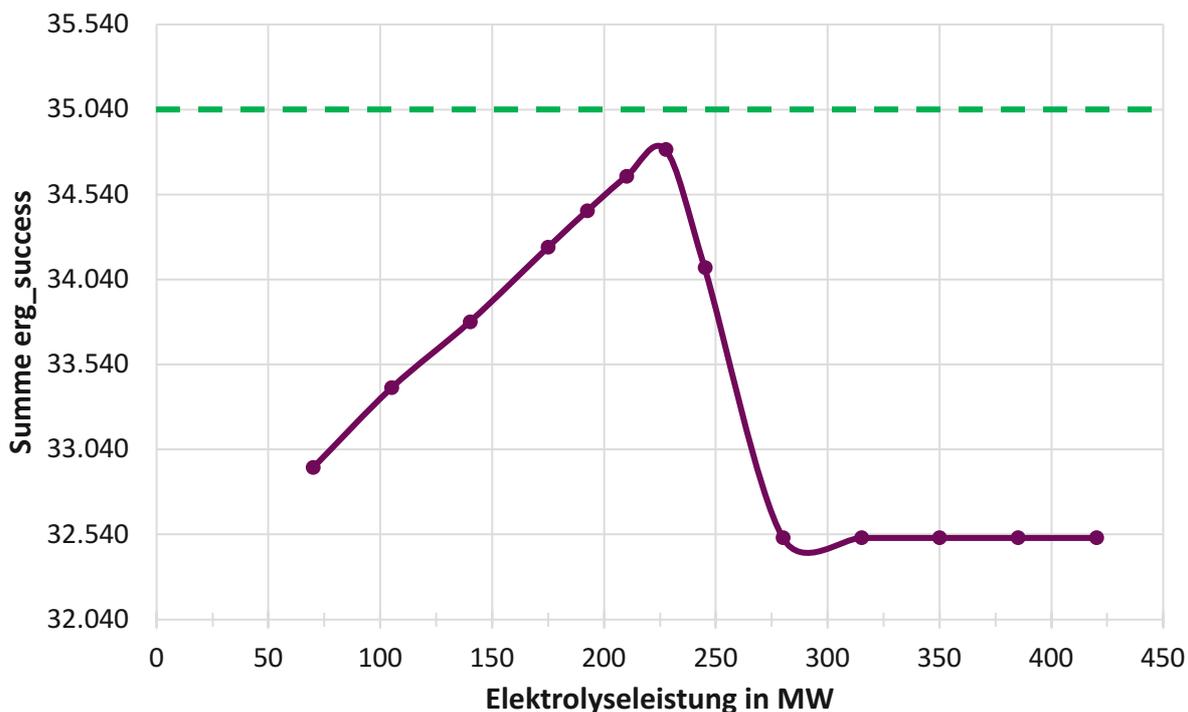


Abbildung 17: Verlauf der summierten *erg_success* Variable bei Simulationen mit absteigender Elektrolyseleistung

Ausgehend von 227,5 MW wird nun die PV-Leistung in den UWs reduziert, damit keine Grenzen verletzt und die Berechnung erfolgreich durchgeführt werden kann. Nach dem gleichen Schema erfolgt die Berechnung für weitere Elektrolyseleistungen.

Ergebnisse

Szenario 1 wird mit sechs unterschiedlichen Elektrolyseleistungen simuliert. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 18 dargestellt.

Der linke Balken in Abbildung 18 zeigt die maximale PV-Installation (621,4 MW) als Summe von angefragten und zugesagten Leistungen je UW. Mit der 227,5 MW Elektrolyse werden maximal 500 MW PV-Leistung in das Netzgebiet integriert. Höhere Werte werden mit der Elektrolyse als Netzentlastung am Standort Süd nicht erreicht, da ab dieser Leistung das 110 kV Netz limitierend wirkt. Ausgehend von der rechten Seite des Diagramms ist zu

erkennen, dass mit steigender Elektrolyseleistung auch die PV-Leistung je UW steigt. Besonders stark ist dieser Effekt in den UW Süd und Rhein zu erkennen. Im UW Maas führen erst sehr hohe Elektrolyseleistungen zu einem Anstieg der PV-Integration. Daraus geht hervor, dass der Einfluss der Elektrolyse im Netzgebiet mit zunehmender Entfernung zu dieser sinkt. Ausgehend von der zugesagten PV-Leistung ist eine starke Zunahme von mehr als 100 MW PV-Integration mit Einsatz einer 17,5 MW Elektrolyse zu erkennen. Das liegt an der nicht miteinbezogenen (n-1) Sicherheit. Das zusätzlich bestehende Potenzial, das sich bei nicht Berücksichtigung ergibt, ist mit gestrichelter Linie eingezeichnet. Das Diagramm in Abbildung 18 sieht für Strategie 1 ähnlich aus. Bis zur 87,5 MW Elektrolyse sind die Werte identisch, bei 175 MW werden mit Strategie 1 3 MW mehr PV-Leistung integriert, bei 227,5 MW Elektrolyseleistung 6 MW weniger. Die Abweichungen sind in Abbildung 18 eingezeichnet und das Diagramm für das Szenario 1 ist dem Anhang 10.2 zu entnehmen.

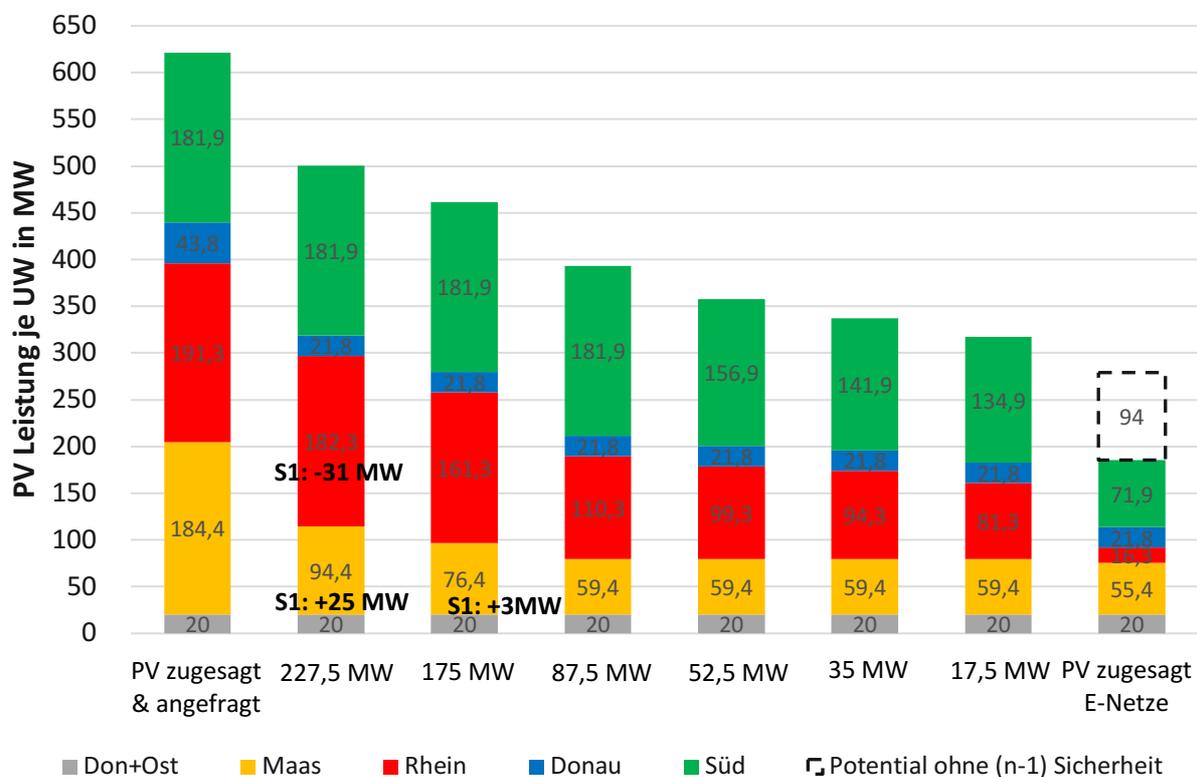


Abbildung 18: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse (Strategie 2)

Einen Vergleich von Strategie 1 und 2 ist in Abbildung 19 dargestellt. Hier zeigt sich ebenfalls, dass nur ein geringer Unterschied in Bezug auf die installierte PV-Leistung besteht, welcher nur bei hohen Elektrolyseleistungen zu beobachten ist. Dagegen besteht ein großer Unterschied in den Volllaststunden der Elektrolyse, dargestellt als der jeweilige Blasendurchmesser. Hier ist ein deutlicher Vorteil zugunsten von Strategie 2 zu erkennen. Durch das kleine betrachtete Netzgebiet liegt das Verhältnis, von installierter PV-Leistung zu

bezogener Last, sehr stark auf der Seite der Photovoltaik. In den UW Süd und Rhein sind die größten PV-Leistungen im ganzen Netzgebiet installiert, jedoch werden nur verhältnismäßig kleine Leistungen im einstelligen Megawattbereich von der Mittelspannungsebene bezogen. Dadurch übersteigt die Produktion der Photovoltaik sehr schnell den Verbrauch und die Elektrolyse wird betrieben. Außerdem steigt die Anzahl der Volllaststunden mit sinkender Elektrolyseleistung mit Strategie 2 stärker als mit Strategie 1.

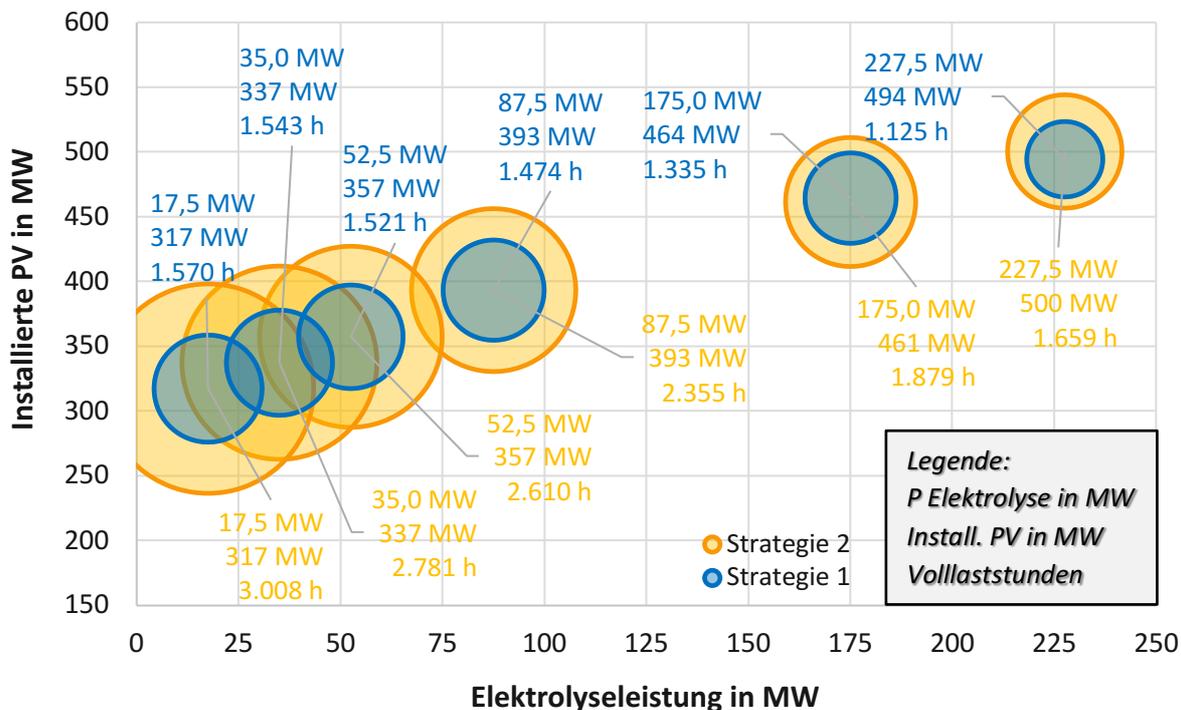


Abbildung 19: Volllaststunden der Elektrolyse in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung und installierten PV

In diesem Szenario liegt aufgrund der Einspeisesituation in die Fernleitung 2 eine Restriktion vor. Abbildung 20 zeigt Jahreslastgänge der letzten drei Jahre für den Exit-Punkt aus dem österreichischen Netzgebiet. Hier ist zu erkennen, dass der minimale Lastfluss im Sommer 2018 und 2017 bei rund 80.000 Nm³/h lag. Wird mit einem maximalen Wasserstoffanteil im Erdgas von 10 Vol.-% gerechnet, ergibt das eine maximale Elektrolyseleistung von 40 MW¹³. Steigt die Elektrolyseleistung über die Marke von 40 MW, wird ein Pufferspeicher benötigt. Mit diesem wird, bei einer Überschreitung der maximal erlaubten Einspeisemenge von 10 Vol.-% H₂, die Überproduktion vom Tag in die Nacht gepuffert und kontrolliert in die Fern 2 eingespeist. Für die 52,5 MW Elektrolyse hat dieser eine Größe von 51.600 Nm³, wobei von einer zwölfstündigen Pufferdauer ausgegangen wird. Für Leistungen im Bereich von 100 MW wird ein alternativer Abtransport die kosteneffizientere Variante darstellen. Eine Möglichkeit

¹³ Bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff (H_u = 3,5 kWh/Nm³)

wäre eine längere Wasserstoffleitung, die bis zur Abzweigung der Fern 2 von der Fern 1 führt. Die Fern 1 hat eine höhere Leistung und erlaubt somit die Einspeisung größerer Wasserstoffmengen (vgl. Abschnitt 5.3.2).

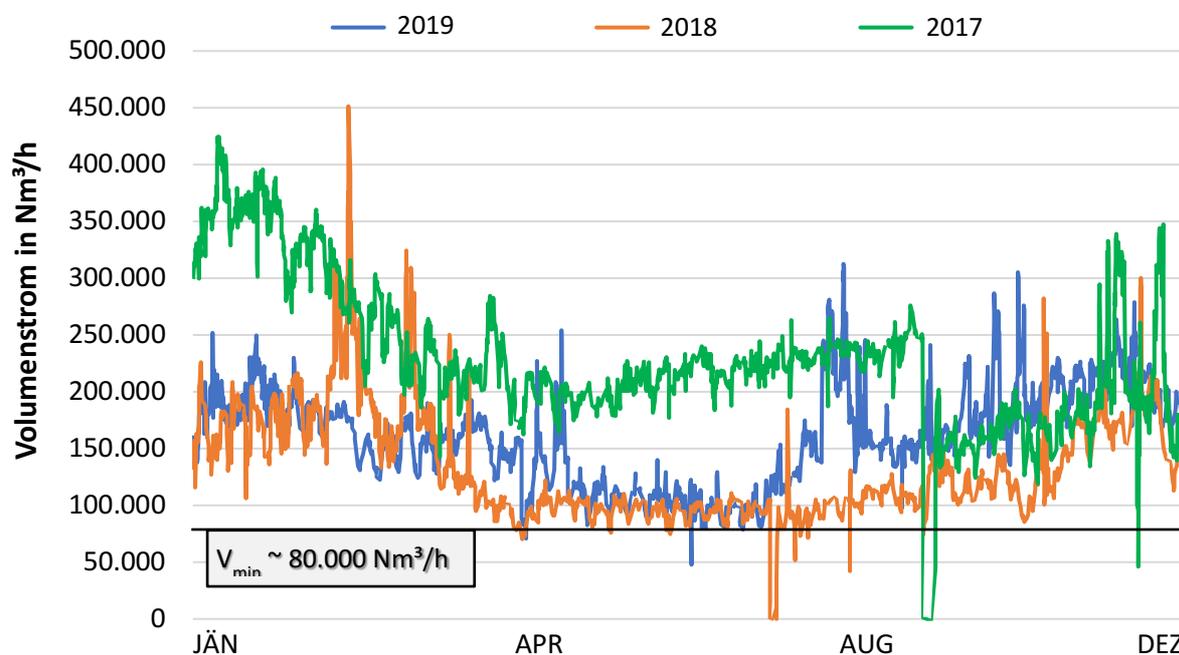


Abbildung 20: Jahreslastgänge am Exit-Punkt der Fern 2 aus dem Marktgebiet Ost für den Zeitraum 2017 bis 2019 [58]

5.3.2 Szenario 2

In diesem Szenario wird die Elektrolyse im UW Nord betrieben. Der produzierte Wasserstoff wird direkt in die Fern 1 eingespeist. Bei der Steuerung der Elektrolyse werden, wie in Szenario 1, zwei Strategien untersucht:

Strategie 1: Diese Strategie verfolgt einen ganzheitlichen Ansatz und funktioniert gleich wie Strategie 1 in Szenario 1 (vgl. Abschnitt 5.3.1). Für die Steuerung der Elektrolyse werden alle in Abbildung 21 gestrichelt markierten Umspannwerke berücksichtigt.

Strategie 2: Hier wird für die Steuerung der Elektrolyse ein kleineres Netzgebiet betrachtet. Das betrifft die in Abbildung 21 grün dargestellten Umspannwerke. Die UW Süd und Rhein werden aufgrund der hohen angefragten PV-Leistungen ausgewählt. Im Unterschied zu Szenario 1 wird hier auch das UW Maas berücksichtigt. Dafür spricht einerseits die Nähe zur Elektrolyse und andererseits die ebenfalls hohe angefragte PV-Leistung.

Für die LFR wird wiederum das gesamte Netzgebiet berücksichtigt. Die Elektrolyse wird in beiden Fällen mit der Betriebsstrategie 1 betrieben.

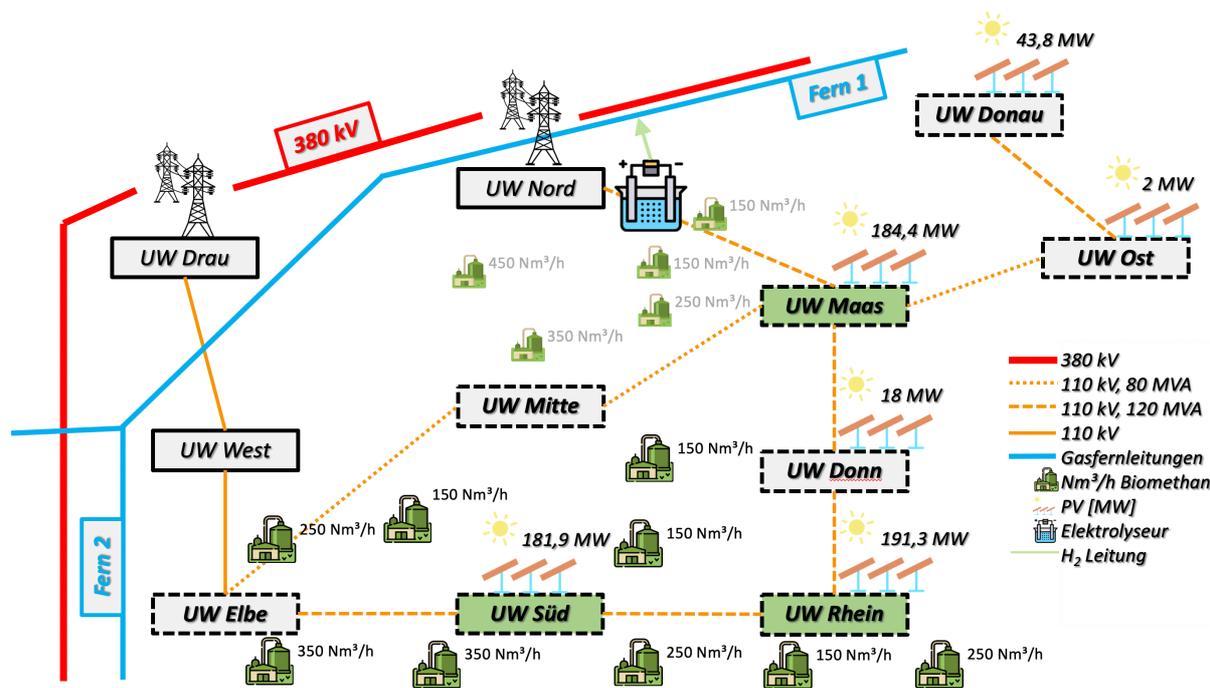


Abbildung 21: Elektrolyse im UW Nord mit maximalen PV-Leistungen (Summe zugesagte und angefragte Projekte) je UW

Vorgehensweise

Für die Modellierung der Elektrolyse wird das gleiche Referenzmodell der Firma Siemens, wie in Szenario 1 verwendet. In der *HybridundSpeicher.xls* wird das Hybridelement in Tabellenblatt eins mit den Eingabedaten laut Tabelle 15 erstellt.

Tabelle 15: Parametrierung der Elektrolyse Szenario 2

type	nodeID	maxPower	minPower	etaPower	ramp	area	strategy
2	11 1	n _i	3,5e6	0,75	400	1	1

Die ersten Simulationen werden mit der maximalen PV-Leistung, wie in Abbildung 21 dargestellt, durchgeführt. Zu Beginn wird die Leistung der Elektrolyse überdimensioniert, anschließend werden Berechnungen mit schrittweiser Reduktion der Leistung durchgeführt. So ist zu erkennen welchen Einfluss die Elektrolyse auf die Netzstabilität hat und es kann herausgefunden werden, von welcher maximalen Elektrolyseleistung im UW Nord auszugehen ist. Anhand des Verlaufes der summierten *erg_success* Variable wird der Einfluss der Elektrolyse dargestellt. Abbildung 22 zeigt eine geringe Steigerung der erfolgreichen Zeitschritte mit sinkender Elektrolyseleistung. Die Bildung eines Optimums ist, wie etwa bei Szenario 1, nicht zu erkennen. Diesbezüglich kann somit keine Aussage getroffen werden. Damit die Vergleichbarkeit der Szenarien aufrechterhalten bleibt, werden die weiteren

Simulationen mit fünf zu Szenario 1 identischen Elektrolyseleistungen durchgeführt und die in den jeweiligen Fällen maximal installierbare PV-Leistung ermittelt.

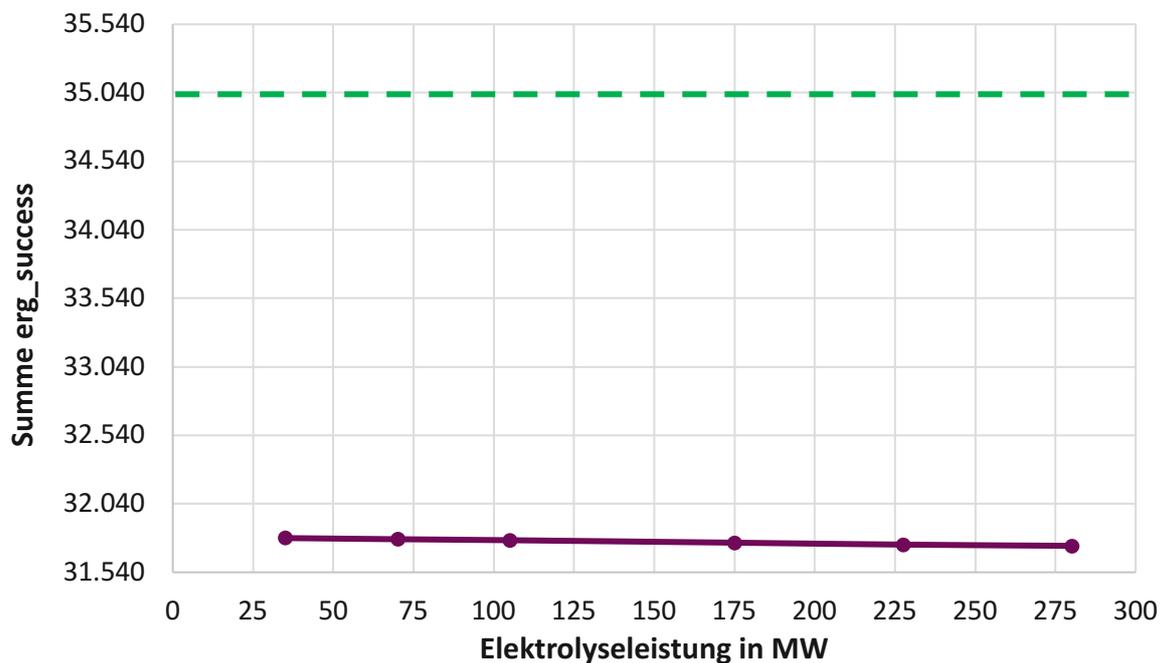


Abbildung 22: Verlauf der summierten erg_success Variable bei Simulationen mit absteigender Elektrolyseleistung

Ergebnisse

Abbildung 23 zeigt den PV-Ausbau je UW in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung. Dabei ist kein Anstieg der PV-Integration mit steigender Elektrolyseleistung zu erkennen. Der PV-Ausbau bleibt unabhängig von der Elektrolyse auf dem Niveau des Potentials der (n-1) Sicherheit. Die Elektrolyse im UW Nord hat keinen Einfluss auf die Netzstabilität bzw. wird diese dadurch nicht verbessert. Das 110 kV Netz bleibt somit der limitierende Faktor für eine weitere PV-Integration.

Durch den Standort im UW Nord wird der PV-Überschuss, besonders bei großen Elektrolyseleistungen, über die 380 kV Ebene zur Elektrolyse transportiert. Ohne Berücksichtigung der (n-1) Sicherheit sind die limitierenden Leitungsabschnitte in der 110 kV Ebene jene zwischen UW Elbe-Süd und UW Nord-Maas. Wobei die Auslastung nur zu sehr wenigen Stunden im Jahr maximal ist. Die geordnete Jahresdauerlinie der Lastflüsse auf diesen Leitungsabschnitten ist in Abbildung 24 dargestellt.

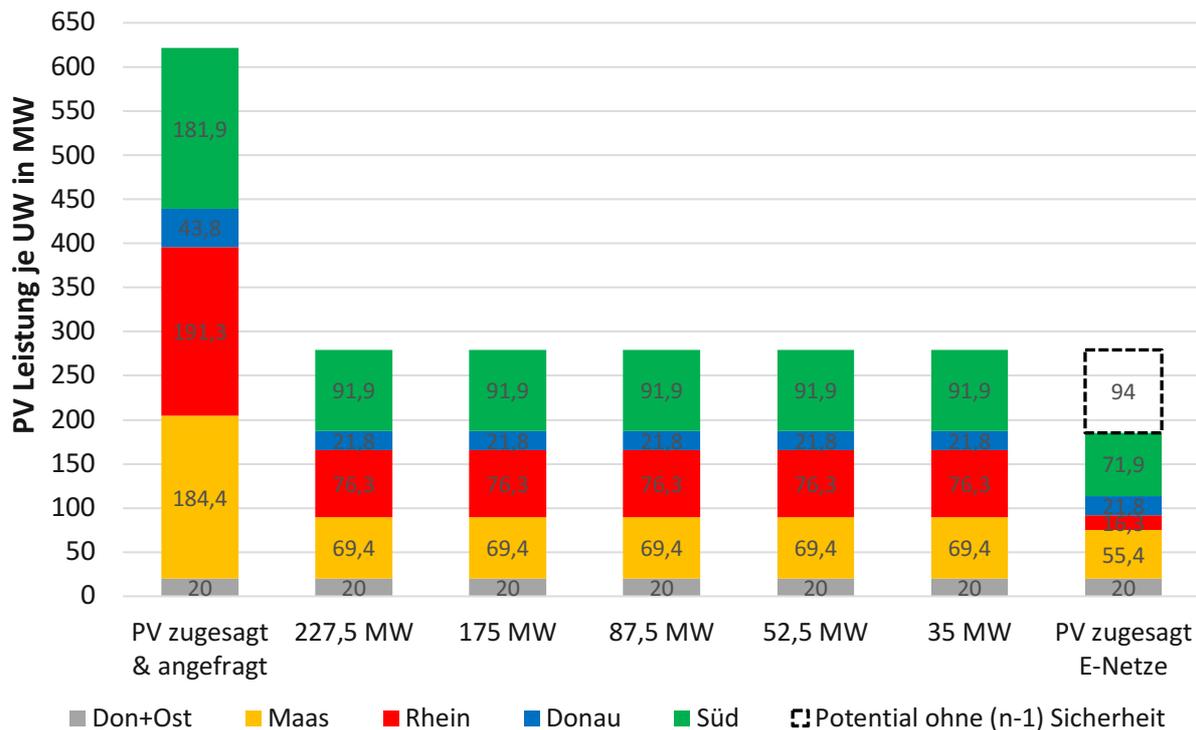


Abbildung 23: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse (Abbildung für Strategie 1 und 2 ident)

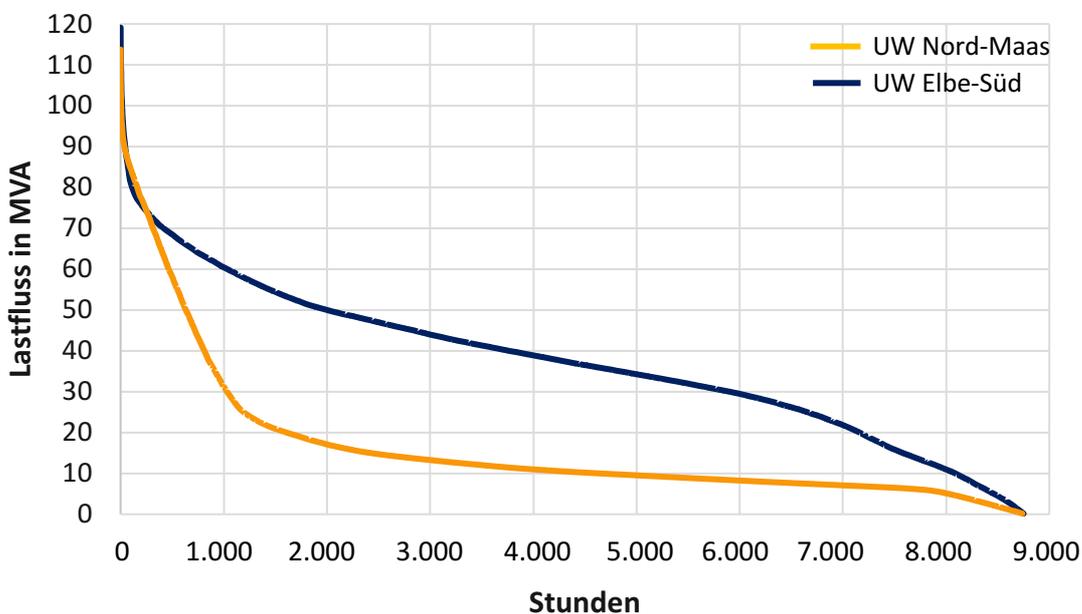


Abbildung 24: Absolute Jahresdauerlinie der Lastflüsse zwischen UW Nord-Maas und Elbe-Süd

Das Blasendiagramm in Abbildung 25 zeigt den Vergleich der beiden Strategien für die Steuerung der Elektrolyse. Wie in Szenario 1 ist auch hier ein deutlicher Vorteil der Strategie 2, gegenüber dem ganzheitlichen Ansatz, zu erkennen. Durch Strategie 2 wird die Auslastung der

Elektrolyse deutlich erhöht. Das ist an den größeren Blasendurchmessern, welche proportional zu den erreichten Volllaststunden sind, erkennbar. Durch den konstant bleibenden PV-Ausbau werden mit hohen Elektrolyseleistungen nur vergleichsweise geringe Volllaststunden erreicht. Wie in Abbildung 23 ist auch hier zu erkennen, dass der PV-Ausbau durch den Einsatz der Elektrolyse nicht erhöht wird. Alle Blasen liegen horizontal auf der gleichen Höhe.

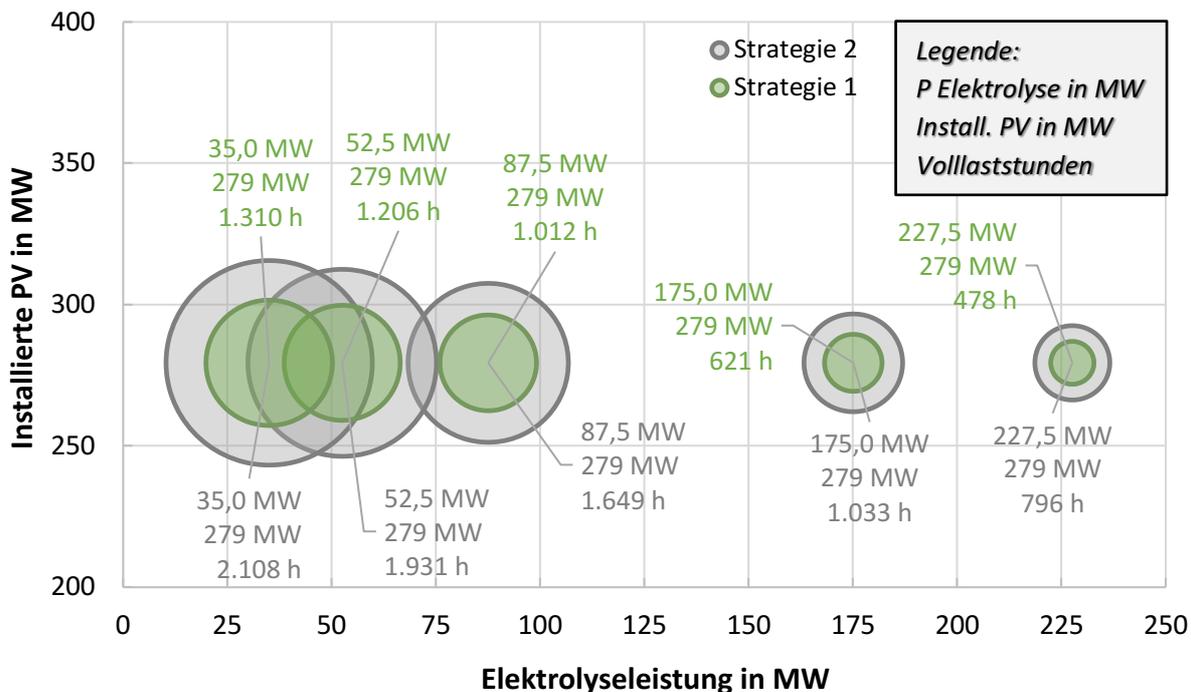


Abbildung 25: Volllaststunden der Elektrolyse in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung und installierten PV

Auf der Gasseite liegen in diesem Szenario keine Restriktionen vor. Durch die hohe Leistung der Fernleitung 1 ist die Elektrolyseleistung mit der angenommenen Einspeisegrenze von 10 Vol.-% H₂ theoretisch erst bei 504 MW¹⁴ begrenzt. Für höhere Leistungen wird auch hier ein Pufferspeicher benötigt. Die durchschnittliche minimale Jahresleistung der Fern 1 liegt bei 1 Mio. Nm³/h und ist somit mehr als um den Faktor zehn höher als jene der Fern 2 [58]. Der Jahreslastgang der Fernleitung 1 für das Jahr 2019 am Exit-Punkt aus dem Marktgebiet Ost ist in Abbildung 26 dargestellt.

¹⁴ Bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff (H_u = 3,5 kWh/Nm³)

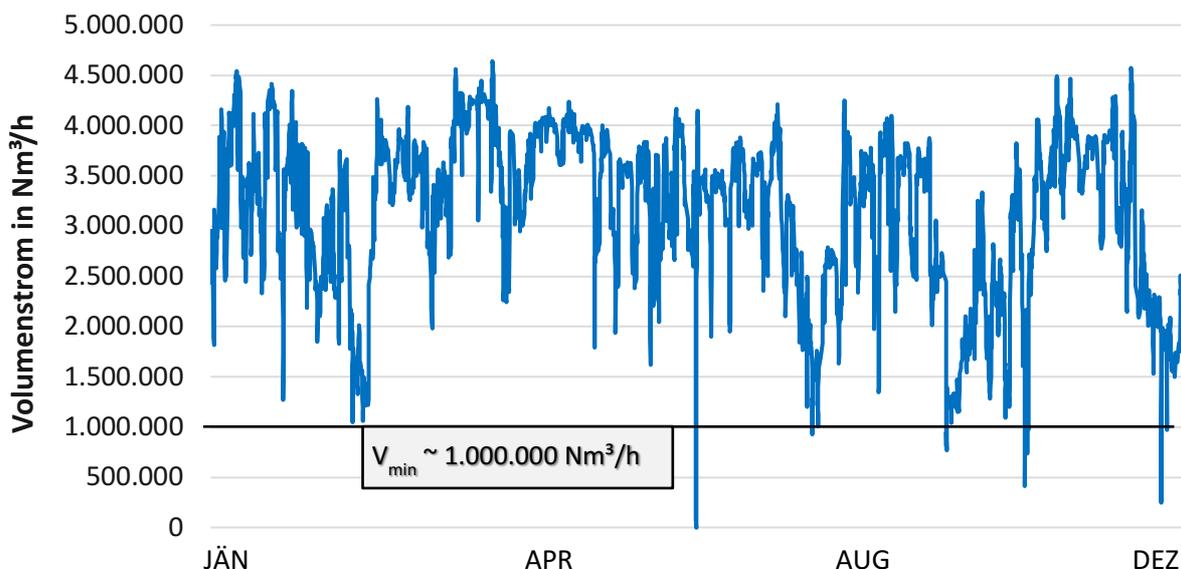


Abbildung 26: Jahreslastgang der Fern 1 am Exit-Punkt aus dem Marktgebiet Ost für das Jahr 2019 [58]

5.3.3 Szenario 3

In diesem Szenario werden die im Bilanzgebiet vorhandenen Biogasanlagen miteinbezogen. Das im Biogas enthaltene Kohlendioxid dient als CO₂-Quelle der Methanisierung. Die Elektrolyse wird, wie in Szenario 1, zentral im UW Süd betrieben. Der dabei produzierte Wasserstoff wird nicht direkt in die Erdgasinfrastruktur eingespeist, sondern zur Methanisierung verwendet. Die Steuerung der Elektrolyse wird mit Strategie 2 aus Szenario 1 durchgeführt, da sich dadurch Vorteile bezüglich der Volllaststunden ergeben (vgl. Abschnitt 5.3.1).

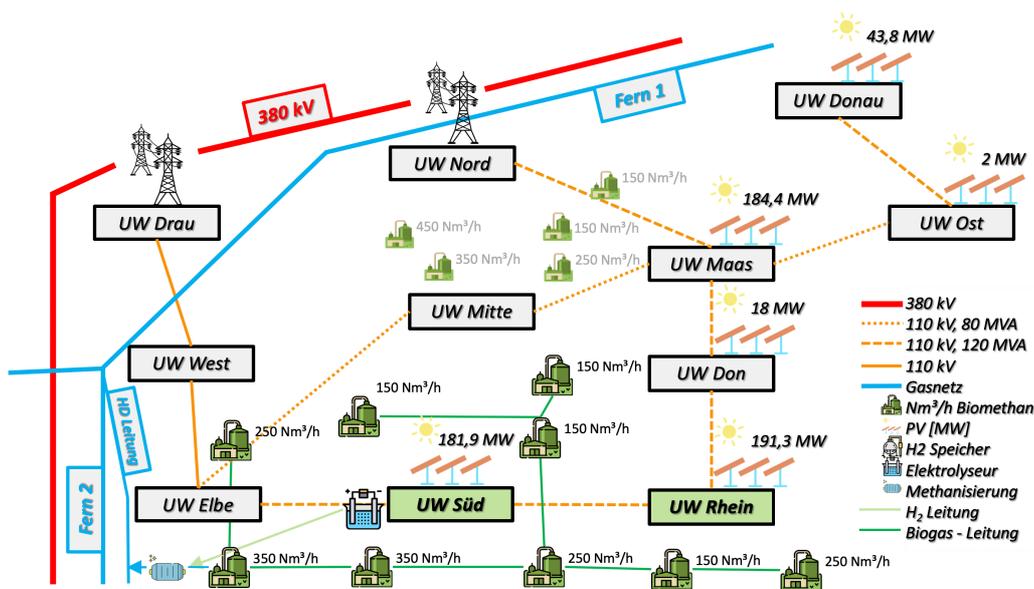


Abbildung 27: Elektrolyse im UW Süd mit maximalen PV-Leistungen (Summe zugesagte und angefragte Projekte) je UW

Zur Kopplung der Elektrolyse und der Methanisierung wird ein Speicher eingesetzt. Dabei werden zwei unterschiedliche Ansätze bezüglich des gespeicherten Mediums untersucht und damit das Szenario in zwei Subsznarien unterteilt. Einerseits ein zentraler Wasserstoffspeicher im UW Süd, andererseits wird die Biogasinfrastuktur als Biogasspeicher genutzt. Das sind jene, in Abbildung 27 grün dargestellten Leitungen, welche die dezentralen Biogasanlagen miteinander verbinden. Die genaue Auftrennung der Subsznarien ist in Abbildung 28 dargestellt.

SubszENARIO 1: Wasserstoffspeicher im UW Süd.

SubszENARIO 2: Die Biogasinfrastuktur wird als Speicher genutzt. Für die Kostenbetrachtung in Abschnitt 5.4.5 wird in einen zentralen und dezentralen Speicheransatz differenziert. Im dezentralen Ansatz wird die Infrastruktur als Ebene 3 Leitung ($P_{\max} \leq 6 \text{ bar}$) betrieben. Für den weiteren Speicherbedarf an Biogas werden bei jeder BGA dezentrale Speicher errichtet. Der zentrale Ansatz betrachtet rein die Infrastruktur als Speicher.

Wird der Speicher nicht als Jahresspeicher ausgelegt, treten aufgrund der fluktuierenden und saisonalen PV-Erzeugung Zeiten auf, in denen nicht genug Wasserstoff für eine kontinuierliche Methanisierung zur Verfügung steht. Dafür wird in beiden Subsznarien ein CO_2 -Abtrennungs- und Strombezugsszenario betrachtet. Ist der Wasserstoffspeicher leer bzw. der Biogasspeicher voll und steht gleichzeitig kein PV-Strom zur Verfügung, wird entweder das im Biogas enthaltene CO_2 abgetrennt oder zusätzlicher Strom für die Methanisierung aus dem Netz bezogen. Im Falle der Abtrennung wird das CO_2 in die Atmosphäre entlassen und der Biomethananteil in die Gasinfrastruktur eingespeist. Bei Strombezug wird die Elektrolyse genau mit der Leistung, die für eine kontinuierliche Methanisierung benötigt wird, betrieben. Dabei wird der Speicher weder geladen noch entladen.

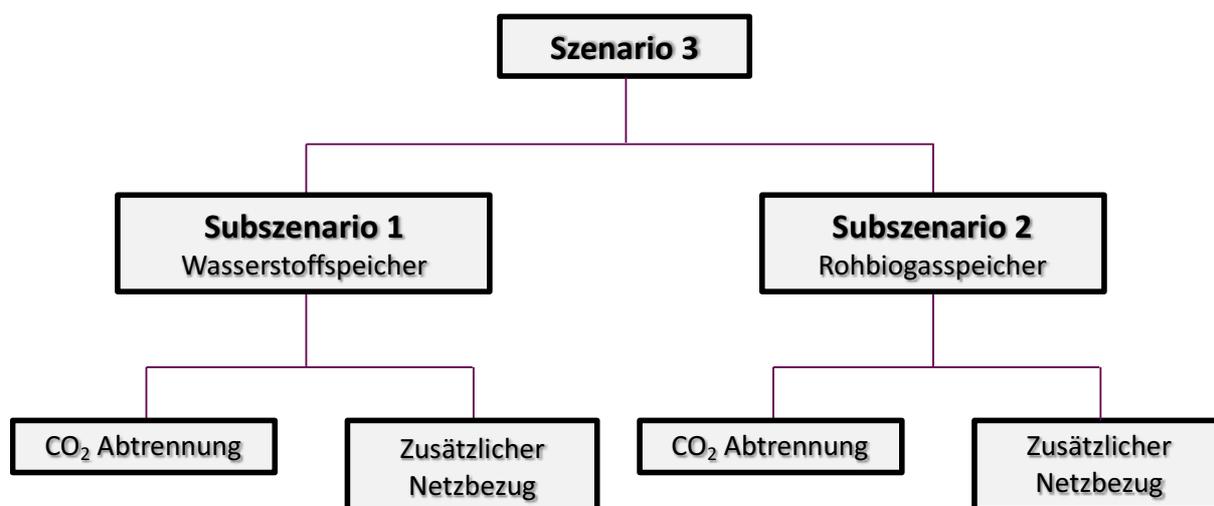


Abbildung 28: Auftrennung von Szenario 3 in die jeweiligen Subsznarien

Vorgehensweise

Für die Elektrolyse wird das gleiche Referenzmodell, wie in Szenario 1 und 2 herangezogen. Je nach Subszenario unterscheidet sich die Eingabematrix der Elektrolyse und des Speichers nach der Betriebsstrategie.

Tabelle 16 zeigt die Eingabeparameter für die Elektrolyse und Tabelle 17 jene für den Speicher. Die Speichergröße wird überdimensioniert, da die Wirkung der Elektrolyse als Element zur Stromnetzentlastung nicht durch den Speicher limitiert werden darf. Der benötigte Speicherbedarf wird bei der Auswertung der Szenarien anhand der Speicherbandbreite ermittelt. Diese wird aus der Differenz des maximalen und minimalen Speicherstandes über den Berechnungszeitraum errechnet. Die maximale Ein- sowie Ausspeicherleistung wird höher als die maximal betrachtete Elektrolyseleistung angenommen. Jene Parameter, die hier nicht angeführt und somit für dieses Szenario nicht relevant sind, werden mit null definiert.

Tabelle 16: Parametrierung der Elektrolyse je nach Subszenario

<i>type</i>	<i>nodeID</i>	<i>maxPower</i>	<i>minPower</i>	<i>etaPower</i>	<i>ramp</i>	<i>area</i>	<i>strategy</i>
Subszenario 1 mit zusätzlichem Netzbezug							
2	5 1	n_i	3,5e6	0,75	400	1	4
Subszenario 2 mit zusätzlichem Netzbezug							
2	5 1	n_i	3,5e6	0,75	400	1	5
Subszenario 1 und Subszenario 2 mit CO ₂ -Abtrennung							
2	5 1	n_i	3,5e6	0,75	400	1	2

Tabelle 17: Parametrierung des Speichers je nach Subszenario

<i>type</i>	<i>nodeID</i>	<i>storage Capacity</i>	<i>inputRate</i>	<i>outputRate</i>	<i>initialCapacity</i>	<i>area</i>	<i>strategy</i>
Subszenario 1							
8	5 1	50e9	100e6	100e6	0	1	1
Subszenario 2							
8	5 1	50e9	100e6	100e6	100	1	2

Um herauszufinden, wie sich der benötigte Speicherbedarf mit der Elektrolyseleistung entwickelt, werden zu Beginn der Berechnung, ausgehend von einer sehr hohen Elektrolyseleistung, schrittweise Simulationen mit nach und nach kleineren Leistungen, durchgeführt. Abbildung 29 zeigt das Ergebnis dieser Versuchsreihe am Beispiel eines Wasserstoffspeichers. Dabei ist zu erkennen, dass der benötigte Speicherbedarf exponentiell mit steigender Elektrolyseleistung ansteigt. Auf Basis dieser Ergebnisse werden die für die

Subszenarien betrachteten Elektrolyseleistungen, beginnend bei 47,5 MW, in 2,5 MW Intervallen bis 65 MW erhöht. In diesem Bereich ist eine verhältnismäßig kleine Speichergröße notwendig, die hauptsächlich einen Tages- bzw. maximal einen Wochenausgleich abdeckt. Das kleine Intervall wird gewählt, um die Entwicklung der Speicherbandbreite genau verfolgen zu können. Zusätzlich wird die maximale Elektrolyseleistung, bei der das gesamte CO₂-Potential rein aus PV erzeugten Wasserstoff genutzt wird, ermittelt.

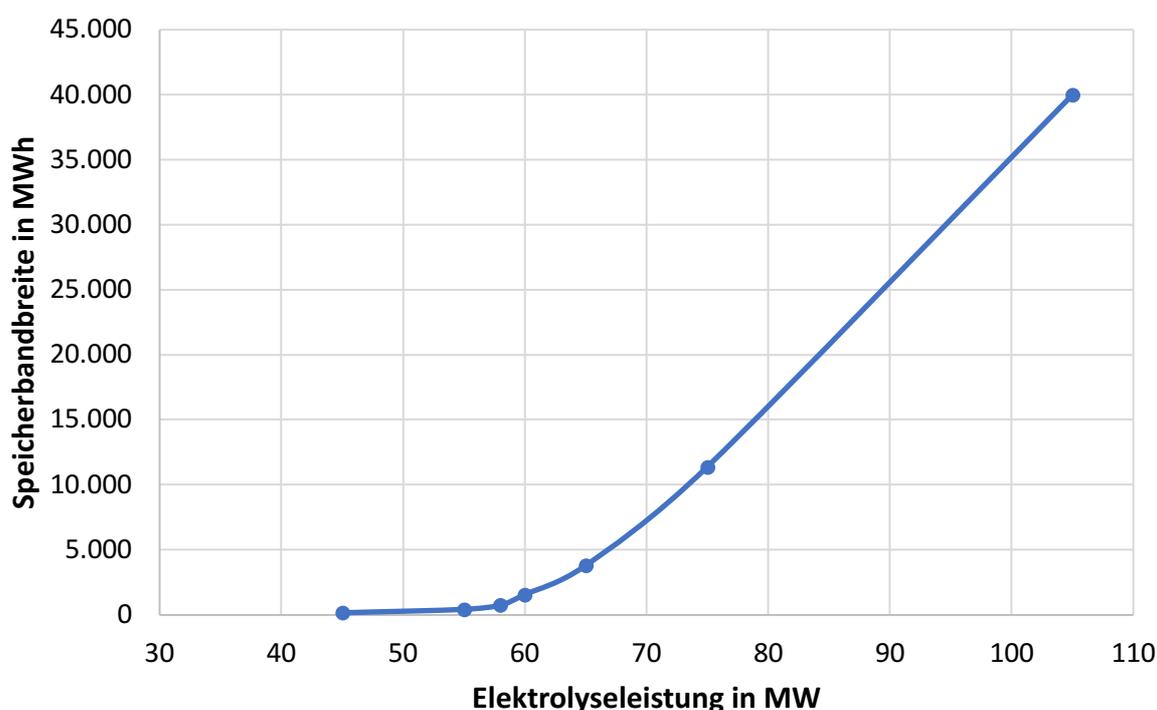


Abbildung 29: Entwicklung der Speicherbandbreite mit steigender Elektrolyseleistung

Der initiale Speicherstand wird durch eine Versuchsrechnung ermittelt. Dafür wird ein Jahr simuliert und der jeweilige Endspeicherstand wird als initialer Speicherstand verwendet. Bei den Elektrolyseleistungen im Bereich von 47,5 bis 65 MW ist der Speicherstand am Jahresende entweder null (Wasserstoffspeicher) oder maximal (Biogasspeicher). Bei der maximalen Elektrolyseleistung wird solange iteriert, bis der Endspeicherstand dem initialen Speicherstand entspricht (vgl. Tabelle 17).

Ergebnisse

Abbildung 30 zeigt die installierte PV-Leistung je UW in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung. Dabei ist eine kontinuierliche Steigerung des PV-Ausbaugrades mit zunehmender Elektrolyseleistung zu erkennen. Der maximale PV-Ausbaugrad liegt bei 411,4 MW und wird mit der 97 MW Elektrolyse erreicht. Im Vergleich zu den zugesagten Leistungen entspricht das einer Erhöhung von 226 MW. Ausgehend vom Potential ohne (n-1) Sicherheit werden

zusätzlich 132 MW integriert. In diesem Fall wird der Speicher saisonal betrieben und das gesamte CO₂-Potenzial der Biogasanlagen genutzt. Bei allen betrachteten Elektrolyseleistungen ist das die einzige, bei der keine zusätzliche Energiequelle oder eine CO₂-Abtrennung notwendig ist. Der benötigte Speicherbedarf liegt rein energetisch betrachtet bei 35 GWh. Durch die Elektrolyse wird der PV-Ausbau im UW Süd im Verhältnis zu den anderen stärker erhöht. Die regional stärkere Wirkung der Elektrolyse ist, wie in Szenario 1, auch hier zu erkennen.

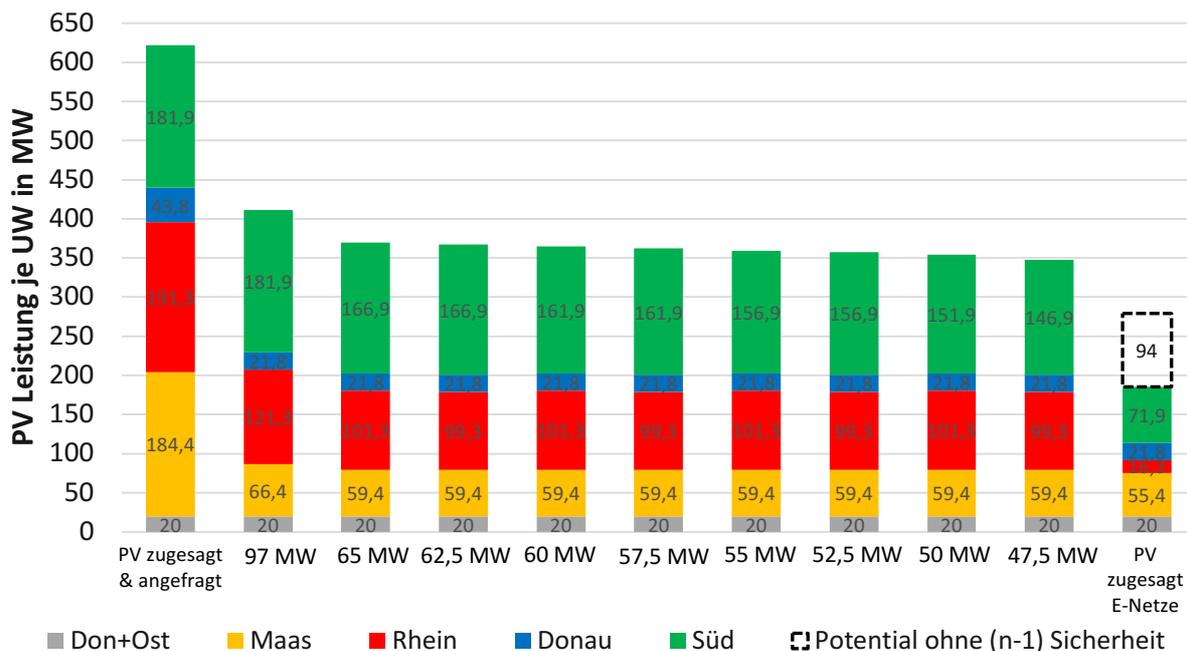


Abbildung 30: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse

Den Unterschied zwischen der CO₂-Abtrennung und dem Stromnetzbezug zeigt Abbildung 31. Im oberen Diagramm sind die Leistungs- und Speicherverläufe mit einem CO₂-Abtrennungsverfahren dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass in den frühen Morgenstunden des 9. Jänners kein Wasserstoff zur Verfügung steht bzw. der Wasserstoffspeicher auf minimalem Stand ist. Zu dieser Zeit ist die CO₂-Abtrennung in Betrieb und nur das von den BGA erzeugte Biomethan wird in die Erdgasinfrastruktur eingespeist. Wird Wasserstoff erzeugt, steigt die Leistung der Methanisierung und bei knapp unter 40 MW Einspeiseleistung wird das gesamte, kontinuierlich anfallende CO₂ genutzt.

Das untere Diagramm in Abbildung 31 zeigt den Verlauf der Lastgänge mit zusätzlichem Energiebezug aus dem Netz. Die Leistung der Methanisierung ist dabei konstant über die Zeit. Durch den Netzbezug steht immer genug Wasserstoff zur Verfügung. Der Speicher wird jedoch nicht geladen, da die Elektrolyse mit minimaler Leistung betrieben wird, die für die konstante Methanisierung notwendig ist. Steht Überschussstrom aus PV-Erzeugung bereit, sinkt der

Netzbezug. Ein Überschuss an Wasserstoff wird in den Speicher gepuffert. Dieser wird entladen, wenn kein PV-Strom zur Verfügung steht.

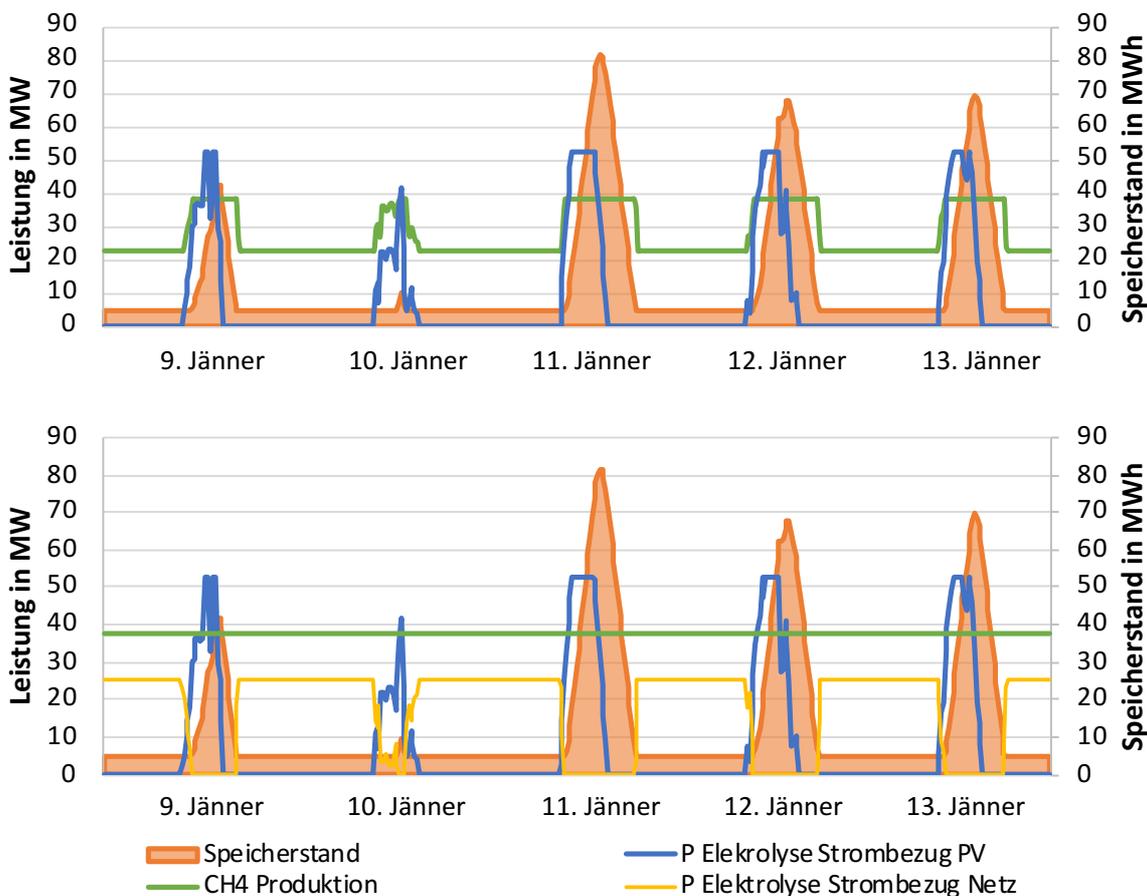


Abbildung 31: 52,5 MW Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher; Lastgänge der Elektrolyse, Methanisierung und Verlauf des Speicherstandes am Beispiel einiger Tage im Jänner 2019

Abbildung 32 zeigt den Verlauf der Lastgänge am Beispiel einiger Tage im August. In diesem Monat wird aufgrund der höherstehenden Sonne und der größeren Anzahl an Sonnenstunden, mehr Energie aus den PV-Anlagen erzeugt. Der Lastgang der Elektrolyse zeigt, dass die maximale Leistung sehr schnell erreicht ist und die Peaks im Vergleich zu Tagen im Jänner breiter sind. In Zeiten mit hoher Wasserstoffherzeugung ist die CO₂-Abtrennung gar nicht oder nur kurz in den frühen Morgenstunden in Betrieb. Das Gleiche gilt für den Fall des zusätzlichen Strombezugs aus dem Netz. Am Beispiel des 8. August ist zu erkennen, dass die Einsatzstunden des CO₂-Abtrennungsverfahren bzw. der zusätzliche Strombezug für die Elektrolyse an Tagen mit wenig PV-Erzeugung steigen. Der Speicher überbrückt in diesem Zeitraum also maximal einen Tag/Nacht-Zyklus. An diesen Tagen im August wird 85 % der Energie aus PV bezogen und 15 % von anderen Energiequellen aus dem Netz. Im Vergleich

dazu wird an Tagen im Jänner 30 % der Energie aus PV und 70 % zusätzlich aus dem Netz bezogen.

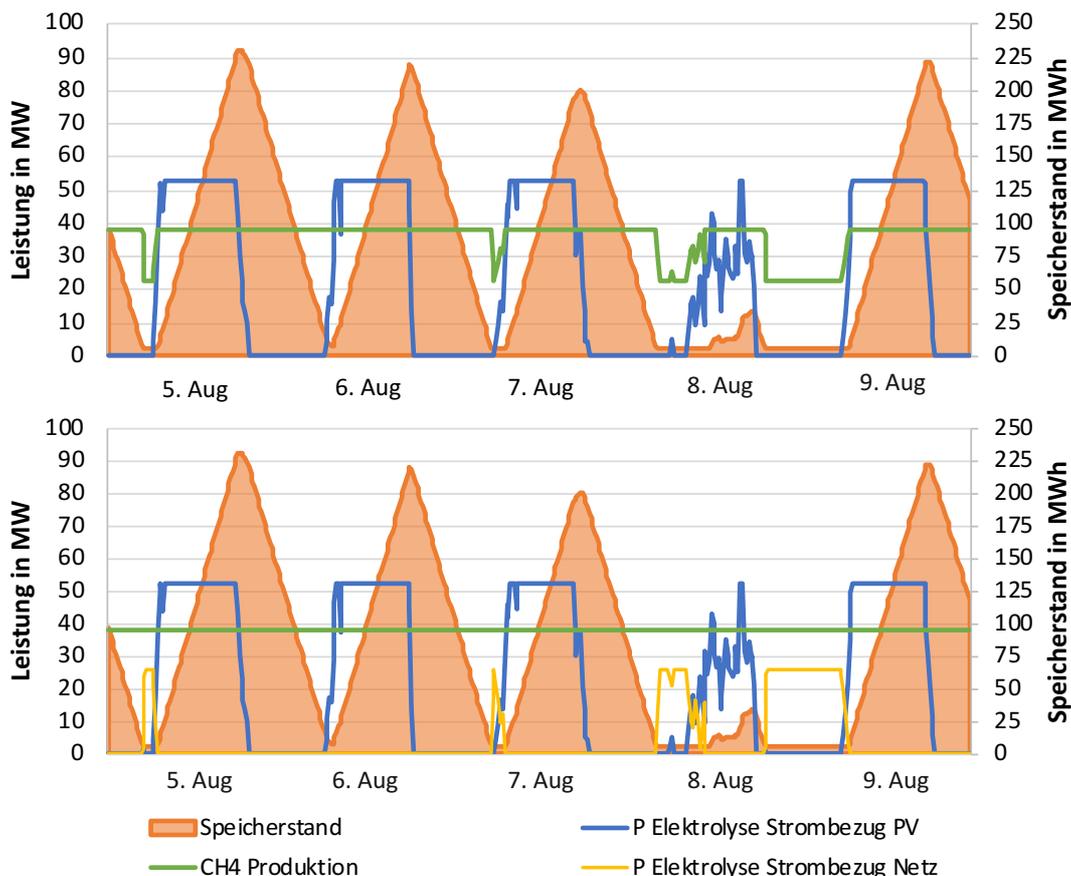


Abbildung 32: 52,5 MW Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher; Lastgänge der Elektrolyse, Methanisierung und Verlauf des Speicherstandes am Beispiel einiger Tage im August 2019

Der Verlauf der Lastgänge wird auch am Beispiel einiger Tage im Juni gezeigt. Diese Abbildung ist dem Anhang 10.3 beigefügt.

Die nachfolgende Abbildung 33 zeigt den Vergleich zwischen Biogas- und Wasserstoffspeicher bei Stromnetzbezug. Die Kombination aus Linien- und Balkendiagramm wird durch drei y-Achsen definiert. Die Balken zeigen die Quelle des Strombezugs in Abhängigkeit der jeweiligen Elektrolysegröße. In gelb ist der Strombezug aus PV-Erzeugung und in blau bzw. grün der Strombezug aus dem Netz mit der jeweiligen Speichertechnologie dargestellt. Die durchgezogenen Linien stellen, farblich getrennt nach Medium, die benötigte Speicherbandbreite dar. Die Zyklenzahl der Speicher wird anhand der gestrichelten Linie dargestellt.

Unabhängig davon, ob Biogas oder Wasserstoff gespeichert wird, unterscheidet sich der Energiebezug nur geringfügig. Das Speichermedium hat also keinen Einfluss auf die Energiemenge, die zusätzlich aus dem Netz bezogen wird. Wie in Abbildung 29 ist auch hier

ein starker Anstieg der Speicherbandbreite mit steigender Elektrolyseleistung zu erkennen. Wobei der Biogasspeicher, bei gleicher Elektrolyseleistung bezogen auf die Energiemenge, mehr Speicherbedarf benötigt als ein Wasserstoffspeicher. Dieser Unterschied ist mit steigender Elektrolyseleistung deutlich zu erkennen. Durch den um Faktor zwei höheren Brennwert von Biogas ($H_u = 6,67 \text{ kWh/Nm}^3$)¹⁵ im Vergleich zu Wasserstoff ($H_u = 3,5 \text{ kWh/Nm}^3$ [59]) ist der volumetrische Speicherbedarf geringer. Die 97 MW Elektrolyse ist in diesem Diagramm nicht dargestellt. Bei einer Verlängerung des Diagramms nach links wäre diese, gekennzeichnet durch einen maximalen PV-Bezug, minimalen Netzbezug und der Zyklenzahl eins, zu erkennen. Mit steigender Elektrolysegröße wird die Produktion von Wasserstoff aus PV-Strom erhöht. Der Speicherbedarf steigt von 47,5 MW auf 65 MW um den Faktor 25, der Strombezug aus den PV-Anlagen bzw. der Netzbezug aus anderen Quellen steigt bzw. sinkt um 30 %.

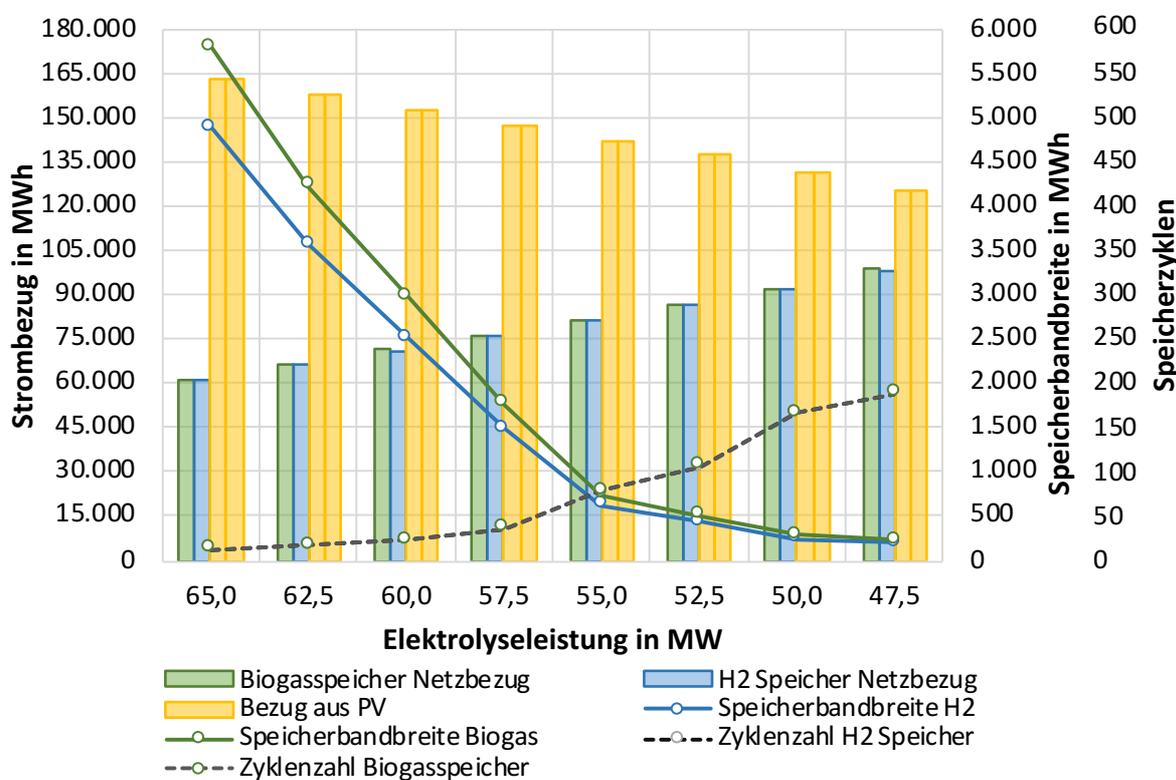


Abbildung 33: Vergleich eines Wasserstoffspeichers mit einem Biogasspeicher bei Netzbezug

Abbildung 34 zeigt den Vergleich der Speicher bei CO₂-Abtrennung. Die Energiemenge, welche durch die Methanisierung bei der jeweiligen Elektrolysegröße erzeugt wird, ist in Form von Balken dargestellt. Die blauen zeigen die Methanherzeugung mit Wasserstoffspeicher, die grünen Balken jene mit Biogasspeicher. Die durchgezogenen Linien stellen den jeweiligen

¹⁵ Für die Berechnung wurde eine Biogaszusammensetzung von 60 % CH₄ und 40 % CO₂ berücksichtigt

Speicherbedarf dar. Die Volllaststunden der CO₂-Abtrennung sind mit gestrichelten Linien dargestellt.

Das Speichermedium hat keinen Einfluss auf die produzierte Energiemenge. Unabhängig davon, ob Wasserstoff oder Biogas gespeichert wird, ist die Erzeugung von synthetischem Methan auf gleichem Niveau. Mit steigender Elektrolyseleistung wird mehr Methan erzeugt und die Volllaststunden der CO₂-Abtrennung sinken. Mit der 65 MW Elektrolyse wird 74 % des verfügbaren CO₂-Potenzials genutzt, mit der 47,5 MW Elektrolyse noch 56 %. Die Methanerzeugung steigt mit der Elektrolyseleistung von 47,5 MW bis 65 MW um 22 GWh. In Bezug auf die kleine Leistung entspricht das einer Steigerung von 30 %. Der Speicherbedarf steigt um das 25-Fache. Die Methanproduktion der Biogasanlagen ist in diesem Diagramm nicht dargestellt. Durch die Methanisierung wird die Methanproduktion in Bezug auf die Biomethanerzeugung der Biogasanlagen, abhängig von der Elektrolysegröße, von 37 auf 48 % erhöht. Wird das gesamte CO₂-Potenzial genutzt, entspricht das einer Mehrproduktion von rund 67 %.

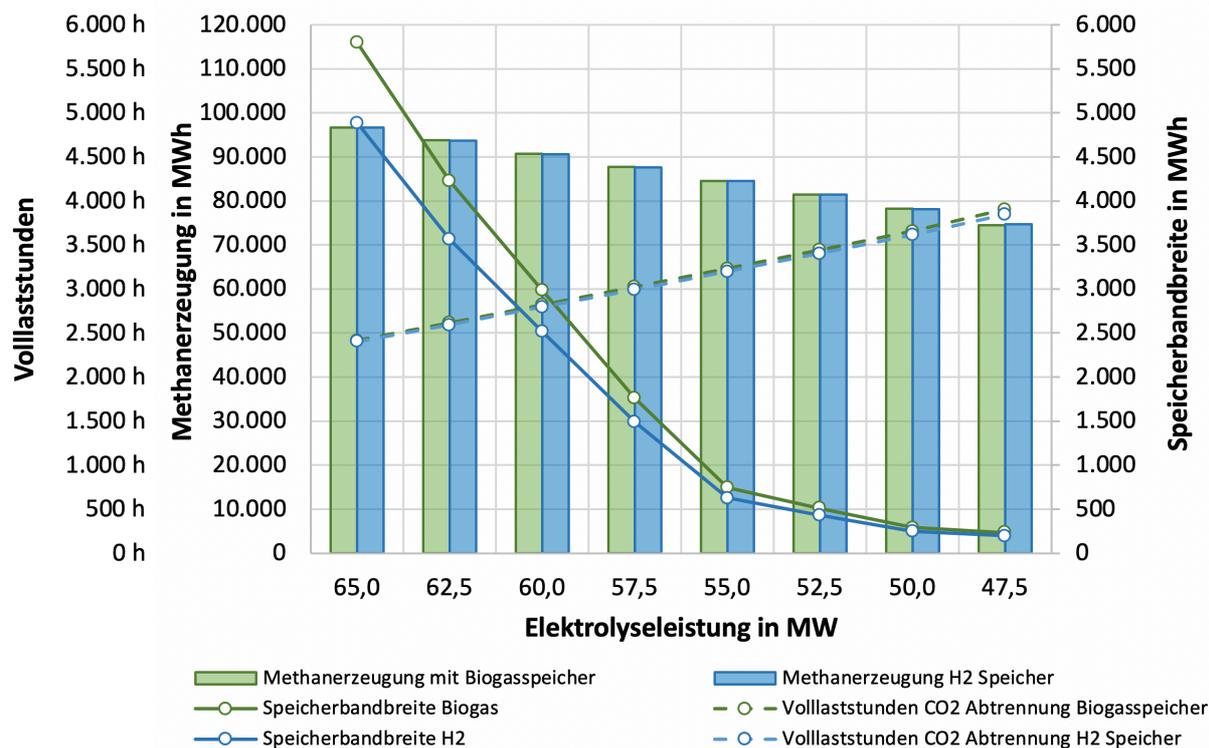


Abbildung 34: Vergleich eines Wasserstoffspeichers mit einem Biogasspeicher bei CO₂-Abtrennung

Weitere Abbildungen, zu diesem Szenario betreffend die Volllaststunden der Elektrolyse und den Vergleich der Methanerzeugung in den jeweiligen Subszenerarien. sind dem Anhang 10.3 beigefügt.

5.3.4 Szenario 4

In diesem Szenario wird ein dezentraler Ansatz verfolgt. Bei jeder BGA wird eine Elektrolyse, eine Methanisierung und ein Wasserstoffspeicher installiert. Für die Einspeisung, des von den Biogasanlagen und der Methanisierung produzierten Methans, wird eine Erdgasinfrastruktur eingerichtet, die über eine Verdichterstation in das HD-Netz der E-Netze Steiermark GmbH einbindet. Diese ist aus Netzebene 3 (PN6) Leitungen mit einem Durchmesser im Bereich von DN100 bis DN200 aufgebaut. Für die Regelung der Elektrolysen werden unterschiedliche Ansätze untersucht. Dabei stellt sich die bewährte Methode der Steuerung über die UW Süd und Rhein in Bezug auf PV-Ausbau und Auslastung der Anlagen als beste heraus. Wird in den grün markierten UWs, infolge der PV-Erzeugung aus der 20 kV Ebene, Energie in die 110 kV Ebene rückgespeist, werden die Elektrolysen betrieben. Ist die negative Residuallast geringer als die Summenleistung der installierten Anlagen, wird die verfügbare PV-Produktion auf die einzelnen Elektrolyseure gleichmäßig in Abhängigkeit der Nennleistung aufgeteilt. Die dezentralen Anlagen sind in der 20 kV Ebene der UW Elbe, Süd und Rhein angeschlossen. Für die Lastflussrechnung wird nur das 110 kV Netz betrachtet.

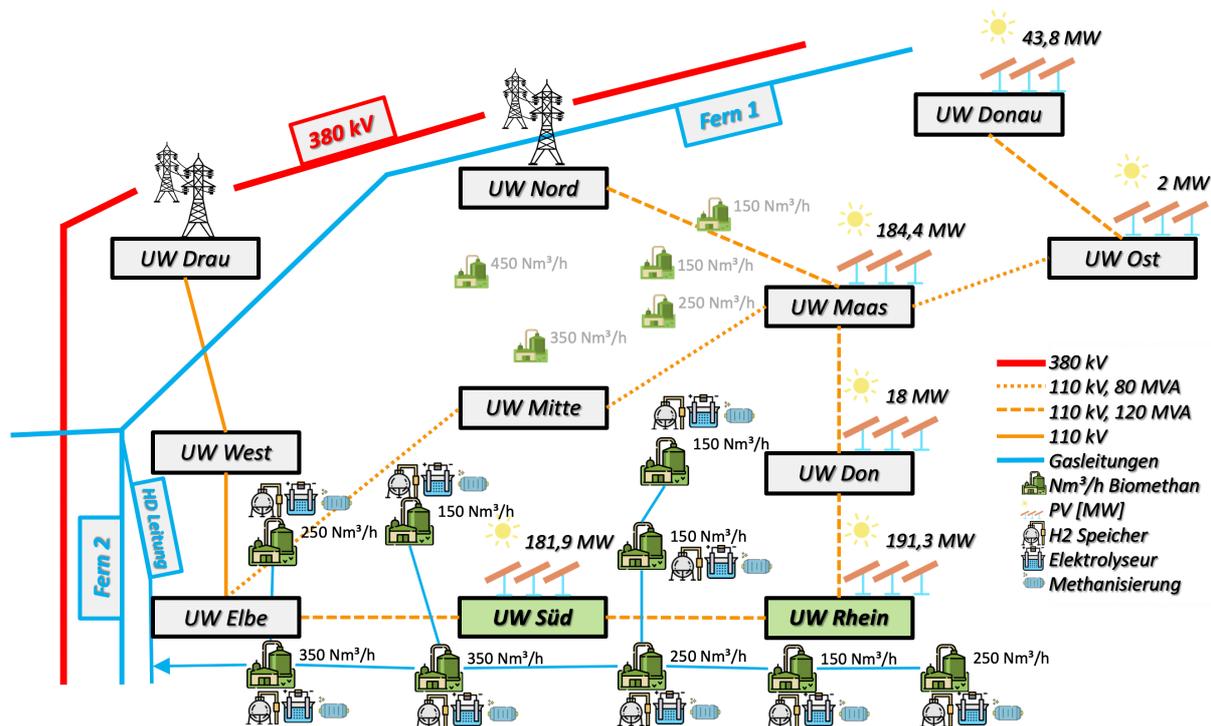


Abbildung 35: Dezentrale Elektrolyse und Methanisierung mit maximalen PV-Leistungen (Summe zugesagter und angefragter Projekte) je UW

Durch die PV-abhängige Wasserstofferzeugung tritt auch in diesem Szenario der Fall ein, dass in Zeiten niedriger PV-Produktion kein Wasserstoff für die Methanisierung zur Verfügung

steht. Deshalb wird auch hier jeweils die Abtrennung von Kohlendioxid und ein zusätzlicher Bezug von Strom aus dem Netz betrachtet.

Vorgehensweise

Aufgrund der geringeren Elektrolyseleistungen wird in diesem Szenario eine andere Referenz für die Modellierung der Elektrolyse verwendet. Der Silyzer 200® ist ebenfalls ein Produkt der Firma Siemens Hydrogen Solutions und mit einer Stack-Nennleistung von 1,25 MW für kleine Anlagen geeignet [18]. Um die Vergleichbarkeit mit den anderen Szenarien zu wahren, wird der gleiche Wirkungsgrad der Elektrolyse angenommen. Die Skalierung der Anlagen erfolgt über die Zusammenschaltung von mehreren Stacks. Tabelle 18 zeigt die Parameter für die Modellierung der Elektrolyseure, Tabelle 19 jene der Speicher. Diese werden in den Tabellenreibern eins und zwei in der Excel® Arbeitsmappe *HybridundSpeicher.xls* erstellt. Über die Variable *linknum* wird eine Elektrolyse mit einem Speicher verbunden. Die Betriebsstrategie der Elektrolyse wird, abhängig vom Verhalten bei leerem Wasserstoffspeicher, mit 2 (zusätzlicher Strombezug) oder 4 (CO₂-Abtrennung) gewählt.

Tabelle 18: Parametrierung der Elektrolyseure

<i>type</i>	<i>nodeID</i>	<i>max Power</i>	<i>minPower</i>	<i>etaPower</i>	<i>ramp</i>	<i>area</i>	<i>strategy</i>	<i>linknum</i>
2	5 1	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	1
2	5 2	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	2
2	5 3	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	3
2	5 4	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	4
2	5 5	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	5
2	6 1	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	1
2	6 2	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	2
2	4 1	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	1
2	4 2	n_i	0,25e6	0,75	400	1	2 / 4	2

Die Speichergröße, Ein- sowie Ausspeicherrate wird überdimensioniert, damit aus diesen keine Limitierung der Elektrolyse hervorgeht. Der Ausgangsspeicherstand (*initialCapacity*) wird, wie in Szenario 3 durch eine Versuchsrechnung ermittelt.

Die Simulation wird durch die Erfahrungen aus Szenario 3 so angelegt, dass ausgehend von hohen Elektrolyseleistungen schrittweise Simulationen durchgeführt werden, mit jeweils einer Reduktion der Anlagenleistung. Die im Bilanzgebiet betrachteten BGA werden anhand der Biogasproduktion in drei Klassen geteilt (vgl. Tabelle 20). Die Leistung der Elektrolyse wird auf die Biogasproduktion abgestimmt. Je höher die Biogasproduktion der BGA ist, desto mehr

CO₂ steht für die Methanisierung zur Verfügung, wobei in Absprache mit dem Netzbetreiber eine Biogaszusammensetzung von 60 % CH₄ und 40 % CO₂ festgelegt wird. Der Leistungsbereich, in dem die Elektrolyse verändert wird, ist ebenfalls in Tabelle 20 angeführt. In der 20 kV Ebene des UW Süd ergibt sich eine maximale Leistung von 31,5 MW. Wie bereits erwähnt, wird die Auswirkung auf die 20 kV Ebene in dieser Berechnung durch die LFR nicht berücksichtigt. Sollte dieses Szenario in Betracht kommen sind die Auswirkungen der Elektrolyse auf die 20 kV Ebene im Detail zu untersuchen.

Die Methanisierung wird kontinuierlich betrieben. Der benötigte Bedarf an Wasserstoff wird über eine Zeitreihe in das Programm geladen. Für einen Nm³ Kohlendioxid werden vier Normkubikmeter Wasserstoff benötigt (vgl. Gleichung (3-4)). Der Import erfolgt über das vierte Tabellenblatt in der *HybridundSpeicher.xls*. Die Zeitreihe wird durch Angabe von *type* und *nodeID* für das jeweilige Objekt definiert.

Tabelle 19: Parametrierung der Speicher

<i>type</i>	<i>nodeID</i>	<i>storage Capacity</i>	<i>input Rate</i>	<i>output Rate</i>	<i>initial Capacity</i>	<i>area</i>	<i>strategy</i>	<i>linknum</i>
8	5 6	50e9	10e6	10e6	0	1	1	1
8	5 7	50e9	10e6	10e6	0	1	1	2
8	5 8	50e9	10e6	10e6	0	1	1	3
8	5 9	50e9	10e6	10e6	0	1	1	4
8	5 10	50e9	10e6	10e6	0	1	1	5
8	6 3	50e9	10e6	10e6	0	1	1	1
8	6 4	50e9	10e6	10e6	0	1	1	2
8	4 3	50e9	10e6	10e6	0	1	1	1
8	4 4	50e9	10e6	10e6	0	1	1	2

Tabelle 20: Übersicht über die BGA und Leistungsverteilung auf die Umspannwerke

<i>BGA Biomethan- bzw. Biogasproduktion</i>	<i>Leistungsbereich Elektrolyse</i>	<i>UW Elbe</i>	<i>UW Süd</i>	<i>UW Rhein</i>
350 Nm ³ /h (583 Nm ³ /h)	10,5 MW bis 7 MW	1	1	---
250 Nm ³ /h (416 Nm ³ /h)	7,5 MW bis 5 MW	1	1	1
150 Nm ³ /h (250 Nm ³ /h)	4,5 bis 3 MW	---	3	1

Ergebnisse

Abbildung 36 zeigt die Entwicklung der PV-Integration mit eingebundener Elektrolyse. Auf der x-Achse sind die Summenleistungen aller dezentralen Elektrolyseeinheiten aufgetragen. Im

UW Maas und Donau wird die PV-Leistung durch den dezentralen Ansatz nicht erhöht. Die maximale PV-Integration beträgt 338,2 MW. Das entspricht einer Erhöhung, in Bezug auf die zugesagten Leistungen, von 152,8 MW und ohne (n-1) Sicherheit von 58,8 MW. Mit steigender Elektrolyseleistung ist ein Anstieg der PV-Integration zu erkennen. Tabelle 21 zeigt die Elektrolyseleistungen bei den jeweiligen Biogasanlagen in den einzelnen Simulationsschritten.

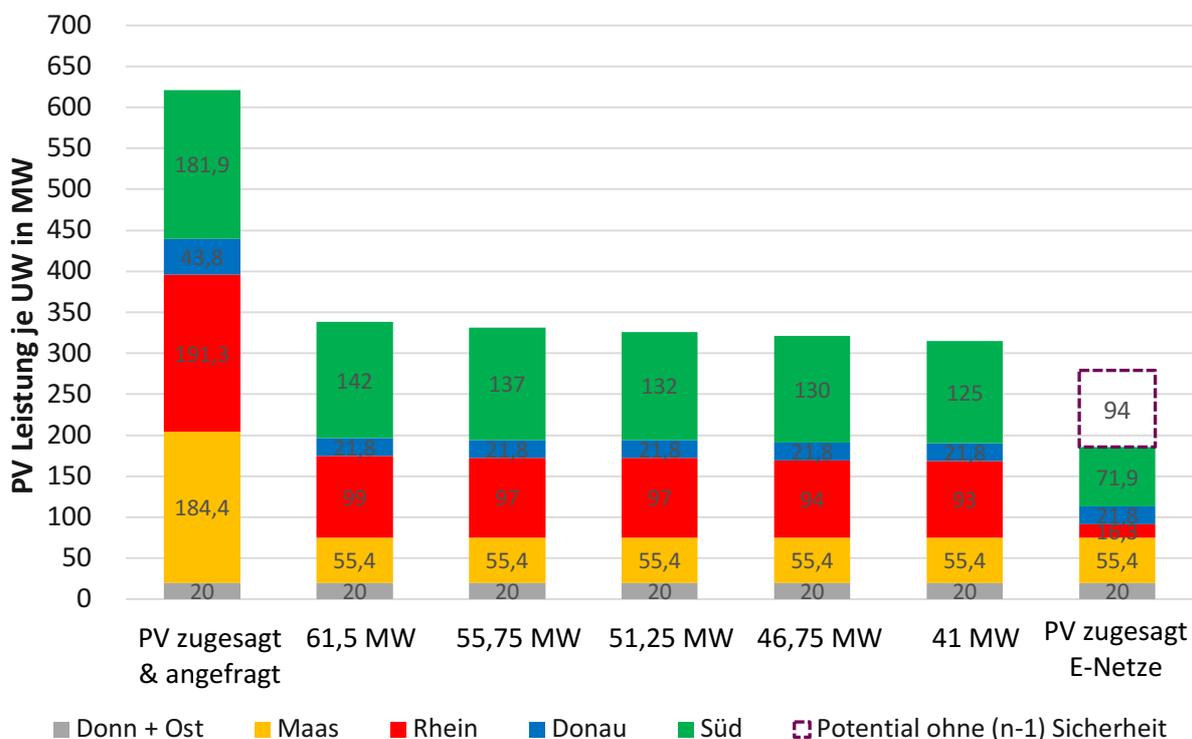


Abbildung 36: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse

Tabelle 21: Aufteilung der Elektrolyseleistungen auf die jeweiligen BGA in den Simulationsschritten

BGA 350 Nm ³ /h	BGA 250 Nm ³ /h	BGA 150 Nm ³ /h	Summe
7 MW	5 MW	3 MW	41 MW
7,75 MW	5,75 MW	3,5 MW	46,75 MW
8,75 MW	6,25 MW	3,75 MW	51,25 MW
9,75 MW	6,75 MW	4 MW	55,75 MW
10,5 MW	7,5 MW	4,5 MW	61,5 MW

Abbildung 37 gibt einen Überblick über den Zusammenhang der Wasserstoffproduktion und der benötigten Menge für die Methanisierung. Die grüne horizontale Linie stellt den Tagesbedarf an Wasserstoff für die Methanisierung einer Biogasanlage mit 350 Nm³/h Reingasproduktion dar. Der blaue Balken zeigt die durchschnittliche Tagesproduktion und der gelbe die maximale Tagesproduktion an Energiemenge im jeweiligen Monat. Die schraffierten

bzw. gestrichelten Balken zeigen die Entwicklung mit steigender Elektrolyseleistung, wobei von 7,75 MW ausgegangen und in zwei Schritten auf 8,75 bzw. 9,75 MW erhöht wird.

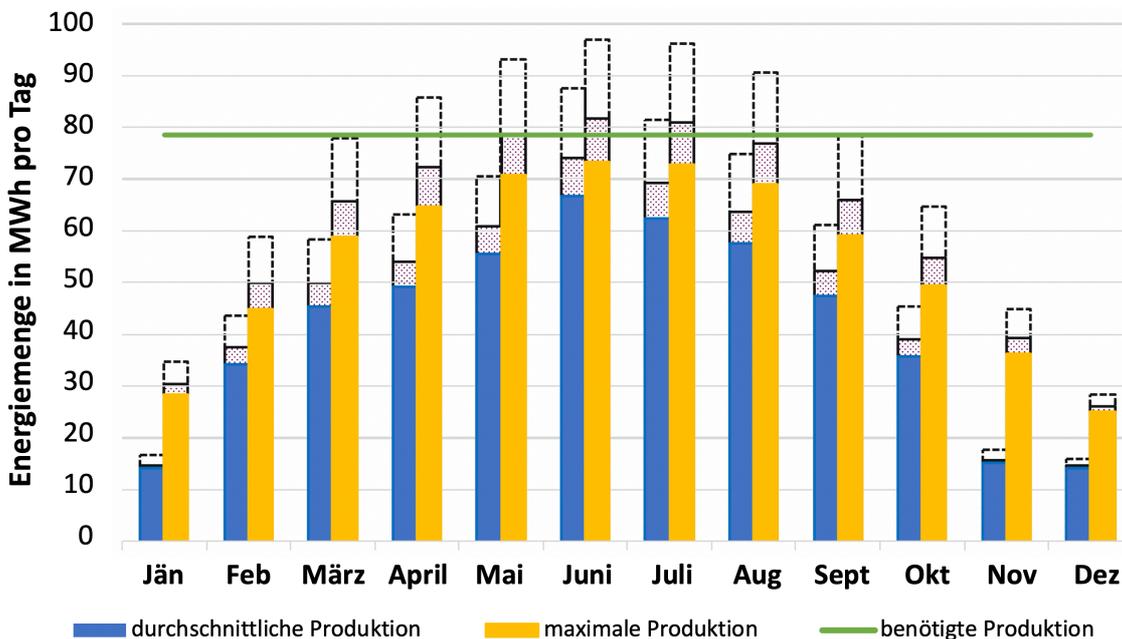


Abbildung 37: Übersicht über die durchschnittliche und die maximale Tagesproduktion der Elektrolyse im jeweiligen Monat; die Entwicklung mit steigender Elektrolyseleistung ist schraffiert bzw. gestrichelt

Die Produktionsraten an Wasserstoff zeigen eine Ähnlichkeit mit dem Lastgang der PV-Erzeugung. Die höchste Produktion wird jeweils im Juni erreicht. In den Herbst- und Wintermonaten wird nur sehr wenig Wasserstoff erzeugt. Das zeigt die Notwendigkeit der CO₂-Abtrennung oder des zusätzlichen Strombezugs, wobei diese hauptsächlich in den Wintermonaten bzw. im Herbst zum Einsatz kommen. Mit der 7,75 MW Elektrolyse wird der Bedarf an Wasserstoff am sonnenreichsten Tag im Juni nicht gedeckt. Die 8,75 MW Elektrolyse ist für einen Tagesspeicher ausgelegt. Die maximale Tagesproduktion von H₂ ist das Auslegungskriterium des Speichers, da dieser die Leistung der Elektrolyse nicht limitieren darf. Eine geringfügige Mehr- oder Minderproduktion von Wasserstoff kann theoretisch durch die Lastflexibilität der Methanisierung oder einen zusätzlichen Biogas Pufferspeicher ausgeglichen werden. In der Simulation wurde das nicht berücksichtigt. Von Mai bis August ist die maximale H₂-Produktion auf einem annähernd konstanten Niveau und liegt im Bereich der benötigten Menge. Wird die Elektrolyseleistung erhöht, überschreitet die maximale und auch durchschnittliche Produktion den Bedarf. Das führt zu einer Erhöhung der benötigten Speicherbandbreite. In den PV schwachen Monaten November bis Jänner erzielt die Erhöhung der Elektrolyseleistung im Vergleich zu den anderen Monaten einen geringeren Effekt.

Die Ergebnisse für die jeweilig betrachteten Elektrolyseleistungen mit zusätzlichem Netzbezug zeigt Abbildung 38. Das Diagramm ist nach den Biogasanlagentypen in drei Teile geteilt. Die

blauen Balken stellen den zusätzlichen Bezug aus dem Netz dar, die gelben jenen aus den PV-Anlagen. Die dunkelgrau gestrichelte Linie gibt die benötigte Speicherbandbreite an, die grau punktierte zeigt die Zyklenzahl des Speichers. Der Verlauf der Speicherbandbreite ist für die steigende Elektrolyseleistung in den ersten drei Schritten annähernd linear. Danach ist der Verlauf bei allen Biogasanlagentypen durch einen starken Anstieg gekennzeichnet. Der Grund für diesen Anstieg liegt in der steigenden Differenz zwischen der produzierten und der benötigten Tagesmenge an Wasserstoff (vgl. Abbildung 37). Bis 8,75 MW hat der Speicher die Funktion eines Tag/Nacht-Ausgleichs, darüber werden auch länger Perioden ohne PV-Erzeugung nur mithilfe des Speichers überbrückt, wodurch die Methanisierung mehr Volllaststunden erreicht. Der Energiebezug aus PV-Überschuss steigt mit zunehmender Elektrolyseleistung. Bei der kleinsten betrachteten Auslegung wird mehr Energie aus dem Netz bezogen, als von den PV-Anlagen. Mit der größten Elektrolyseleistung wird der Bezug aus dem Netz auf rund 30 % des Gesamtenergiebezugs reduziert. Der Speicherbedarf steigt auf das 14-Fache im Vergleich zur 8,75 MW Elektrolyse.

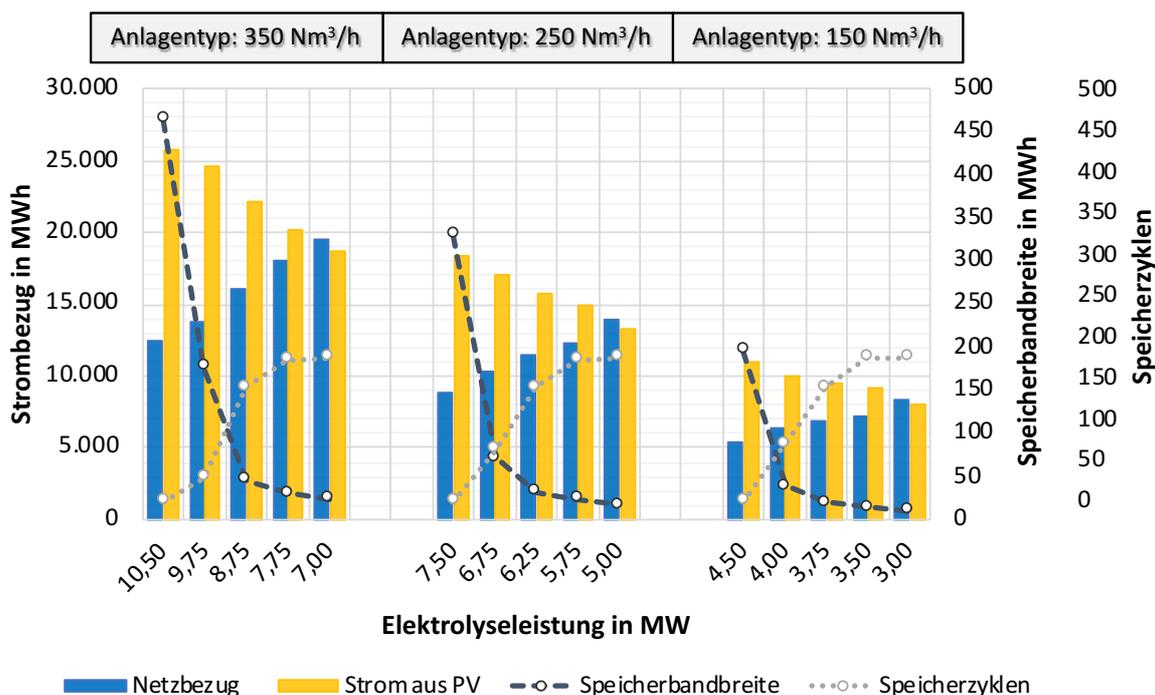


Abbildung 38: Aufteilung des Energiebezugs, Verlauf der Speicherbandbreite und der Zyklenzahl in Abhängigkeit der Elektrolyseleistungen

Die Ergebnisse der Betrachtung mit CO₂-Abtrennung sind in Abbildung 39 dargestellt. Das Diagramm ist wiederum nach den BGA-Typen in drei Teile geteilt. Die Balken stellen die jeweilige Methanproduktion dar, wobei der grüne Balken jene der Biogasanlagen und der blaue die der Methanisierung zeigt. Die Veränderung der Speicherbandbreite wird anhand der gestrichelten Linie dargestellt, die rote zeigt die Entwicklung der Volllaststunden der CO₂-

Abtrennung. In Bezug auf die kleinste Elektrolyseleistung steigt die CH₄-Produktion aus Wasserstoff bis zur größten Auslegung um rund 39 %. Der Speicherbedarf steigt, wie bereits erwähnt, um den Faktor 14. Mit den betrachteten Elektrolyseleistungen werden 49 bis 67 % des von den berücksichtigten BGA bereitgestellten CO₂-Potenzials genutzt. Mit der jeweiligen Elektrolysegröße (8,75 MW, 6,75 MW und 3,75 MW) vor dem signifikanten Anstieg der Speicherverläufe, wird gesamtheitlich betrachtet 58 % des CO₂-Potenzials genutzt und die CH₄-Produktion um 35 % erhöht. Das entspricht einer zusätzlichen Erzeugung von 69,2 GWh regenerativem Biomethan.

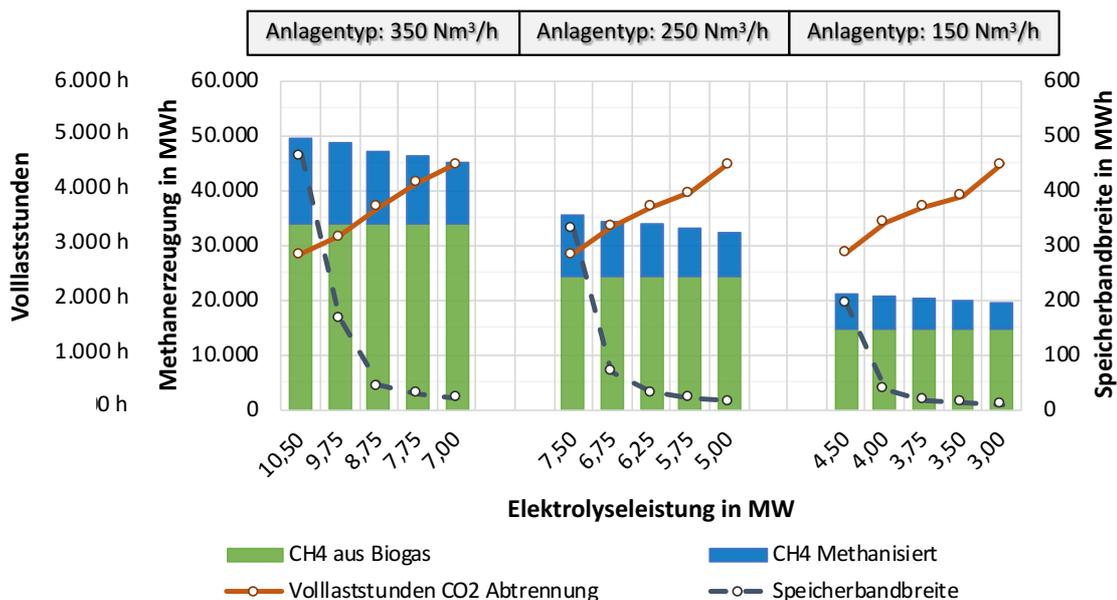


Abbildung 39: Produzierte Energiemenge durch Methanisierung und Biogasanlagen, Auslastung der CO₂-Abtrennung und benötigte Speicherbandbreite

5.4 Ökonomische Betrachtung

Für die wirtschaftliche Betrachtung werden zur Festlegung der Kostensätze für Elektrolyse, Methanisierung, H₂-Speicher und H₂-Verdichter, die Daten aus der Literaturrecherche herangezogen (vgl. Abschnitt 3.1.3). Die Kosten für die Elektrolyse und Methanisierung werden in einem Zeithorizont von fünf Jahren festgelegt. Bei den Betriebskosten wird nach fixen und variablen Kosten unterschieden. Damit ist die Unabhängigkeit von Energiepreisen gegeben und die Rechnung ist mit unterschiedlichen Strompreisen reproduzierbar.

5.4.1 Festlegung der verwendeten Kostensätze und getroffenen Annahmen

Die CapEx der Elektrolyse liegen laut Literaturangaben im Jahr 2025 in einer Bandbreite von 500 bis 960 €/kW_{el} (vgl. Abschnitt 3.1.3). Der in dieser Arbeit verwendete Kostensatz wird mit 800 €/kW_{el} festgelegt und damit wird ein eher konservativer Ansatz verfolgt. Der Preis wird

nicht an der obersten Grenze festgelegt, da in den Szenarien hohe Elektrolyseleistungen im zweistelligen MW-Bereich betrachtet werden und der Einfluss der Systemgröße auf die Kosten mitberücksichtigt wird [35]. Die fixen OpEx werden gemäß den Literaturangaben in Abschnitt 3.1.3 festgelegt. Die variablen OpEx der Elektrolyse werden nur durch den Strompreis berücksichtigt.

Die Kosten für die biologische Methanisierung liegen auf Basis des Jahres 2013, abhängig von Größe und Reaktorkonzept, zwischen 226 €/kW_{el} und 677 €/kW_{el}. Die Kosten für die katalytische Methanisierung liegen im Jahr 2018 für große Anlagen bei rund 200 €/kW_{el} (vgl. Abschnitt 3.1.3). Für die Kostenbetrachtung der Szenarien wird kein spezifisches Methanisierungs Verfahren definiert und für das Jahr 2025 eine weitere Kostenreduktion erwartet. Die CapEx werden mit 200 €/kW_{el} festgelegt. Dieser Kostensatz deckt sich mit der Bandbreite der Literaturlauswertung nach Van Leeuwen und Mulder für die Jahre 2020 und 2030 [34]. Die fixen OpEx werden laut Abschnitt 3.1.3 mit 5 %/a anteilig am CapEx und die variablen mit 0,63 €/(MW_{el} h_{Betr.}) berücksichtigt. Hot- sowie Cold Standby Stunden werden bei den variablen OpEx nicht miteinbezogen.

Die Kostenfunktionen der CO₂-Abtrennung werden auf Basis der drei gängigsten Verfahren, Druckwasserwäsche, Aminwäsche und Druckwechseladsorption, aufgestellt. Laut Döhler liegen für diese drei Methoden Investitions- sowie Betriebskosten für unterschiedliche Aufbereitungskapazitäten vor [43]. Im Zuge dieser Arbeit wird kein spezifisches Abtrennungsverfahren festgelegt. Über die aus Döhler bekannten Kosten aller drei Verfahren wird der Durchschnitt gerechnet und in weiterer Folge eine lineare Regression für CapEx, fixe und variable OpEx durchgeführt [43]. Über die in Tabelle 22 dargestellten Funktionen werden die Kosten für die in der Arbeit verwendeten Anlagengrößen berechnet.

Die CapEx für die Wasserstoffleitung wurden nach Van Leeuwen und Zauner festgelegt [35]. Jene für die Gasleitungen werden laut einer Studie, die an der Montanuniversität Leoben verfasst wurde, bestimmt. Aus dieser stammen auch die Daten für die OpEx, welche auf Angaben von Netzbetreibern basieren [40]. Für die H₂-Leitung wird von den gleichen OpEx, wie für konventionelle Gasleitungen ausgegangen (vgl. Tabelle 22).

Wie in Abschnitt 3.1.3 gezeigt, entwickelt sich der Trend bei den CapEx für Hochdruck-Wasserstoffspeicher in Richtung 20 bis 100 €/Nm³. Für die ökonomische Betrachtung werden die spezifischen Kosten eher im unteren Bereich (50 €/Nm³) festgelegt. Bei den betrachteten Szenarien wird zwischen Elektrolyse und Speicher kein Verdichter berücksichtigt, weshalb der maximale Speicherdruck an den Betriebsdruck der Elektrolyse gebunden ist. Damit sind für den H₂-Speicher nur vergleichsweise niedrige Speicherdrücke im Bereich von < 100 bar möglich. Für die Speicherung von Biogas wird aufgrund der großen zu speichernden Volumina

in Szenario 3 von einem Hochdruckspeicher ausgegangen. Aufgrund mangelnder Quellen werden dafür Kosten von 30 €/Nm³ angenommen. Die OpEx für beide Speichertypen folgen aus der Literaturrecherche in Abschnitt 3.1.3.

Für Biomethan und Biogasverdichter werden die gleichen CapEx nach Kienberger et al. festgelegt [40]. Das liegt an nicht verfügbaren Quellen für Biogasverdichter. Die Literaturangaben für CapEx von Wasserstoffverdichtern variieren stark. In dieser Arbeit werden 1.500 €/kW_{el} angenommen. Aufgrund des niedrigen Einspeisedrucks (< 70 bar) in die Erdgasinfrastruktur im Vergleich zu Hochdruckspeichern (< 550 bar) erfolgt die Orientierung eher im unteren Bereich der in der Studie ausgewiesenen Kosten (vgl. Abschnitt 3.1.3). Die Betriebskosten werden für Wasserstoff- und Biomethan/-gas-Verdichter gleich angesetzt und laut Kienberger et al. festgelegt [40].

Tabelle 22: Zusammenfassung der angenommenen Kostensätze

Anlagentyp	CapEx	OpEx	
		fix	variabel
Elektrolyse [31]	800 €/kW _{el}	3 %/a CapEx	---
Methanisierung [31]	200 €/kW _{el}	5 %/a CapEx	$0,63 \times P_{MW} \times h_{Betr.}$
CO₂-Abtrennung [43]	$1.528 \times \dot{V}_{Biogas} +$ 872.004	$141,02 \times \dot{V}_{Biogas} +$ 82.654	$4,21e^{-2} \times \dot{V}_{Biogas} +$ 8,71
Gasleitungen			
H ₂ -Leitung [35, 40]	500 €/m	1 €/(m × a)	---
DN150 PN70 [40]	300 €/m	1 €/(m × a)	---
DN150-200 PN6 [40]	150 €/m	1 €/(m × a)	---
Speicher			
H ₂ -Speicher [31, 35]	50 €/Nm ³	1,5 %/a CapEx	---
Biogasspeicher [31]	30 €/Nm ³	1,5 %/a CapEx	---
Verdichter			
Wasserstoff [35, 40]	1.500 €/kW _{el}	2,5 %/a CapEx	$7e^{-3} \times P_{VD} \times h_{Voll.}$
Biomethan/-gas [40]	$389.802 + 995,8 \times$ \dot{V}_{Biogas}	2,5 %/a CapEx	$7e^{-3} \times P_{VD} \times h_{Voll.}$

Für die aus dem Stromnetz bezogene Energie wird ein Preis von 30 €/MWh herangezogen. Dieser Preis wird aus der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen abgeleitet [60]. Für Energie, die aus der PV-Produktion bezogen wird, werden die gleichen Kosten berücksichtigt wie für jene, die zusätzlich aus dem Netz bereitgestellt wird. Die Netzentgelte werden entsprechend der Netzebene festgelegt. Auf Basis von 2020 wird für die Netzebene 3 ein Netznutzungs- und Netzverlustentgelt von 1,15 Cent/kWh und für die

Netzebene 5 2,36 Cent/kWh verrechnet [61]. Netzbereitstellungsentgelte und Kosten für die Messleitung werden in der Berechnung nicht berücksichtigt. Für die Planung und den Bau der Elektrolyse sowie Methanisierung werden ebenfalls Ausgaben miteinbezogen. Die Kosten für den Bau belaufen sich auf einen Anteil von 10 % der Anschaffungskosten dieser Anlagen. Die Planungskosten werden mit 160.000 € berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.1.3).

5.4.2 Berechnungsverfahren

Die Summe der Investitionskosten wird nach der branchenüblichen Annuitätenmethode in jährliche Geldbeträge umgerechnet. Der Abschreibungszeitraum für die Elektrolyse, wird in Absprache mit dem Netzbetreiber mit zwölf Jahren festgelegt. Die Gasinfrastruktur, Methanisierung und CO₂-Abtrennung wird innerhalb von 30 Jahren abgeschrieben. Der kalkulatorische Zinssatz wird in Abstimmung mit dem Netzbetreiber mit 4 % berücksichtigt. Der Annuitätenfaktor wird nach der folgenden Formel berechnet: [62]

$$ANF_{n,i} = \frac{(1 + i)^n \times i}{(1 + i)^n - 1} \tag{5-2}$$

Über den Annuitätenfaktor und die gesamten Investitionsaufwendungen im jeweiligen Investitionszeitraum wird die Annuität berechnet. Die jährlichen Zahlungen errechnen sich aus dem Produkt von Kapitalwert und Annuitätenfaktor [62].

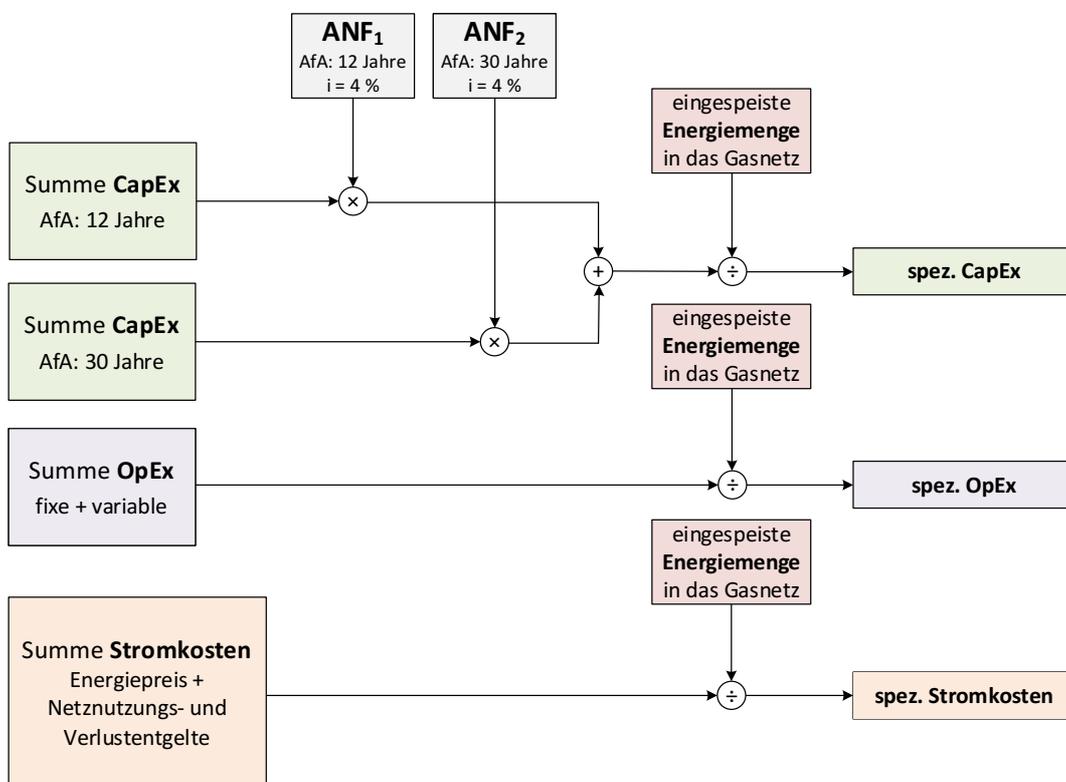


Abbildung 40: Verfahren zur Berechnung der spezifischen Kosten

Durch die unterschiedlichen Abschreibungszeiträume ergeben sich zwei Annuitäten, die für die weitere Berechnung summiert werden. Abbildung 40 zeigt die Berechnung der spezifischen Kosten. Dafür werden für das jeweilige Szenario die Summe der jährlichen Annuitäten, Betriebskosten und Energiekosten auf die in das Gasnetz eingespeiste Energiemenge bezogen.

In den folgenden Kapiteln 5.4.3 bis 5.4.6 werden die Kosten der einzelnen Szenarien betrachtet. Für die ersten beiden Szenarien werden jeweils zwei Elektrolyseleistungen gegenübergestellt. Um die Vergleichbarkeit aller Szenarien aufrechtzuhalten, werden in den Szenarien 3 und 4 die 52,5 MW bzw. 51,25 MW Elektrolyse betrachtet. Die letzten beiden Szenarien werden außerdem anhand der unterschiedlichen Subszenarien verglichen.

5.4.3 Szenario 1

Tabelle 23 zeigt die Kostenaufstellung zwei unterschiedlicher Elektrolyseleistungen bezogen auf Szenario 1 Strategie 2. Der Unterschied im Investitionsbedarf ist auf die höheren Kosten für die Elektrolyse und die zusätzlichen Kosten für den H₂-Pufferspeicher zurückzuführen (vgl. Abschnitt 5.3.1). Die spezifischen Gesamtkosten liegen bei 11,8 bis 12,2 Cent/kWh_{H2}, das entspricht rund 4,36 bis 4,75 €/kg_{H2}.¹⁷ Die Wasserstoffgestehungskosten sind sehr stark von den Energiekosten abhängig, rund die Hälfte der Gesamtkosten sind diesen zuzuordnen.

Tabelle 23: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 1 Strategie 2

Anlagentyp	35 MW	52,5 MW
H₂-Einspeisemenge	72,7 GWh	102,3 GWh
Elektrolyse	28 Mio. €	42. Mio. €
H ₂ -Speicher	---	2,6 Mio. €
H ₂ -Leitung (11 km)	5,5 Mio. €	5,5 Mio. €
H ₂ -Verdichter (430 kW)	645.000 €	645.000 €
Investitionsbedarf	37,1 Mio. €	55,1 Mio. €
spez. CapEx	0,0503 €/kWh _{H2}	0,0532 €/kWh _{H2}
spez. OpEx	0,0120 €/kWh _{H2}	0,0132 €/kWh _{H2}
spez. Energiekosten	0,0553 €/kWh _{H2}	0,0553 €/kWh _{H2}
spez. Gesamtkosten	0,1176 €/kWh_{H2}	0,1217 €/kWh_{H2}

¹⁷ Bezogen auf den Brennwert (3,5 kWh/Nm³) und die Dichte (0,0899 kg/m³) von H₂

5.4.4 Szenario 2

Der Elektrolysestandort im UW Nord hat aufgrund der Nähe zur Fern 1 Vorteile in Bezug auf die Investitionskosten. Wie Abschnitt 5.3.2 zeigt, wird in diesem Fall jedoch keine Erhöhung der PV-Integration durch die Elektrolyse erreicht.

Tabelle 24 zeigt die Zusammenfassung der Kosten für Szenario 2 Strategie 2. In diesem Fall basiert der Unterschied im Investitionsbedarf rein auf den Elektrolysekosten. Durch die konstant bleibende PV-Integration sinkt die Auslastung der Elektrolyse mit steigender Leistung stark (vgl. Abbildung 25). Damit ist die 35 MW Elektrolyse in Bezug auf die spez. Gesamtkosten vorteilhafter im Vergleich zu der 52,5 MW Elektrolyse. Für ein Kilogramm Wasserstoff ergeben sich Kosten von 5,25 bis 5,46 €/kg_{H2}¹⁸.

Tabelle 24: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 2 Strategie 2

Anlagentyp	35 MW	52,5 MW
H₂-Einspeisemenge	55,3 GWh	94 GWh
Elektrolyse	28 Mio. €	42. Mio. €
H ₂ -Leitung (5 km)	2,5 Mio. €	2,5 Mio. €
H ₂ -Verdichter (626 kW)	939.000 €	939.000 €
Investitionsbedarf	34,4 Mio. €	49,8 Mio. €
spez. CapEx	0,0632 €/kWh _{H2}	0,0676 €/kWh _{H2}
spez. OpEx	0,0159 €/kWh _{H2}	0,0171 €/kWh _{H2}
spez. Energiekosten	0,0553 €/kWh _{H2}	0,0553 €/kWh _{H2}
spez. Gesamtkosten	0,1344 €/kWh_{H2}	0,14 €/kWh_{H2}

5.4.5 Szenario 3

Die Zusammensetzung der Investitionskosten für das Szenario 3 mit CO₂-Abtrennung sind getrennt nach Speicheransatz, in Tabelle 25 dargestellt. Dabei wird die CO₂-Abtrennung als zentrale Anlage mit einer Biogas bezogenen Leistung von 3.417 Nm³/h ausgelegt.

Das Biogasnetz wird bei dem Ansatz der Wasserstoffspeicherung und der Kombination aus Infrastruktur und dezentraler Speicherung als PN6 Leitung mit einem Durchmesser von DN100 bis DN250 betrachtet. Der Speicherbedarf beträgt 122.306 Nm³ Wasserstoff bzw. 76.089 Nm³ Biogas. Wobei im dezentralen Szenario 3.132 Nm³ im Biogasnetz und der Rest in Hochdruckbiogasspeichern bei den einzelnen BGAs gespeichert wird. Im reinen Infrastrukturszenario wird die gesamte Biogasmenge in den Rohrleitungen gespeichert. Dafür

¹⁸ Bezogen auf den Brennwert (3,5 kWh/Nm³) und die Dichte (0,0899 kg/m³) von H₂

wird eine durchgehende PN70 DN150 Leitung benötigt. Durch den niedrigen Ausgangsdruck der Biogasanlagen werden, zusätzlich zum zentralen Verdichter nach der Methanisierung, weitere dezentrale Verdichter bei jeder Biogasanlage benötigt. Die spezifischen CapEx, OpEx und Energiekosten sind nur auf die aus der Methanisierung erzeugte Menge CH₄ bezogen. In diesem Szenario sind die Investitionskosten für einen Großteil der CH₄-Gestehungskosten verantwortlich.

Tabelle 25: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 3 mit CO₂-Abtrennung

Anlagentyp Speichermedium	Wasserstoff	52,5 MW Biogas dez. + Infra.	Biogas Infrastruktur
CH₄-Einspeisemenge	281 GWh	281 GWh	281 GWh
Biomethan aus Biogas	199,7 GWh	199,7 GWh	199,7 GWh
Methanisierung	81,4 GWh	81,4 GWh	81,4 GWh
Elektrolyse	42 Mio. €	42 Mio. €	42 Mio. €
Methanisierung	10,5 Mio. €	10,5 Mio. €	10,5 Mio. €
CO ₂ -Abtrennung	6,1 Mio. €	6,1 Mio. €	6,1 Mio. €
H ₂ -Leitung (11 km)	5,5 Mio. €	5,5 Mio. €	5,5 Mio. €
Biogasleitung (61 km)	9,2 Mio. €	9,2 Mio. €	18,3 Mio. €
Speicher	6,1 Mio. €	2,2 Mio. €	---
Biomethan/-gas Verdichter	10,7 Mio. €	10,7 Mio. €	10,7 Mio. €
Investitionsbedarf	95,4 Mio. €	91,5 Mio. €	102,3 Mio. €
spez. CapEx	0,0962 €/kWh _{CH4}	0,0933 €/kWh _{CH4}	0,1011 €/kWh _{CH4}
spez. OpEx	0,0463 €/kWh _{CH4}	0,0454 €/kWh _{CH4}	0,0449 €/kWh _{CH4}
spez. Energiekosten	0,0699 €/kWh _{CH4}	0,0699 €/kWh _{CH4}	0,0699 €/kWh _{CH4}
spez. Gesamtkosten	0,2125 €/kWh_{CH4}	0,2088 €/kWh_{CH4}	0,2159 €/kWh_{CH4}

Tabelle 26 zeigt die Investitionskosten für das Strombezugsszenario. Hier fallen die Kosten der CO₂-Abtrennung weg. Der restliche Investitionsbedarf bleibt, im Vergleich zur Betrachtung mit CO₂-Abtrennung, gleich. Im Fall des Strombezugs wird das gesamte CO₂-Potenzial aus den Biogasanlagen ausgenutzt und somit 133,1 GWh synthetisches Methan in das Gasnetz gespeist. Das entspricht einem Anteil von 66,65 % der Biomethanherzeugung aus Biogas.

Tabelle 26: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 3 mit zusätzlichem Strombezug

Anlagentyp		52,5 MW	
Speichermedium	Wasserstoff	Biogas dez. + Infra.	Biogas Infrastruktur
CH₄-Einspeisemenge	332,8 GWh	332,8 GWh	332,8 GWh
Biomethan aus Biogas	199,7 GWh	199,7 GWh	199,7 GWh
Methanisierung	133,1 GWh	133,1 GWh	133,1 GWh
Elektrolyse	42 Mio. €	42 Mio. €	42 Mio. €
Methanisierung	10,5 Mio. €	10,5 Mio. €	10,5 Mio. €
H ₂ -Leitung (11 km)	5,5 Mio. €	5,5 Mio. €	5,5 Mio. €
Biogasleitung (61 km)	9,2 Mio. €	9,2 Mio. €	18,3 Mio. €
Speicher (122.306 Nm ³)	6,1 Mio. €	2,2 Mio. €	---
Methan Verdichter	10,7 Mio. €	10,7 Mio. €	10,7 Mio. €
Investitionsbedarf	89,3 Mio. €	85,4 Mio. €	92,4 Mio. €
spez. CapEx	0,0562 €/kWh _{CH4}	0,0545 €/kWh _{CH4}	0,0575 €/kWh _{CH4}
spez. OpEx	0,0222 €/kWh _{CH4}	0,216 €/kWh _{CH4}	0,0213 €/kWh _{CH4}
spez. Energiekosten	0,0698 €/kWh _{CH4}	0,0698 €/kWh _{CH4}	0,0698 €/kWh _{CH4}
spez. Gesamtkosten	0,1482 €/kWh_{CH4}	0,1459 €/kWh_{CH4}	0,1486 €/kWh_{CH4}

5.4.6 Szenario 4

Die Zusammensetzung der Investitions- und spezifischen Kosten wird anhand der Summenleistung von 51,25 MW berechnet. Das entspricht der mittleren betrachteten Elektrolyseleistung von 8,75 MW bis 3,75 MW. Die Ergebnisse sind in Tabelle 27, jeweils für die CO₂-Abtrennung und den Strombezug, dargestellt. Die Biogasleitung wird, wie in Szenario 3, als PN6 Leitung mit DN150 bis DN200 ausgeführt. Der Wasserstoffspeicherbedarf beträgt 76.056 Nm³. Vor der Einspeisung in das HD-Netz der E-Netze Steiermark GmbH wird das Methan auf einen Druck von 70 bar verdichtet. Der Unterschied in der Zusammensetzung der Investitionskosten der beiden Subszszenarien liegt bei der CO₂-Abtrennung. Die dezentrale Verteilung der Anlagen hat die zweifachen Kosten für die CO₂-Abtrennung im Vergleich zu Szenario 3 zur Folge. Durch die niedrigere Einspeisemenge von synthetischem Methan und die gleichzeitig höheren Investitionskosten ist das Strombezugsszenario vorteilhafter gegenüber der CO₂-Abtrennung.

Tabelle 27: Investitionsbedarf und Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung für Szenario 4

Anlagentyp	51,25 MW	
	CO ₂ -Abtrennung	Strombezug
CH₄-Einspeisemenge	281 GWh	281 GWh
Biomethan aus Biogas	199,7 GWh	199,7 GWh
Methanisierung	76,9 GWh	133,1 GWh
Elektrolyse	41 Mio. €	41 Mio. €
Methanisierung	10,3 Mio. €	10,3 Mio. €
CO ₂ -Abtrennung	13,1 Mio. €	---
Biogasleitung (61 km)	9,2 Mio. €	9,2 Mio. €
H ₂ -Speicher	3,8 Mio. €	3,8 Mio. €
Methan Verdichter	3,8 Mio. €	3,8 Mio. €
Investitionsbedarf	86,4 Mio. €	73,3 Mio. €
spez. CapEx	0,0943 €/kWh _{CH4}	0,0488 €/kWh _{CH4}
spez. OpEx	0,0573 €/kWh _{CH4}	0,0185 €/kWh _{CH4}
spez. Energiekosten	0,0902 €/kWh _{CH4}	0,0903 €/kWh _{CH4}
spez. Gesamtkosten	0,2418 €/kWh_{CH4}	0,1576 €/kWh_{CH4}

6 VERGLEICH DER ERGEBNISSE

In diesem Kapitel werden die Szenarien anhand von technischen und wirtschaftlichen Parametern verglichen. Dabei wird in den Szenarien 1 bis 3 die 52,5 MW und im Szenario 4 die 51,25 MW Elektrolyse betrachtet. Das dient vor allem der Vergleichbarkeit der Szenarien. Außerdem werden dadurch Opportunitäten, bezogen auf die Vergleichsfaktoren in den jeweiligen Szenarien, deutlicher hervorgehoben.

Technische Betrachtung

Den technischen Vergleich zeigt Abbildung 41. Dabei sind der PV-Ausbau, die in das Gasnetz gespeiste Energiemenge, die Volllaststunden und der Speicherbedarf in Form von Balken dargestellt. Farblich gekennzeichnet ist der erreichte Wert mit der betrachteten Elektrolyseleistung. Grau hinterlegt wird der maximal erreichte Wert in dem jeweiligen Szenario dargestellt.

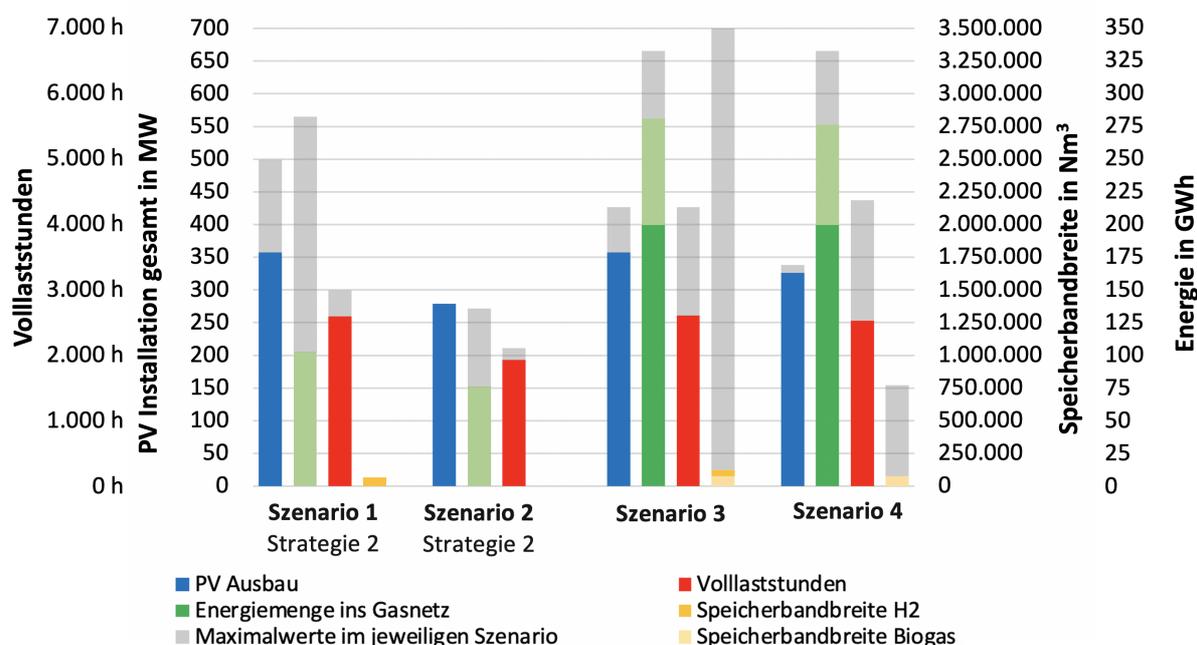


Abbildung 41: Gegenüberstellung aller Szenarien anhand von PV-Ausbau, eingespeiste Energiemenge, Volllaststunden und Speicherbedarf bezogen auf 52,5 MW bzw. 51,25 MW Elektrolyseleistung in Szenario 4

In den Szenarien 1 und 3 wird die 52,5 MW Elektrolyse in Bezug auf die PV-Integration am besten eingesetzt. Die Ergebnisse in Abschnitt 5.3 zeigen, dass in dem UW in dem die Elektrolyse installiert ist jeweils die höchste PV-Leistung ermöglicht wird. Im Szenario 4 wird annähernd die gleiche Elektrolyseleistung in Abhängigkeit der BGA Leistung auf die drei UW Elbe, Süd und Rhein aufgeteilt, wobei im UW Elbe keine PV-Leistung installiert ist. Die Elektrolyse im UW Elbe trägt in diesem Fall nichts zur Netzentlastung in der 110 kV Ebene bei.

Durch negative Residuallasten, die die gesamte Leistung der Elektrolysen überschreiten, wird ein Teil der Überschussleistungen über das 110 kV Netz in Richtung UW Elbe und weiter in die 380 kV Ebene transportiert. Durch den Bezug der Elektrolyse im UW Elbe ist eine gewisse Bandbreite der Leitungskapazität bereits belegt. Dadurch wird einzig die Menge an Überschussstrom in die 380 kV Ebene verringert.

Im Szenario 1 wird durch die Elektrolyse jährlich eine Energiemenge in Form von rund 100 GWh Wasserstoff in das Gasnetz gespeist. Dafür ist, aufgrund der Einspeiserestriktion in die Fernleitung 2, ein Pufferspeicher nötig. Im Szenario 2 werden bei gleicher Elektrolyseleistung nur 75 GWh eingespeist. Aufgrund des Standorts im UW Nord wird die Anlage durch das 110 kV Netz limitiert, wodurch ein niedrigerer PV-Ausbau erreicht wird. Das resultiert in einer geringeren Auslastung und somit rund 500 Volllaststunden weniger. Der Vorteil des Standorts im UW Nord ist die Nähe zur Fernleitung 1, welche aufgrund der Transportkapazität hohe Elektrolyseleistungen erlaubt. Ohne zusätzlichen Netzausbau erscheint im Szenario 2 die Installation der Elektrolyse im UW Maas vorteilhafter, auch wenn dafür eine längere Wasserstoffleitung benötigt wird. Entscheidend sind in diesem Fall die Kosten eines zusätzlichen Netzausbaus im Vergleich zu jenen einer längeren H₂-Leitung. In den Szenarien 3 und 4 wird insgesamt die größte Energiemenge in das Erdgasnetz gespeist, wobei in dunkelgrün jene aus Biogasanlagen und in hellgrün jene aus der Methanisierung dargestellt ist. Rein infolge der Wasserstoffproduktion werden im Szenario 3 und 4 75 bis 80 GWh synthetisches Methan in das Gasnetz gespeist. Aufgrund des gleichen Standorts der Elektrolyse ist das Szenario 3 im Vergleich zu Szenario 1 besonders interessant. Bei gleicher Auslastung der Elektrolyse werden im Szenario 1 rund 20 GWh mehr Gas erzeugt als im Szenario 3. Das Gas liegt in beiden Fällen in unterschiedlichen Formen vor, nämlich einerseits Wasserstoff und andererseits Methan. Im Szenario 3 ist ein weiterer Prozessschritt notwendig. Für die Herstellung von 1 Nm³ Methan werden 4 Nm³ Wasserstoff benötigt. Bezogen auf den Brennwert wird für die Produktion von einem Normkubikmeter Methan eine Energiemenge von 14 kWh Wasserstoff eingesetzt.¹⁹ Daraus ergibt sich ein rein auf diese Bilanz bezogener Wirkungsgrad von 79 %. In der aus der Wasserstoffproduktion stammenden und in das Gasnetz gespeisten Energiemenge spiegelt sich dieser Faktor wieder.

Die grau hinterlegten Maximalwerte zeigen das Potenzial der jeweiligen Szenarien, wobei die Volllaststunden mit steigender Elektrolyseleistung abnehmen. Es werden also hoch ausgelastete Anlagen werden mit kleinen Elektrolyseleistungen erzielt. Abbildung 42 zeigt, welche limitierenden Faktoren mit der steigenden Elektrolyseleistung in den jeweiligen

¹⁹ Brennwerte: H_{0H2} = 3,5 kWh/Nm³, H_{0CH4} = 11,03 kWh/Nm³

Szenarien auftreten. In Szenario 1 ist die größte Netzentlastung durch die Elektrolyse zu erkennen. Wie bereits erwähnt, liegt hier die Limitierung ab einer Leistung von 35 MW auf der Gasseite. Wird eine alternative Methode für den Abtransport des produzierten Wasserstoffs gefunden, liegt die Limitierung erst bei einer Leistung von 227,5 MW in der 110 kV Ebene. In Szenario 2 ist die Elektrolyse in Bezug auf die netzentlastende Funktion bei jeder Leistung durch das 110 kV Netz begrenzt. Durch den Standort der Elektrolyse im UW Nord kann keine Erhöhung der PV-Integration erreicht werden (vgl. Abschnitt 5.3.2). Szenario 3 ist ab einer Elektrolyseleistung von 97 MW durch das CO₂-Angebot der Biogasanlagen limitiert. In diesem Fall wird der Biogas- bzw. Wasserstoffspeicher als Jahresspeicher betrieben. In Abbildung 41 endet der grau hinterlegte Balken für den Speicherbedarf erst bei 9,9 Mio. Nm³. Aufgrund der Skalierung wird dieser nicht zur Gänze angezeigt. Werden weitere CO₂-Potenziale erschlossen, besteht die Limitierung, wie in Szenario 1, in der 110 kV Ebene. Durch die dezentrale Verteilung der Anlagen liegt die Grenze im Szenario 4 in der 20 kV Ebene. Wird dieser Faktor durch einen direkten Anschluss an die Umspannwerke ausgeschlossen, besteht die Einschränkung im CO₂-Potential der BGA. Wird auch dieser Faktor ausgeschlossen, besteht die Limitierung in der 110 kV Ebene.

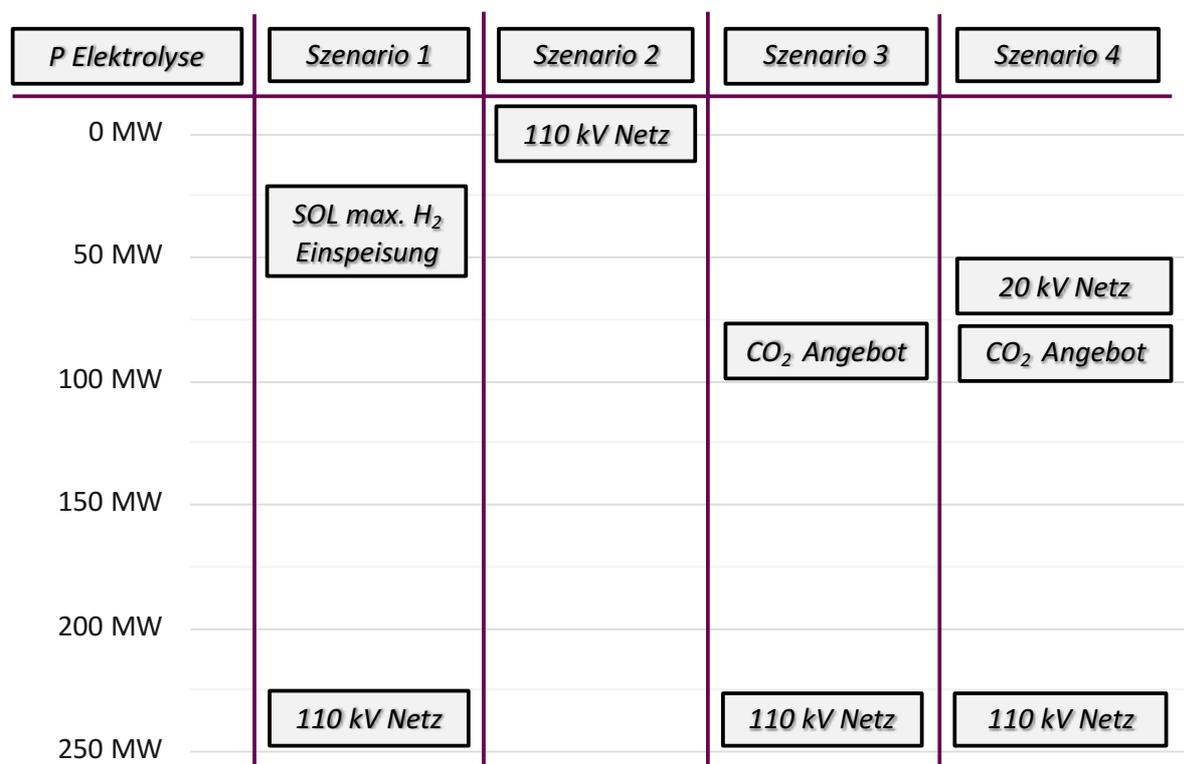


Abbildung 42: Zusammenfassung der limitierenden Faktoren je Szenario in Abhängigkeit der Elektrolyseleistung

Ökonomische Betrachtung

Den Vergleich der wirtschaftlichen Betrachtung zeigt Abbildung 43. In Form von Balken sind die spezifischen Gesamtkosten aufgeteilt in spez. CapEx, spez. OpEx und spez. Energiekosten dargestellt. Verglichen werden wiederum die 52,5 MW bzw. 51,25 MW Elektrolyse. Dabei zeigt sich, dass im Szenario 1 die geringsten spezifischen Gesamtkosten entstehen. Trotz geringerer Investitionskosten ergeben sich im Szenario 2 höhere spezifische Kosten (vgl. Abschnitte 5.4.3 und 0). Das liegt an der schlechteren Anlagenauslastung und der somit geringeren Energieumwandlung. Die Anteile der einzelnen Kosten an den Gesamtkosten verteilen sich in den ersten beiden Szenarien ident.

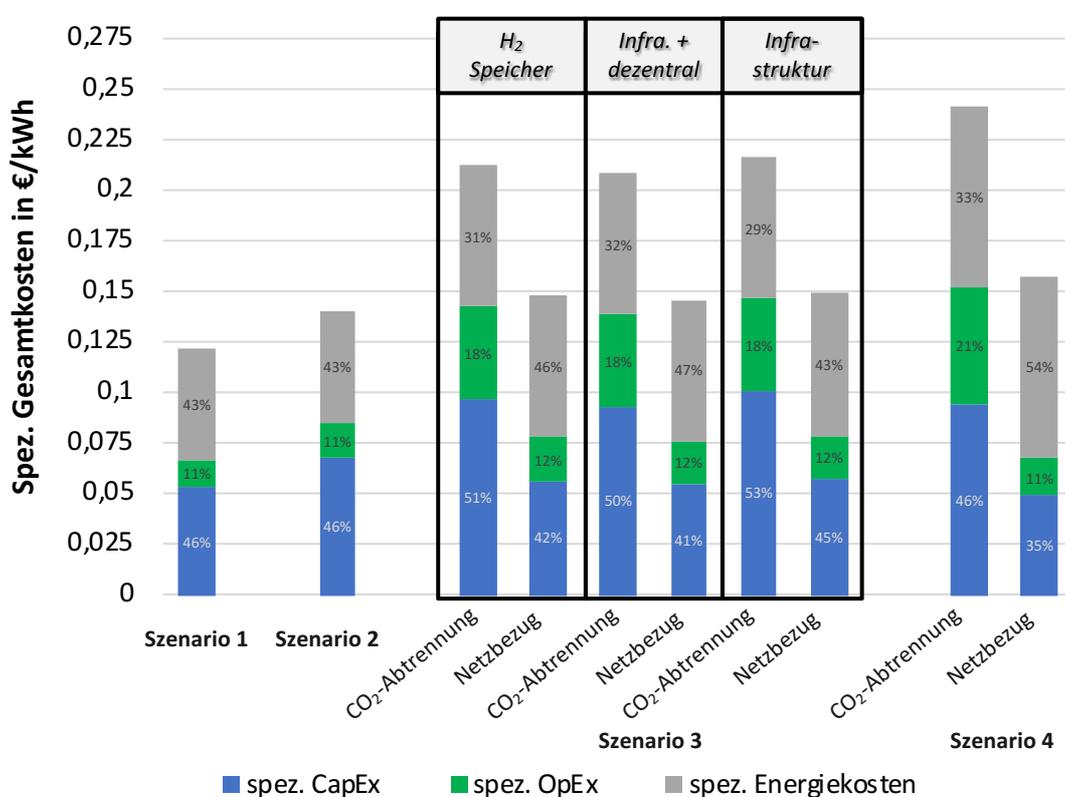


Abbildung 43: Ökonomischer Vergleich der Szenarien anhand der spezifischen Investitions-, Betriebs-, Energie- sowie Gesamtkosten

Szenario 3 ist nach Speichertechnologie sowie CO₂-Abtrennung und Netzbezug unterteilt. Der Einsatz der CO₂-Abtrennung verursacht deutlich höhere Kosten im Vergleich zum zusätzlichen Netzbezug. Das zeigt sich vor allem in den Investitions-, aber auch in den Betriebskosten. Die unterschiedlichen Speicherstrategien haben deutlich weniger Einfluss auf den Investitionsbedarf. Die dadurch verursachten Unterschiede liegen bei maximal 0,71 Cent/kWh. Die höchsten Kosten entstehen im Szenario 4. Das liegt an den höheren

Strompreisen infolge der niedrigeren Netzebene. Im Fall der CO₂-Abtrennung werden die Investitions- und Betriebskosten durch die dezentralen Anlagen deutlich erhöht.

Die Energiekosten nehmen einen großen Teil der Gesamtkosten ein, abhängig vom Szenario liegen diese bei 35 bis 53 %. Eine Reduktion der Kosten des Strombezugs hat deutlichen Einfluss auf die Gesteungskosten des produzierten Gases. Wird für die bezogene Energie ein Preis von 0 €/kWh angenommen, werden Wasserstoffgestehungskosten im Bereich von 2,6 bis 3,3 €/kg_{H₂} erreicht. Zum Vergleich, die Produktionskosten für Wasserstoff durch die Dampfreformierung von Erdgas bei einem Preis von 0,25€/kg Erdgas, liegen bei 1,05 €/kg für große und 2,95 €/kg für kleine Anlagen [63]. Die spez. Gesamtkosten der Szenarien 1 und 2 sowie 3 und 4 bei Netzbezug liegen in einer ähnlichen Bandbreite von 117,6 bis 140 €/MWh_{H₂} und 145,9 bis 156,7 €/MWh_{CH₄}, wobei ein Vorteil der reinen Wasserstoffproduktion gegenüber der Methanisierung, bezogen auf die Gesamtkosten besteht. Die spez. Biomethangestehungskosten mit CO₂-Abtrennung liegen in einem Bereich von 208,8 bis 241,8 €/MWh_{CH₄}. Zum Vergleich, der Börsenpreis an der EEX CEGH Gasbörse liegt am 29.08.2020 bei 10,1 €/MWh_{CH₄} und ist somit um ein vielfaches geringer als jener von synthetischem Methan auf Basis von 2025 [64]. Der Vergleich von Szenario 1 und 3 zeigt, dass die Wasserstoffgestehungskosten den Großteil der SNG-Erzeugungskosten einnehmen. In diesen beiden Szenarien wird die Elektrolyse im gleichen UW und der gleichen Strategie betrieben. Es zeigt sich, dass der zusätzliche Prozessschritt der Methanisierung in den spez. Gesamtkosten, bei Wasserstoffgestehungskosten von 12,17 Cent/kWh_{H₂}, mit Netzbezug 2,42 Cent/kWh_{CH₄} und CO₂-Abtrennung 8,71 Cent/kWh_{CH₄} ausmacht, wobei immer vom besten Fall ausgegangen wurde.

Vergleich der Ergebnisse mit Literaturwerten

In Abschnitt 3.1.6 wurden die Methangestehungskosten für unterschiedliche Betriebsstrategien auf Basis des Jahres 2030 nach Gorre et al. bereits zusammengefasst. Diese bewegen sich bei einem Strompreis von 25 €/MWh und Volllaststunden von 1.000 bis 6.000 h in einem Bereich von 313,2 bis 85,12 €/MWh_{SNG}, wobei von einer Elektrolyse mit einer Leistung von 10 MW_{el} ausgegangen wird [31]. Zauner et al. geben die SNG-Produktionskosten für eine 50 bis 100 MW_{el} PtG-Anlage mit 43 Cent/kWh_{SNG} auf Basis von 2020 und 21 Cent/kWh_{SNG} auf Basis von 2030 an, wobei die Anlage durch ein 100 MW PV-Kraftwerk betriebene und maximal 1.400 Volllaststunden erreicht. Im Falle des Netzbezugs mit 4.000 bis 6.000 Volllaststunden werden Kosten für 2020 mit 14 Cent/kWh_{SNG} und 2030 10 bis 12 Cent/kWh_{SNG} angegeben. In dieser Studie wurde der Strompreis für das Berechnungsjahr 2020 mit 35 €/MWh und 2030 mit 65 €/MWh festgelegt [65].

Die Methangestehungskosten, die infolge dieser Arbeit berechnet wurden, sind schwer mit Werten aus der Literatur zu vergleichen. Die Szenarien sind sehr spezifisch und berücksichtigen in der Berechnung der spez. Kosten nicht nur die Methanisierung sowie Elektrolyse, sondern auch die gesamte benötigte Gasinfrastruktur zur Anbindung der BGAs und Anlagen zur CO₂-Abtrennung. Für einen Vergleich sind die Ergebnisse aus den Szenarien 3 und 4 inklusive Stromnetzbezug am besten geeignet. Hier treten aufgrund von unterschiedlichen Volllaststunden der Elektrolyse und Methanisierung sowie des in dieser Arbeit berücksichtigten Strompreises von 30 €/MWh ebenfalls Unsicherheiten auf. Die Methangestehungskosten dieser Szenarien liegen mit 145,9 bis 156,7 €/MWh_{CH₄} in der Bandbreite der Werte aus der Literatur.

Die Produktionskosten von grünem Wasserstoff liegen im Jahr 2020 laut einer Studie der Greenpeace Energy, welche Fachliteratur zu diesem Thema zusammenfasst, bei 16,5 Cent/kWh. Für das Jahr 2030 werden Preise von 9 bis 12 Cent/kWh_{H₂} erwartet [66]. Kayfeci et al. gibt Wasserstoffgestehungskosten bei 2.000 bis 4.000 Volllaststunden mit einer Bandbreite von 2 bis 6 €/kg_{H₂} an. Diese Angaben basieren auf Strompreisen von 25 bis 40 €/MWh und Elektrolyseurkosten von 500 bis 1.200 €/kW_{el} [67].

Die Wasserstoffgestehungskosten der Szenarien 1 und 2 liegen in einem Bereich von 11,76 bis 14 Cent/kWh oder 4,36 bis 5,46 €/kg. Der Unterschied zwischen den spez. Kosten ist hauptsächlich auf die unterschiedliche Auslastung der Elektrolyse in den Szenarien zurückzuführen. Die auf Basis des Jahres 2025 berechneten spez. Gesamtkosten liegen zwischen den Literaturwerten für das Jahr 2020 und jenen für das Jahr 2030 bzw. in der Bandbreite der Angaben von Kayfeci et al. [67].

Auf Basis des plausiblen Vergleiches mit Werten aus der Literatur wird davon ausgegangen, dass die spez. Kostensätze für das Jahr 2025 (vgl. Tabelle 22) realistisch angenommen wurden.

7 DISKUSSION

Die gewonnenen Erkenntnisse sind durch gewisse Unsicherheiten behaftet und können durch weitere Untersuchungen ergänzt und verbessert werden. Das wird im Folgenden diskutiert und gleichzeitig Potential für weiterführende Untersuchungen der Fallstudie aufgezeigt.

Der Energiepreis wurde mit 30 €/kWh konstant über das Jahr angenommen. Durch die Entwicklung eines Optimierers kann dieser Wert deutlich unterschritten werden. Damit würde die Elektrolyse in den Szenarien 3 und 4 bei leerem H₂-Speicher nicht konstant mit minimaler Leistung betrieben werden, sondern die Leistung in Abhängigkeit des Strompreises ändern. Bei einer Schlechtwetterlage könnte der Speicher z. B. mit billigem Nachtstrom geladen werden. Des Weiteren wurde für die Szenarien im kombinierten Betrieb der Elektrolyse und Methanisierung nur ein Wasserstoffpufferspeicher berücksichtigt. Im Szenario mit der CO₂-Abtrennung hat das, besonders in Zeiten mit wenig verfügbarem Wasserstoff, eine hohe Anzahl an Lastwechsel für die Methanisierung zur Folge. Durch die Kombination eines CO₂-Pufferspeichers kann die Leistung der Methanisierung in Abhängigkeit der H₂-Kapazität in einem Leistungsbereich von 80 bis 100 % betrieben werden. Das erlaubt eine höhere Anzahl an Betriebsstunden für die Methanisierung und in weiterer Folge eine Verringerung der Betriebsstunden der CO₂-Abtrennung sowie eine Reduktion des zusätzlich bezogenen Stroms. Außerdem könnte durch einen CO₂-Speicher ein zusätzlicher Strombezug oder eine Abtrennung von Kohlendioxid gänzlich vermieden werden.

Die für die ökonomische Betrachtung gewählten Kostensätze sind ebenfalls durch Unsicherheiten behaftet. Erstens liegen die spezifischen Kosten für Wasserstoffverdichter laut Literaturangaben in einem sehr breiten Bereich von einigen hundert bis tausend Euro. Dabei wird bei Kostenangaben in der Literatur nicht auf die spezifischen Druckverhältnisse sowie den zu verdichtenden Volumenstrom eingegangen. Des Weiteren wurde die unterschiedliche Struktur von Szenario 4 im Vergleich zu den anderen in der ökonomischen Betrachtung nicht berücksichtigt. Die spez. Kostensätze (vgl. Tabelle 22) für die Elektrolyse und Methanisierung wurden in allen Szenarien gleich angenommen. Außerdem hätten in diesem Szenario spezifische Anlagenverfahren betrachtet werden können. Durch die dezentrale Lage, die vergleichsweise kleinen Anlagen und die Nähe zu den Biogasanlagen, hätte in Szenario 4 eine biologische Methanisierung bevorzugt eingesetzt werden können. Weiters wurde das für den Betrieb der Elektrolyse benötigte Wasser sowie das von der Methanisierung benötigte CO₂ in der Berechnung der spez. OpEx nicht berücksichtigt. Des Weiteren wurde der Verkauf von Wärme und Sauerstoff in die ökonomische Betrachtung nicht miteingezogen. Ferner stellen die spez. CapEx der Elektrolyse eine Unsicherheit dar. Diese sind in jedem Szenario ein

wesentlicher Kostentreiber und wurden konservativ angenommen (vgl. Abschnitt 5.4.1). Die in dieser Arbeit berechneten spez. Gesamtkosten sind stark von zukünftigen Kostendegressionseffekten der PEM-Elektrolyse abhängig. Eine bessere bzw. schlechtere Entwicklung, als in dieser Arbeit angenommen, stellt einen großen Hebel in Bezug auf die H₂- und CH₄-Gestehungskosten dar.

8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Im Zuge dieser Arbeit ist das hybride Simulationstool HyFlow weiterentwickelt worden. Das betrifft vor allem die Umstellung der Lastflussrechnung im Sektor Strom. Dafür wurde das MATLAB® basierte Tool Matpower implementiert. Damit besteht nicht nur die Möglichkeit DC-Lastflussrechnungen, sondern ebenso AC-Lastflussrechnungen durchzuführen. Für beide besteht außerdem das Verfahren einer optimierten Lastflussrechnung (optimal power flow) zur Auswahl. Ferner besteht die Möglichkeit für Erzeuger und Verbraucher Kostenfunktionen zu erstellen. Dadurch ergeben sich, abhängig von Restriktionen im Netz, unterschiedliche Knotenpreise in einem Bilanzgebiet. Damit wird der Energiepreis in der Berechnung von Modellen mitberücksichtigt. Weiters wurden sogenannte RL Objekte erstellt, mit denen Betriebsmittel im Energiesystem modelliert werden. Für Hybridelemente und Speicher sind in weiterer Folge Betriebsstrategien entwickelt worden.

Durch die Modellierung und Berechnung eines konkreten Fallbeispiels wurden die Funktionen, die in HyFlow implementierten Weiterentwicklungen, überprüft. Dabei wurde untersucht, welchen Einfluss die Elektrolyse auf die Stromnetzentlastung in Gebieten mit hoher PV-Erzeugung hat und ob diese damit eine Alternative zum Netzausbau darstellt. Dafür wurden in Zusammenarbeit mit der Energienetze Steiermark GmbH vier Szenarien festgelegt. Die Ergebnisse zeigen, dass der Standort der Elektrolyse eine entscheidende Rolle spielt. Wird der Standort falsch gewählt, leistet die Elektrolyse keinen Beitrag zur Stromnetzentlastung. Umso näher die Elektrolyse im Netzgebiet bei den großen PV-Erzeugern platziert wird, desto besser ist die Wirkung. Die Integration der PV-Leistung im Netzgebiet steigt mit zunehmender Elektrolyseleistung. Durch die Einbindung von den im Netzgebiet vorhandenen Biogasanlagen wird die gesamt in das Gasnetz gespeiste Energiemenge maximal. Die Szenarien 3 und 4 wurden in weitere Subsznarien unterteilt. Besonders im Winter, aber auch im Sommer, treten Tage auf, an denen nicht genug Wasserstoff für die Methanisierung produziert wird. Dafür wurden einerseits eine CO₂-Abtrennung und andererseits ein zusätzlicher Strombezug untersucht. Wirtschaftlich betrachtet ist ein zusätzlicher Strombezug aus dem Netz vorteilhafter gegenüber der CO₂-Abtrennung. In keinem der jeweiligen Szenarien wurde die Summe aus angefragten und zugesagten PV-Ausbau-Projekten erreicht. Die wirtschaftliche Betrachtung zeigt, dass die spezifischen Gesamtkosten stark vom Energiepreis abhängig sind. Geht dieser durch eine optimierte Betriebsweise gegen null, ist die Herstellung von Wasserstoff über die Elektrolyse mit einem Zeithorizont von 5 Jahren, kompetitiv mit kleinen Anlagen zur Dampfreformierung. Außerdem zeigt der Vergleich von Wasserstoff- und Methangestehungskosten mit Literaturwerten, dass die Kostensätze für die ökonomische

Auswertung (vgl. Tabelle 22) plausibel angenommen wurden und in Hinblick auf 2025 realistisch sind.

Auf Basis der Ergebnisse dieser Arbeit ist festzuhalten, dass die Integration der gesamten PV-Leistung (Summe angefragte und zugesagte Projekte) nur mit dem Instrument der Elektrolyse als Stromnetzentlastung möglich ist. Dafür sollten weitere Szenarien, welche den Einsatz von mehreren zentralen Anlagen vorsehen, untersucht werden. Als potentielle Standorte werden die UW Süd, Rhein und Maas gesehen, da in diesen die größten PV-Leistungen installiert sind. Für den Abtransport des produzierten Wasserstoffs bietet sich eine H₂-Pipeline an, die in die Fern 1 einbindet und dabei die drei Standorte der Elektrolyseure miteinander verbindet. Über die Fern 1 könnte in einem weiteren Schritt auch Wasserstoff in Richtung Baumgarten transportiert werden. Von dort aus ist einer der größten Untertagespeicher Österreichs für die saisonale Speicherung von grünem Wasserstoff erreichbar. Des Weiteren könnte in Betracht gezogen werden, die in dieser Arbeit nicht berücksichtigten BGAs im nördlichen Bilanzraum in einem weiteren Szenario zu untersuchen. Damit können weitere 1.350 Nm³/h Biomethan in die Gasinfrastruktur eingespeist und ein Potential von 900 Nm³/hCO₂ für die Methanisierung zugänglich gemacht werden.

Durch die Programmierung von weiteren Betriebsstrategien für die RL Objekte des hybriden Simulationstools HyFlow, ist dieses das ideale Werkzeug, um Strategien und Lösungsansätze für das Energiesystem der Zukunft zu entwickeln. Das betrifft vor allem die Speichertypen Strom und Wärme, aber auch das DSM Element. Diese RL Objekte sind in der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit nicht behandelt worden.

9 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS, BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE (Hrsg.): #MISSION2030 - DIE ÖSTERREICHISCHE KLIMA- UND ENERGIESTRATEGIE (Broschüre). Wien, 2018. URL <https://www.bmlrt.gv.at/service/publikationen/umwelt/mission-2030-oesterreichische-klima-und-energiestrategie.html>
- [2] KÖNIGHOFER, KURT ; DOMBERGER, GUNNAR ; GUNCZY, STEFAN ; HINGSAMER, MARIA ; PUCKER, JOHANNA ; SCHREILECHNER, MAECELLUS ; GOLDBRUNNER, JOHANN ; HEISS, PETER ; U. A.: *Neue Energien 2020: Potentiale der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich*. Graz : JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, Geoteam, Energie AG Oberösterreich Wärme, 2014. URL <https://www.energieforschung.at/assets/project/downloads/834451-Endbericht-GeoEnergie2050-30062014-final.pdf>
- [3] MANCARELLA, PIERLUIGI: MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models. In: *Energy* Bd. 65 (2014), S. 1–17. DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.041
- [4] HUNEKE, FABIAN ; LINKENHEIL, CARLOS PEREZ ; HEIDINGER, PHILIPP: *Österreichs Weg in Richtung 100 % Erneuerbare. Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050*. Berlin : Energy Brainpool GmbH & Co. KG, 2019. URL <https://www.apg.at/de/Energiezukunft/Energiewende--Brainpool>
- [5] LEHNER, MARKUS ; TICHLER, ROBERT ; STEINMÜLLER, HORST ; KOPPE, MARKUS: *Power-to-Gas: Technology and Business Models, SpringerBriefs in Energy*. Cham : Springer International Publishing, 2014 — ISBN 978-3-319-03994-7
- [6] SCHWAB, ADOLF J. ; BÖRNICK, STEFAN: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Berlin : Springer, 2006 — ISBN 978-3-540-29664-5
- [7] MÜLLER-SYRING, GERT ; HÜTTENRAUCH, JENS ; ZÖLLNER, SYLVANA: *Erarbeitung von Basisinformationen zur Positionierung des Energieträgers Erdgas im zukünftigen Energiemix in Österreich. AP2: Evaluierung der existierenden Infrastrukturen auf Grundlage der ermittelten Potentiale*. Leipzig : DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2012. URL https://www.initiative-gas.at/fileadmin/content/Downloads/OEVGW_IO-AP2-Gasinfrastruktur_2013-01-30_final.pdf
- [8] WULF, CHRISTINA ; LINBEN, JOCHEN ; ZAPP, PETRA: Review of Power-to-Gas Projects in Europe. In: *Energy Procedia, 12th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2018, 13-15 March 2018, Düsseldorf, Germany*. Bd. 155 (2018), S. 367–378. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.11.041

- [9] THEMA, M. ; BAUER, F. ; STERNER, M.: Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Bd. 112 (2019), S. 775–787. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.030
- [10] EUWID Neue Energie Nachrichten: *Projekt „Hotflex“: Verbund errichtet Demonstrationsanlage für reversible Elektrolyse*. URL <https://www.euwid-energie.de/projekt-hotflex-verbund-errichtet-demonstrationsanlage-fuer-reversible-elektrolyse/>. - Überprüfungsdatum 2020-07-04
- [11] TREMEL, ALEXANDER: *Electricity-based fuels*. New York, NY : Springer Berlin Heidelberg, 2018 — ISBN 978-3-319-72458-4
- [12] BARD, ALLEN J. ; FAULKNER, LARRY R.: *Electrochemical methods: fundamentals and applications*. 2nd ed. New York : Wiley, 2001 — ISBN 978-0-471-04372-0
- [13] STERNER, M. ; STADLER, I. (Hrsg.): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. 2., korrigierte und ergänzte Auflage. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2017 — ISBN 978-3-662-48892-8
- [14] Nel Hydrogen: *Containerized Atmospheric Alkaline Electrolyser*. URL <https://nelhydrogen.com/product/c-range/>. - Überprüfungsdatum 2020-07-03
- [15] TÖPLER, J. ; LEHMANN, J. ; WEIZSÄCKER, E. U. VON (Hrsg.): *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin : Springer Vieweg, 2017 — ISBN 978-3-662-53359-8
- [16] SCHALENBACH, MAXIMILIAN ; KASIAN, OLGA ; MAYRHOFER, KARL J. J.: An alkaline water electrolyzer with nickel electrodes enables efficient high current density operation. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 43 (2018), Nr. 27, S. 11932–11938. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.04.219
- [17] ALLEBROD, FRANK ; CHATZICHRISTODOULOU, CHRISTODOULOS ; MOGENSEN, MOGENS B.: Alkaline electrolysis cell at high temperature and pressure of 250 °C and 42 bar. In: *Journal of Power Sources* Bd. 229 (2013), S. 22–31. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.11.105
- [18] WOLF, ERIK ; SALIGER, RAINER: Herausforderungen für Windparkbetreiber und Chancen durch Powert to Gas. URL https://windenergietage.de/2019/wp-content/uploads/sites/4/2020/01/28WT06_F16_1450_Wind_Wasserstoff_Siemens.pdf
- [19] DICKSCHAS, IONA ; SMOLINKA, TOM: Wasserelektrolyse an der Schwelle zur großskaligen Industrialisierung - Trends und Herausforderungen bis 2030. URL https://www.energietage.de/fileadmin/user_upload/2019/Vortraege/4.02_Smolinka_Dickschas_Wasserelektrolyse.pdf

- [20] MEEREIS, JÜRGEN ; LUTZ-KULAWIK, THOMAS ; RICKERT, MATS ; SITNER, ARTUR ; DITTBERNER, ELENA ; MEEREIS, HOLGER: *Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft*. Kiel : EE.SH Netzwerkagentur erneuerbare Energien, 2019. URL https://ee-sh.de/de/dokumente/content/Berichte_Studien/2019-09-06-Potentialstudie-H2-NF-Endfassung-L-Web.pdf
- [21] BAER, KATHARINA ; MÖRS, FRIEDEMANN ; GÖTZ, MANUEL ; GRAF, FRANK: Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. In: *gwf - Gas|Erdgas* Bd. 156 (2015), S. 466–473. ISSN: 016-4909
- [22] CONNELLY, N. G. ; ROYAL SOCIETY OF CHEMISTRY (GREAT BRITAIN) ; INTERNATIONAL UNION OF PURE AND APPLIED CHEMISTRY (Hrsg.): *Nomenclature of inorganic chemistry. IUPAC recommendations 2005*. Cambridge, UK : Royal Society of Chemistry Publishing/IUPAC, 2005 — ISBN 978-0-85404-438-2
- [23] MÜLLER-SYRING, GERT ; HÜTTENRAUCH, JENS: *Erarbeitung von Basisinformationen zur Positionierung des Energieträgers Erdgas im zukünftigen Energiemix in Österreich. API: Potentialbetrachtung*. Leipzig : DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2012. URL https://www.initiative-gas.at/fileadmin/content/Downloads/OEVGW_IO-API-Potenziale-EE_2013-01-24_final2.pdf
- [24] BIEGGER, PHILIPP ; MEDVED, ANA ROZA ; LEHNER, MARKUS ; EBNER, HANNES MICHAEL ; FRIEDACHER, ALFRED: *Methanisierung im Umfeld von „Power to Gas“*. Graz : 14. Symposium Energieinnovation, 2016. URL https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_G5/LF_Biegger.pdf
- [25] GRAF, FRANK ; KRAJETE, ALEXANDER ; SCHMACK, ULRICH: *Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten*. Bonn : DVGW Deutsch Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2014. URL https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_01_13.pdf
- [26] GÖTZ, MANUEL: *Methanisierung im Dreiphasen-Reaktor*. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie, Dissertation, 2014. DOI: 10.5445/IR/1000044909
- [27] BERTUCCIOLI, LUCA ; HART, DAVID ; LEHNER, FRANZ ; MADDEN, BEN ; STANDEN, ELEANOR ; CAN, ALVIN: *Study on development of water electrolysis in the EU*. Brussels : Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2014. URL https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf

- [28] Wiener Börse AG: *Wechselkurs EURO / SCHWEIZER FRANKEN (EUR/CHF) Chart auf* [wienerbourse.at](https://www.wienerbourse.at). URL https://www.wienerbourse.at/marktdaten/wechselkurse/chart/?ISIN=EU0009654078&ID_NOTATION=8362186&TIMESEL=1&PERIOD=6M&PERIOD_FROM=&PERIOD_TO=&CHART_TYPE=line&BENCHMARK=&INDICATOR=&MAV=&TURNOVER=0&EVENT=&SCALE=lin. - Überprüfungsdatum 2020-08-19
- [29] BAIER, JENS ; SCHNEIDER, GABRIEL ; HEEL, ANDRE: A Cost Estimation for CO2 Reduction and Reuse by Methanation from Cement Industry Sources in Switzerland. In: *Frontiers in Energy Research* Bd. 6, Frontiers (2018). DOI: 10.3389/fenrg.2018.00005
- [30] SMOLINKA, TOM ; WIEBE, NIKOLAI ; STERCHELE, PHILIP ; PLAZER, ANDREAS ; LEHNER, FRANZ ; JANSEN, MALTE ; KIEMEL, STEFFEN ; MIEHE, ROBERT ; U. A.: *IndWEDe - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Berlin : Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH), 2018. URL https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf
- [31] GORRE, JACHIN ; ORTLOFF, FELIX ; VAN LEEUWEN, CHARLOTTE: Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. In: *Applied Energy* Bd. 253 (2019), S. 266-289 DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113594
- [32] KINGER, GERALD ; IGELSPACHER, ROMAN ; MAKIC, ELVIS ; HARASEK, MICHAEL ; MAKARUK, ALEXANDER ; MILTNER, MARTIN: *Green Energy Conversion & Storage – Umwandlung von Grünstrom in speicherbare Energieträger in Smart Grids*. Wien : Klima- und Energiefonds, 2012. URL <https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/BGR0132012SEGreen-Energy-Conversion.pdf>
- [33] PERNER, JENS ; UNTEUTSCH, MICHAELA ; LÖVENICH, ANDREA: *Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. Berlin : Frontier Economics Ltd., 2018. URL https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- [34] VAN LEEUWEN, CHARLOTTE ; MULDER, MACHIEL: Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables. In: *Applied Energy* Bd. 232 (2018), S. 258–272. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.09.217
- [35] VAN LEEUWEN, CHARLOTTE ; ZAUNER, ANDREAS: *STORE&GO - Deliverable D8.3 - Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU*, 2018. URL <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5ba3ba6a8&appId=PPGMS>

- [36] SCHMIDT, MAIKE ; SCHWARZ, SIMON ; STÜRMER, BERND ; WAGENER, LEON ; ZUBERBÜHLER, ULRICH: *Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojektes TF_Energiewende* (Nr. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken : Technologien für die Energiewende, 2018. URL https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7059/file/7059_Power-to-gas.pdf
- [37] *Integrated P2G process.* URL <http://www.helmeth.eu/index.php/technologies/integrated-p2g-process>. - Überprüfungsdatum 2020-07-07
- [38] GÖTZ, MANUEL ; LEFEBVRE, JONATHAN ; MÖRS, FRIEDEMANN ; MCDANIEL KOCH, AMY ; GRAF, FRANK ; BAJOHR, SIEGFRIED ; REIMERT, RAINER ; KOLB, THOMAS: *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review*. In: *Renewable Energy* Bd. 85 (2016), S. 1371–1390. DOI: 10.1016/j.renene.2015.07.066
- [39] ABBASI, TASNEEM ; TAUSEEF, S. M. ; ABBASI, S. A.: *Biogas energy, SpringerBriefs in environmental science*. New York : Springer, 2012 — ISBN 978-1-4614-1039-3. DOI: DOI: 10.1007/978-1-4614-1040-9
- [40] KIENBERGER, THOMAS ; SEJKORA, CHRISTOPH ; GREIML, MATTHIAS ; KRIECHBAUM, LUKAS: *Greening the Gas - Kostenbetrachtung der Einbindung existierender Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz*. Leoben : Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, 2019
- [41] SCARLAT, NICOLAE ; DALLEMAND, JEAN-FRANÇOIS ; FAHL, FERNANDO: *Biogas: Developments and perspectives in Europe*. In: *Renewable Energy* Bd. 129 (2018), S. 457–472. DOI: 10.1016/j.renene.2018.03.006
- [42] FOREEST, FLORIS VAN: *Perspectives for biogas in Europe.* : The Oxford Institute for Energy Studies, 2012 — ISBN 978-1-907555-63-3. DOI: <https://doi.org/10.26889/97819075556>
- [43] DÖHLER, H. ; KURATORIUM FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT ; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE (Hrsg.): *Faustzahlen Biogas*. 3. Ausg. Darmstadt : KTBL, 2013 — ISBN 978-3-941583-85-6
- [44] ZSW: *WOMBAT Power-to-Gas P2G®*. URL <https://www.zsw-bw.de/projekt/regenerative-kraftstoffe/wombat-power-to-gas-p2gr.html>. - Überprüfungsdatum 2020-08-21
- [45] E-CONTROL: *Bestandsstatistik*. URL <https://www.e-control.at/de/statistik/gas/bestandsstatistik>. - Überprüfungsdatum 2019-12-23
- [46] *Kompost-Biogas | Biomethan in Österreich*. URL <https://www.kompost-biogas.info/biogas/biomethan/biomethan-in-oesterreich/>. - Überprüfungsdatum 2020-07-11

- [47] FRÖHLICH, THOMAS ; BLOEMER, SEBASTIAN ; MÜNTER, DANIEL ; BRISCHKE, LARS-ARVID: *CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit*. Heidelberg, 2019. URL https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-für-PtX.pdf
- [48] *Netzregelung*. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>. - Überprüfungsdatum 2020-07-09
- [49] ZIMMERMAN, RAY DANIEL ; MURILLO-SANCHEZ, CARLOS EDMUNDO ; THOMAS, ROBERT JOHN: MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. In: *IEEE Transactions on Power Systems* Bd. 26 (2011), Nr. 1, S. 12–19. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168
- [50] ZIMMERMAN, RAY D. ; MURILLO-SÁNCHEZ, CARLOS E.: MATPOWER User’s Manual, Zenodo (2019). DOI: 10.5281/ZENODO.3251118
- [51] BÖCKL, BENJAMIN ; GREIML, MATTHIAS ; LEITNER, LUKAS ; PICHLER, PATRICK ; KRIECHBAUM, LUKAS ; KIENBERGER, THOMAS: HyFlow—A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows. In: *Energies* Bd. 12 (2019), Nr. 5, S. 956. DOI: 10.3390/en12050956
- [52] BRAKELMANN, HEINRICH: *Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?* Rheinberg : Bundesverband WindEnergie e.V.(2004), 2004. URL http://www.ets.uni-duisburg-essen.de/download/public/Freileitung_Kabel.pdf
- [53] BREUER, CHRISTOPHER ; PATZACK, SÖREN ; MOSER, ALBERT: *Simulation eines europäischen Nodal Pricings*. Graz : Symposium Energieinnovation, 2014. URL https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Breuer.pdf
- [54] CRASTAN, VALENTIN: *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2015 — ISBN 978-3-662-45984-3
- [55] ZAPF, MARTIN: *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2017 — ISBN 978-3-658-15072-3
- [56] PALENSKY, PETER ; DIETRICH, DIETMAR: Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* Bd. 7 (2011), Nr. 3, S. 381–388. DOI: 10.1109/TII.2011.2158841
- [57] SIEMENS AG: *SILYZER 300 Die nächste Dimension der PEM-Elektrolyse*. URL <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf>. - Überprüfungsdatum 2019-12-23

- [58] AGGM AUSTRIA GAS GRID MANAGEMENT AG: *Martgebietsdaten*. URL <https://platform.aggm.at/vis/visualisation/map>. - Überprüfungsdatum 2020-03-29
- [59] CERBE, G. (Hrsg.): *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung ; mit 122 Tafeln, 99 Beispielen, 66 Aufgaben*. 6., vollst. neu bearb. Aufl. München : Hanser, 2004 — ISBN 978-3-446-22803-0
- [60] KOST, CHRISTOPH ; SHAMMUGAM, SHIVENES ; JÜLCH, VERENA ; NGUYEN, HUYEN-TRAN ; SCHLEGL, THOMAS: *Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien* (Studie). Freiburg : Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2018. URL https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- [61] *Systemnutzungsentgelte für Strom wurden angepasst*. URL <https://www.wko.at/service/ooe/umwelt-energie/systemnutzungsentgelte-fuer-strom-wurden-angepasst.html>. - Überprüfungsdatum 2020-08-25
- [62] DÄUMLER, KLAUS-DIETER ; GRABE, JÜRGEN: *Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung: Aufgaben und Lösungen, Testklausur, Checklisten, Tabellen für die finanzmathematischen Faktoren, NWB-Studium Betriebswirtschaft*. 12., vollst. überarb. Aufl. Herne : Verl. Neue Wirtschafts-Briefe, 2007 — ISBN 978-3-482-52302-1
- [63] CALISE, FRANCESCO ; DENTICE D'ACCADIA, MASSIMO ; SANTARELLI, MASSIMO ; LANZINI, ANDREA ; FERRERO, DOMENICO: *Solar hydrogen production: processes, systems and technologies*, 2019 — ISBN 978-0-12-814853-2
- [64] *Marktdaten*. URL <https://www.cegh.at/de/eex-cegh-gasboerse/marktdaten/>. - Überprüfungsdatum 2020-08-29
- [65] ZAUNER, ANDREAS ; BÖHM, HANS ; ROSENFELD, DANIEL C. ; TICHLER, ROBERT: *STORE&GO - Deliverable D7.7 - Analysis on future technology options and on techno-economic optimizaion*, 2019. URL <https://cordis.europa.eu/project/id/691797/results/de>
- [66] BUNKOLD, STEFAN: *Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades* (Kurzstudie) : Greenpeace Energy, 2020. URL <https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>
- [67] KAYFECI, MUHAMMET ; KEÇEBAŞ, ALI ; BAYAT, MUTLUCAN: Compendium of hydrogen energy, volume 4: hydrogen use, safety and the hydrogen economy. Chapter 3 - Hydrogen production. In: CALISE, F. ; D'ACCADIA, M. D. ; SANTARELLI, M. ; LANZINI, A. ; FERRERO, D. (Hrsg.): *Solar Hydrogen Production*. 1st edition. Waltham, MA : Elsevier, 2019 — ISBN 978-0-12-814853-2, S. 45–83. DOI: 10.1016/B978-0-12-814853-2.00003-5

10 ANHANG

10.1 Eingabeparameter für Matpower

Tabelle 28: Knotenparameter [50]

Parameter	Einheit	Beschreibung
<i>BUS_I</i>		Knotennummer; von 1 beginnend, aufsteigend
<i>BUS_TYPE</i>		Typ des Knotens: <ul style="list-style-type: none"> • 1 = PQ (reiner Verbrauchsknoten, kein Generator) • 2 = PV (Erzeugerknoten) • 3 = Referenzknoten (Slack) • 4 = Isolated (Knoten wird in der Berechnung nicht berücksichtigt)
<i>PD</i>	MW	Wirkleistung im Knoten (> 0: Verbrauch; < 0: Erzeugung)
<i>QD</i>	MVAr	Blindleistung im Knoten
<i>GS</i>	MW	Shunt – Leitwert gegen Masse (U = 1.0 p.u. & Winkel = 0)
<i>BS</i>	MVAr	Shunt – Blindleitwert gegen Masse (U = 1.0 p.u. & Winkel = 0), <i>GS</i> und <i>BS</i> stellen eine Kapazität bzw. Induktivität gegen Masse dar
<i>BUS_AREA</i>		Zuordnung des Knotens zu bestimmten Netzgebieten
<i>VM</i>	p.u.	Knotenspannung
<i>VA</i>	°	Phasenlage der Spannung am Knoten
<i>BASE_KV</i>	kV	Bezugsspannung am Knoten
<i>ZONE</i>		Verlustzone (Zuordnung des Knoten zu einer bestimmten Zone)
<i>VMAX</i>	p.u.	Maximale Spannung am Knoten
<i>VMIN</i>	p.u.	Minimale Spannung am Knoten

Tabelle 29: Generatordaten [50]

Parameter	Einheit	Beschreibung
<i>GEN_BUS</i>		Knotennummer
<i>PG</i>	MW	Wirkleistungserzeugung
<i>QG</i>	MVAr	Blindleistungserzeugung Flexibilität: <ul style="list-style-type: none"> • Kapazitiv (Blindleistungsbedarf durch Last): $QG = PG * QMIN / PMIN$ • Induktiv (Blindleistungserzeugung durch Last): $QG = PG * QMAX / PMIN$
<i>QMAX</i>	MVAr	Maximale Blindleistungserzeugung des Generators Flexibilität: <ul style="list-style-type: none"> • kapazitiver Lastfluss = 0 • induktiver Lastfluss > 0
<i>QMIN</i>	MVAr	Minimale Blindleistungserzeugung des Generators Flexibilität: <ul style="list-style-type: none"> • kapazitiver Lastfluss < 0 • Induktiver Lastfluss = 0
<i>VG</i>	p.u.	Generatorspannungssollwert (nur bei OPF relevant)
<i>MBASE</i>		Bezugsscheinleistung des Generators, verknüpft mit baseMVA
<i>GEN_STATUS</i>		Status des Generators: <ul style="list-style-type: none"> • 1: Generator in Betrieb • ≤ 0: Generator außer Betrieb
<i>PMAX</i>	MW	Generator: Maximaler Wirkleistungserzeugung ≥ 0 Flexibilitätsoptionen 0
<i>PMIN</i>	MW	Generator: Minimale Wirkleistungserzeugung ≥ 0 Flexibilitätsoptionen < 0
<i>PC1</i>	MW	Untere reale Wirkleistungserzeugung der PQ-Kurve
<i>PC2</i>	MW	Obere reale Wirkleistungserzeugung der PQ-Kurve
<i>QC1MIN</i>	MVAr	Minimale Wirkleistungserzeugung im Punkt PC 1
<i>QC1MAX</i>	MVAr	Maximale Wirkleistungserzeugung im Punkt PC 1
<i>QC2MIN</i>	MVAr	Minimale Wirkleistungserzeugung im Punkt PC 2
<i>QC2MAX</i>	MVAr	Maximale Wirkleistungserzeugung im Punkt PC 2
<i>RAMP_AGC</i>	MW/min	Ramp-rate für Lastfolge
<i>RAMP_10</i>	MW	Ramp-rate für 10 Minuten Reserve
<i>RAMP_30</i>	MW	Ramp-rate für 30 Minuten Reserve
<i>RAMP_Q</i>	MVAr/min	Ramp-rate für Blindleistung (2 Sekunden Zeitskala)
<i>APF</i>		Zonenabhängiger Parameter

Tabelle 30: Erd- und Leiterseildaten [50]

Parameter	Einheit	Beschreibung
<i>F_BUS</i>		Knotennummer des Anfangsknoten
<i>T_BUS</i>		Knotennummer des Endknoten
<i>BR_R</i>	p.u.	Widerstand, Basis zur Berechnung der p.u. Werte ist die Einheit Ohm
<i>BR_X</i>	p.u.	Blindwiderstand, Basis zur Berechnung der p.u. Werte ist die Einheit Ohm
<i>BR_B</i>	p.u.	Blindleitwert, Basis zur Berechnung der p.u. Werte ist die Einheit uF
<i>RATE_A</i>	MVA	Max. Übertragungsleistung „langfristig“, 0 für unlimitiert
<i>RATE_B</i>	MVA	Max. Übertragungsleistung „kurzfristig“, 0 für unlimitiert
<i>RATE_C</i>	MVA	Max. Übertragungsleistung „Notfall“, 0 für unlimitiert
<i>TAP</i>		Wenn <i>TAP</i> = 0, dann Leitung Wenn <i>TAP</i> > 0 dann Transformator, der Wert entspricht dem Trafo-Übersetzungsverhältnis
<i>SHIFT</i>	°	Phasenverschiebung bei Transformatoren
<i>BR_STATUS</i>		Leitungsstatus: <ul style="list-style-type: none"> • 0: Leitung nicht aktiv • 1: Leitung ist aktiv
<i>ANGMIN</i>	°	Minimale Phasendifferenz zwischen Anfangs- und Endknoten
<i>ANGMAX</i>	°	Maximale Phasendifferenz zwischen Anfangs- und Endknoten

Tabelle 31: Generatorkosten [50]

Parameter	Beschreibung
<i>MODEL</i>	Kostenmodell: <ul style="list-style-type: none">• 1 = Lineare Kostenfunktion• 2 = Polynom als Kostenfunktion
<i>STARTUP</i>	Kosten für Generatorstart
<i>SHUTDOWN</i>	Kosten für Generatorstop
<i>NCOST</i>	Anzahl an Datenpunkten, die das Kostenmodell beschreiben; (bei <i>MODEL</i> = 2 zählt C_n und P_n in Summe); bei <i>MODEL</i> = 1 zählt je ein Paar.
<i>COST</i>	Werte zur Beschreibung der Kostenfunktion; <i>MODEL</i> = 1: für jede Stufe muss ein Preis [\$/h] und eine Leistung [MW] definiert werden: $P_1, L_1 \rightarrow P_n, L_n$ <i>MODEL</i> = 2: in Abhängigkeit von <i>NCOST</i> können einzelne Koeffizienten eines Polynoms definiert werden, beginnend mit dem Polynom höchster Ordnung; $C_n p^n + \dots + C_1 p + C_0$

10.2 Zusätzliche Grafiken Szenario 1

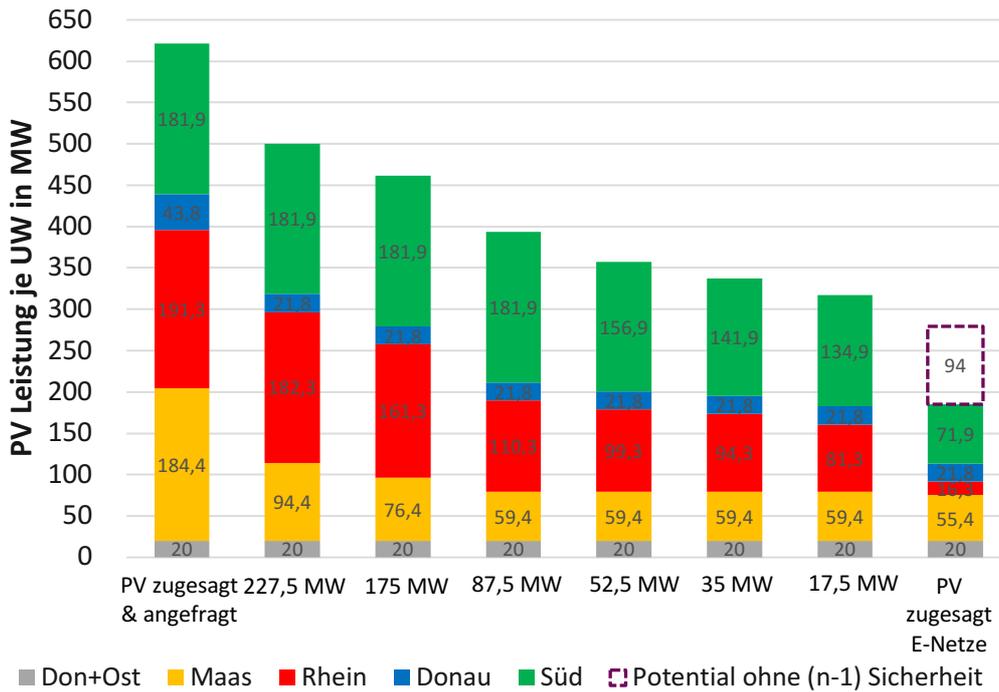


Abbildung 44: Ausgangssituation und Veränderung der PV-Leistung je UW durch die Elektrolyse (Strategie 1)

10.3 Zusätzliche Grafiken Szenario 3

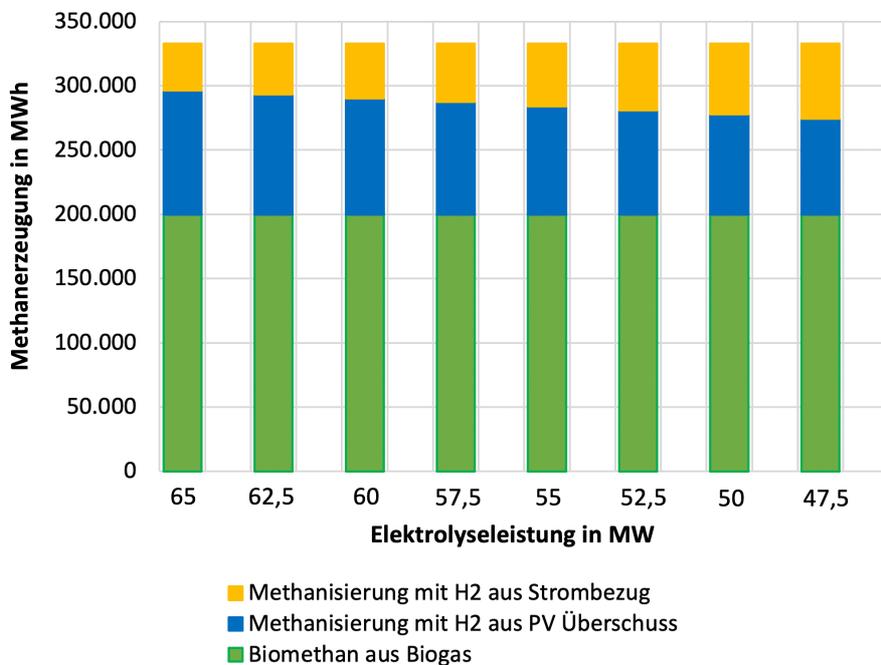


Abbildung 45: Methanerzeugung durch die Biogasanlagen sowie zusätzliche Erzeugung durch die Methanisierung in Abhängigkeit der Energiequelle und Elektrolyseleistung

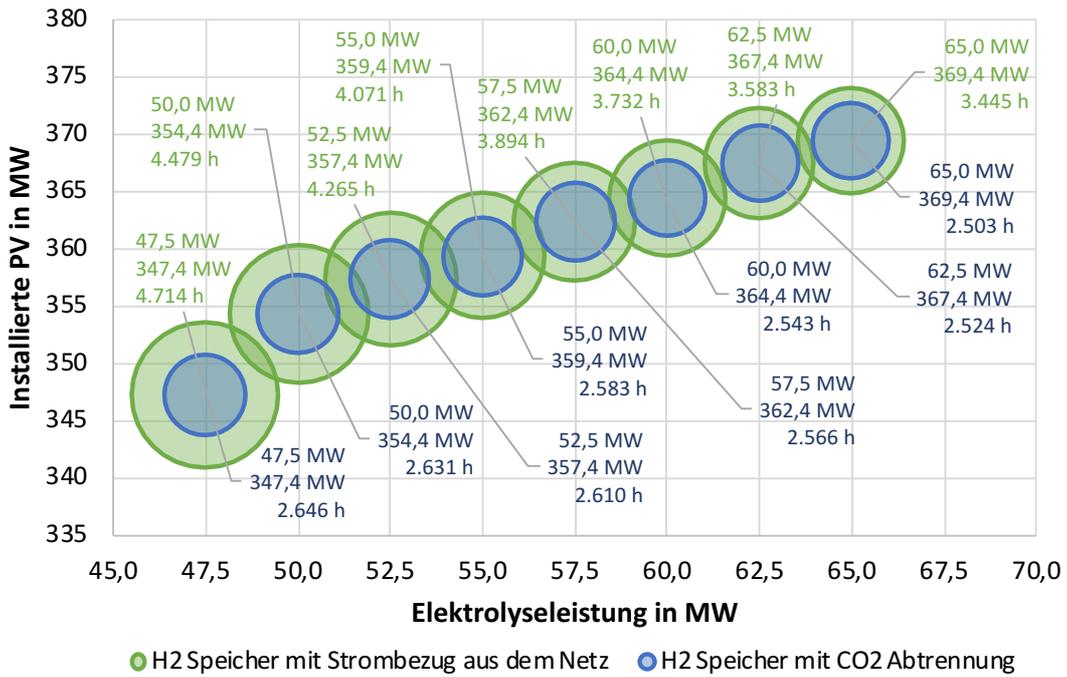


Abbildung 46: Volllaststunden der Elektrolyse in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung

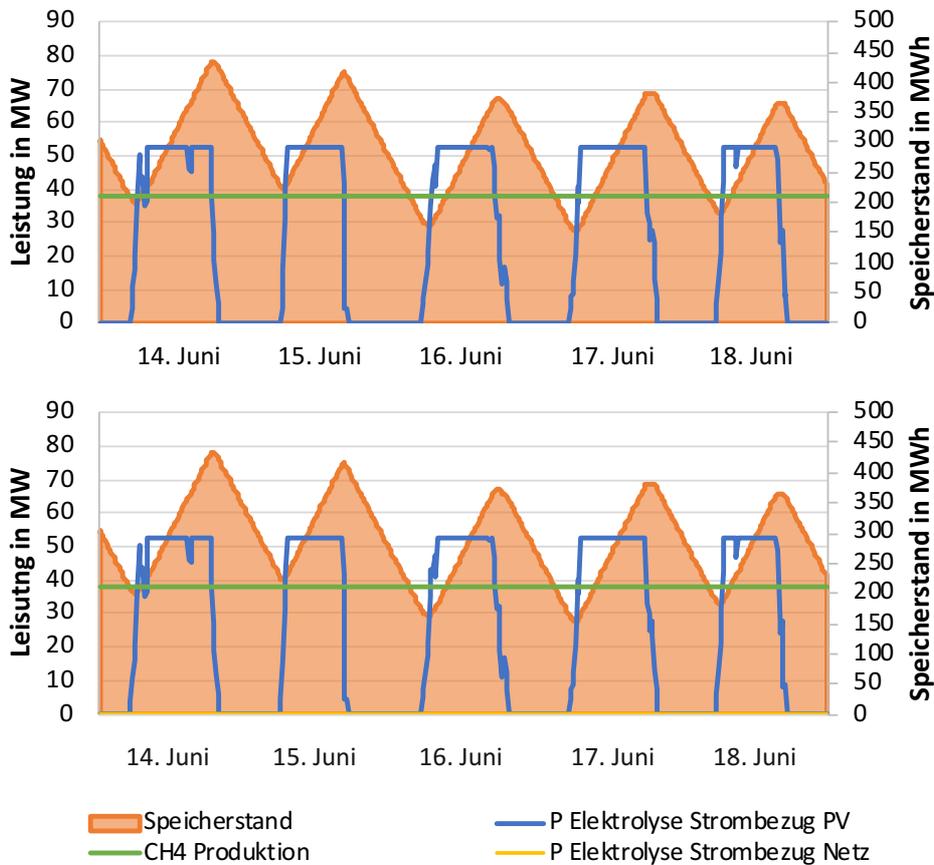


Abbildung 47: 52,5 MW Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher; Lastgänge der Elektrolyse, Methanisierung und Verlauf des Speicherstandes am Beispiel einiger Tage im Juni 2019