



PhD-FSTM-2023-059
Fakultät für Naturwissenschaften, Technologie und Medizin

DISSERTATION

verteidigt am 16.06.2023 in Luxemburg
zur Erlangung des Titels

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DU LUXEMBOURG EN SCIENCES DE L'INGÉNIEUR

von

Robert BAUER
geboren am 18 März 1992 in Deggendorf (Deutschland)

EVALUATION VON STROMÜBERSCHUSSPOTENZIAL DURCH POWER-TO-METHANE IN ENERGIEZELLEN

Prüfungskommission

Dr Stephan Leyer, Betreuer der Doktorarbeit
Professor, Universität Luxemburg

Dr Raimund Brotsack
Professor, Technische Hochschule Deggendorf

Dr Stefan Maas, Chairman
Professor, Université du Luxembourg

Dr Bradley Ladewig, Vice Chairman
Professor, Technische Universität Darmstadt

Dr Florian Ausfelder
Externer Gutachter, DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Danksagung

Ich möchte mich bei allen bedanken, die mich unterstützt und zum Gelingen meiner Forschungsarbeit beigetragen haben. Im Besonderen möchte ich mich bei meinen Betreuern Stephan Leyer, Raimund Brotsack und Stefan Maas bedanken, welche mir die Promotion ermöglicht haben und mir mit vielen Ratschlägen zur Seite standen. Ein herzlicher Dank geht auch die Studenten, welche mich mit ihren Abschlussarbeiten tatkräftig unterstützt haben.

Abstrakt

Die Energiewende treibt die Dekarbonisierung und Implementierung von regenerativen Quellen in den Energiesektoren Strom, Wärme und Gas voran. Die fluktuierende Natur von regenerativen Energieerzeugern überträgt sich in die jeweiligen Energienetze und führt zu steigenden Abweichungen zwischen Erzeugung und Bedarf. Ein erzeugter Stromüberschuss gefährdet die Stromnetzstabilität und muss daher mit Regelenergie ausgeglichen oder abgeregelt werden. Stromspeicher oder die Netzkopplung mit Power-to-Methane können als negative Regelenergie in der Netzstabilisierung einen potenziellen Beitrag leisten und durch ihre Nutzung den Ausnutzungsgrad des erneuerbaren Erzeugungspotenzials steigern. Im Rahmen der Forschungsarbeit wird der Ansatz der Energiezellensimulation mit dem Ziel verwendet, die Komplexität einer bestehenden Energiegemeinschaft abzubilden und die Implementierung von Energiespeichern und -wandlern zu untersuchen. Hierfür wird in zwei deutschen Landkreisen das regionale Energieerzeugungspotenzial mit dem vorliegenden Energiebedarf in Abhängigkeit der Netzkopplung von Strom, Wärme und Gas mithilfe von Geodaten analysiert und der Einsatz von Speicher- oder Wandlungstechnologien evaluiert. Dies liefert detaillierte Einblicke in die bestehenden Abhängigkeiten zwischen Energieverbrauchern und -erzeugern. Das aus der Energiezellensimulation ermittelte Stromüberschusspotenzial wird im Zusammenhang mit gasbefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für Fernwärme und auf die Wetterabhängigkeit von Photovoltaikstrom untersucht und die Verwertbarkeit des Potenzials durch Power-to-Methane und Batterie evaluiert. Es zeigt sich, dass überschüssiges Strompotenzial auch in windschwachen Regionen bereits vorhanden ist und von verschiedenen Einflussfaktoren wie Kraft-Wärme-Kopplung abhängt. Daher ist die Betrachtung der unterschiedlichen Netze notwendig, um die Komplexität der Netzkopplung mit Power-to-Methane richtig abzubilden. Power-to-Methane stellt sich in diesem Zusammenhang als eine effiziente Technologie dar, um schnell große Kapazitäten für negative Regelenergie bereitzustellen und zusätzlich erneuerbares Methan zu produzieren. Die untersuchten Zukunftsszenarien zeigen, dass der regional geplante Ausbau von erneuerbaren Energien die zukünftigen Stromüberschusspotenziale weiter erhöht und sich dies positiv auf die Power-to-Methane Auslastung auswirkt. Die Ergebnisse dieser Arbeit stellen eine differenzierte Analyse von Laufzeit, Kosten und Ertrag von Power-to-Methane mithilfe der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Berechnungsalgorithmen zur optimierten Auslegung der Kapazität dar, die durch den methodischen Ansatz auf eine Vielzahl von Energiezellen übertragen werden kann.

Inhaltsverzeichnis

1. EINLEITUNG	1
1.1 MOTIVATION UND PROBLEMSTELLUNG	1
1.2 AUFBAU UND ZIELSETZUNG	4
1.3 STRUKTUR	5
2. ANALYSE VON ENERGIESYSTEMEN IN ENERGIEZELLEN	6
2.1 DEFINITION ENERGIEZELLE.....	6
2.2 DEFINITION GEOGRAFISCHER RAUM	9
2.3 REGIONALER ENERGIEBEDARF	10
2.3.1 <i>Lastprofile</i>	11
2.3.2 <i>Gebäudedaten aus Open-Street-Map</i>	13
2.4 BETRACHTUNG DER ENERGIENETZE	15
2.4.1 <i>Stromnetz</i>	17
2.4.2 <i>Power-to-Methane</i>	22
2.4.3 <i>Fernwärmennetz</i>	29
2.5 GRUNDLAGEN DER ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG	32
3. ENERGIEZELLENSIMULATION	34
3.1 REGIONALE ENERGIEBEDARFSMODELLIERUNG.....	36
3.1.1 <i>Bestimmung Untersuchungsgebiet</i>	36
3.1.1 <i>Gebäudeklassifizierung</i>	37
3.1.2 <i>Energiebedarfsmodellierung</i>	43
3.2 ANALYSE LOKALER ENERGIEERZEUGUNG	52
3.2.1 <i>Erneuerbare Stromerzeugung</i>	53
3.2.2 <i>Heizkraftwerke</i>	53
3.3 MODELLIERUNG MIT CALLIOPE	55
3.3.1 <i>Optimierung</i>	58
3.3.2 <i>Energiespeicher und Power-to-Methane</i>	60
3.3.1 <i>Auswertung</i>	65
3.3.2 <i>Diskussion</i>	73
3.4 MODELL+ FÜR POWER-TO-METHANE ANALYSE.....	77
3.4.1 <i>Kostenszenarien</i>	82
3.4.2 <i>Auswertung</i>	84
3.4.3 <i>Diskussion</i>	104
3.5 ZUKUNFTSSZENARIEN	107

3.5.1	<i>Ausbaupotenziale erneuerbarer Stromerzeugung</i>	107
3.5.2	<i>Biomassepotenziale für Kraft-Wärme-Kopplung</i>	111
3.5.3	<i>Änderung der Beheizungsstruktur von Gebäuden</i>	113
3.5.4	<i>Kombiniertes Zukunftsszenario</i>	116
4.	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	118
4.1	ZUSAMMENFASSUNG.....	118
4.2	AUSBLICK	122
5.	LITERATUR	124
A.	ANHANG	132
A.1	ERGEBNISTABELLEN	132
A.2	GLEICHUNGEN EZS MODELL+.....	143

Bilderverzeichnis

Abbildung 1.1: Bruttostromerzeugung in der EU im Jahr 2020 (BMWi 2021)	1
Abbildung 1.2: EE-Anteil in Deutschland in den Netzen Strom, Wärme und Verkehr (Lewicki 2022)	2
Abbildung 2.1: Darstellung von Energiezellen.....	7
Abbildung 2.2: Schema zur Aufbereitung von OSM Daten (Klaus 2020)	14
Abbildung 2.3: Vorselektion OSM Daten für Niederbayern (Valdes et al. 2020).....	15
Abbildung 2.4: Netzkopplung der drei Energienetze Strom, Wärme und Gas	16
Abbildung 2.5: Aufbau deutsches Stromnetz (BMWi 2012).....	17
Abbildung 2.6: Schematische Kopplung eines Batteriespeichers mit dem Niederspannungsnetz (Zugschwert 2022).....	20
Abbildung 2.7: Energiespeicher im Vergleich nach Speicherkapazität und Ausspeicherdauer (Stern 2014)	21
Abbildung 2.8:Technische Einspeisemöglichkeiten in ein Wärmennetz (Lichtenegger et al. 2018)	31
Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Inputströme der Energiezellensimulation im Rahmen der Forschungsarbeit (Bauer et al. 2022)	34
Abbildung 3.2: Verortung gewählter Energiezellen (Klaus 2020)	37
Abbildung 3.3: Exemplarische Energieerzeuger im Raum Stadt Straubing im Energieatlas Bayern (Bayerische Staatsregierung 2020)	37
Abbildung 3.4: Klassifizierte OSM Daten (Klaus 2020)	39
Abbildung 3.5: Gepufferte OSM Daten (Klaus 2020)	40
Abbildung 3.6: Gebäudeklassifizierung nach Bearbeitung (Klaus 2020)	40
Abbildung 3.7: Anteil der Gebäudekategorie in SR und VOF (Bauer et al. 2022)	41
Abbildung 3.8: Karte von Straubing (Bauer et al. 2022)	42
Abbildung 3.9: Karte von Vilshofen (Bauer et al. 2022)	42
Abbildung 3.10: Flussdiagramm Energiebedarfsmodellierung	43
Abbildung 3.11: Vergleich Korrelation LP24 mit G0-4 (Valdes et al. 2020).....	46
Abbildung 3.12: Korrelation LP24 mit G0-4 (Valdes et al. 2020)	47
Abbildung 3.13: Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland (BDEW and Kiesel 2021)	50
Abbildung 3.14: Beheizungsstruktur private Haushalte Deutschland (BMWK 2019).....	50
Abbildung 3.15: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsbau Deutschland (BDEW 2021)	51
Abbildung 3.16: Regional ermittelter Bedarf an Energieträgern in MWh/a (Bauer et al. 2022).....	51
Abbildung 3.17: Bedarf nach Region und Gebäudekategorie in SR und VOF (Bauer et al. 2022).....	52

Abbildung 3.18: Aufbau Technologiestruktur Calliope (Pfenninger and Pickering 2018)	55
Abbildung 3.19: Grundsatzaufbau von Technologie in Calliope (Pfenninger and Pickering 2018)	56
Abbildung 3.20: Technologiedefinition in Calliope (Pfenninger and Pickering 2018)	56
Abbildung 3.21: Technologiestruktur in Calliope für Energiezellensimulation	57
Abbildung 3.22: Power-to-Methane Konzept in Calliope (Valdes et al. 2020).....	60
Abbildung 3.23: Calliope Code für Power-to-Methane	65
Abbildung 3.24: Strombedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019 (Bauer et al. 2022)	67
Abbildung 3.25: Strombedarf für Reallastprofil Straubing Februar 2019 (Bauer et al. 2022)	67
Abbildung 3.26: Wärmebedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019 (Bauer et al. 2022)	67
Abbildung 3.27: Wärmebedarf für Reallastprofil Straubing Februar 2019 (Bauer et al. 2022)	68
Abbildung 3.28: Ergebnisse für Standardlastprofil Straubing unterschiedlicher Szenarien (Bauer et al. 2022)	69
Abbildung 3.29: Evaluierung der verschiedenen Lastprofile für Straubing (SR) und Vilshofen (VOF)	71
Abbildung 3.30: Mittlere Abweichung zwischen Standard- und Reallastprofil für Straubing 2019 (Bauer et al. 2022).....	73
Abbildung 3.31: Calliope Batterie Ladezyklen (Balken) und Ladestand (Linie) in kWh	75
Abbildung 3.32: Power-to-Methane Konzept im EZS Modell+	77
Abbildung 3.33: Flussdiagramm Energiezellensimulation mit Power-to-Methane Analyse.....	78
Abbildung 3.34: Flussdiagramm Power-to-Methane mit Batterie	80
Abbildung 3.35: Investitionskosten Status quo und Projektion bis 2050 für Elektrolyse und Methanisierung (Thema, Bauer, and Sterner 2019)	82
Abbildung 3.36: Strombedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019	85
Abbildung 3.37: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019	86
Abbildung 3.38: Gasbedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019	86
Abbildung 3.39: Strombedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019	87
Abbildung 3.40: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019	87
Abbildung 3.41: Gasbedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019.....	88
Abbildung 3.42: Strombedarf für Standardlastprofil Vilshofen Februar 2019	88
Abbildung 3.43: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Vilshofen Februar 2019.....	89
Abbildung 3.44: Gasbedarf für Standardlastprofil Vilshofen Februar 2019.....	89
Abbildung 3.45: Strombedarf für Standardlastprofil Vilshofen August 2019	89
Abbildung 3.46: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Vilshofen August 2019.....	90
Abbildung 3.47: Gasbedarf für Standardlastprofil Vilshofen August 2019.....	90
Abbildung 3.48: Strombedarf für Reallastprofil Straubing Februar 2019	92
Abbildung 3.49: Strombedarf für Reallastprofil Straubing August 2019	92
Abbildung 3.50: Strombedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019 mit 5 MW PtM.....	94

Abbildung 3.51: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019 mit 5 MW PtM	94
Abbildung 3.52: Gasbedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019 mit 5 MW PtM	94
Abbildung 3.53: Verwertung Stromüberschusspotenzial für Standardlastprofil Straubing August 2019 mit 5 MW PtM	95
Abbildung 3.54: Auslastung Energiespeicher für Standardlastprofil Straubing August 2019 mit 5 MW PtM.....	95
Abbildung 3.55: Witterungseinfluss auf Stromüberschusspotenzial der PtM Varianten.....	101
Abbildung 3.56: Witterungseinfluss 2015 – 2019 auf Standard- und Reallastprofile für Straubing (SR) und Vilshofen (VOF)	102
Abbildung 3.57: Simulationsergebnisse der PtM Varianten für verschiedene PV Kapazitäten in Straubing.....	109
Abbildung 3.58: Simulationsergebnisse der PtM Varianten für verschiedene Biomasse KWK Kapazitäten	112
Abbildung 3.59: Simulationsergebnisse der PtM Varianten bei Änderung der Beheizungsstruktur auf mehr Fernwärme und Wärmepumpen.....	115
Abbildung 3.60: Simulationsergebnisse der PtM Varianten für das kombinierte Zukunftsszenario ..	117

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Standardlastprofile Strom des BDEW (BDEW 2017).....	11
Tabelle 2.2: Standardlastprofile Gas des BDEW (BDEW, VKU, and GEODE 2021).....	12
Tabelle 2.3: Charakteristiken der Haupteletkrolyseure (IRENA 2020).....	23
Tabelle 2.4: Vergleich biologische und katalytische Methanisierung	28
Tabelle 3.1: Gebäudeklassifizierung (Valdes et al. 2020)	38
Tabelle 3.2: Gebäudeklassifizierung mit Anzahl [n] in Niederbayern nach Datenbereinigung (Valdes et al. 2020)	41
Tabelle 3.3: Relevante Gebäudezahlen für Energiemodellierung in SR und VOF.....	41
Tabelle 3.4: Strombedarf aus Energieatlas Bayern	43
Tabelle 3.5: Strombedarf Gebäudeklassen SR und VOF.....	44
Tabelle 3.6: Korrelationsanalyse R der RLM zu den SLP Strom mit der wahrscheinlichsten Zuordnung.....	46
Tabelle 3.7: Korrelationsanalyse RLM für G1 (Schopf 2021)	48
Tabelle 3.8: Übersicht durchschnittlicher Jahreswärmeverbrauch für Wärmelastprofil Straubing (Schopf 2021)	49
Tabelle 3.9: Gesamtwärmebedarf Gebäudeklassen in Straubing (SR) und Vilshofen (VOF) (Schopf 2021)	49
Tabelle 3.10: Gas- und Fernwärmeverbrauch Gebäudeklassen SR und VOF (Bauer et al. 2022)	52
Tabelle 3.11: Techno-ökonomischer Dateninput für regionale Energieerzeugung (Bauer et al. 2022).....	55
Tabelle 3.12: Stoffparameter für Elektrolyse und Methanisierung, normiert auf 1 kW Input.....	61
Tabelle 3.13: Stoff- und Energieröme für Elektrolyse und Methanisierung	63
Tabelle 3.14: Techno-ökonomischer Dateninput für regionale Speichertechnologien (Bauer et al. 2022)	64
Tabelle 3.15: Erweiterter technico-ökonomischer Dateninput für regionale Speichertechnologien	81
Tabelle 3.16: Kostenszenarien Power-to-Methane	83
Tabelle 3.17: Stromüberschusspotenzial ohne Power-to-Methane für Standardlastprofil beider Regionen 2019	91
Tabelle 3.18: Stromüberschusspotenzial ohne Power-to-Methane für Reallastprofil beider Regionen 2019	93
Tabelle 3.19: Gestehungskostenszenarien 5 MW PtM für Standardlastprofil Straubing 2019.....	97
Tabelle 3.20: Stromkostenszenarien 5 MW PtM für Standardlastprofil Straubing 2019	97

Tabelle 3.21: Gestehungskostenszenarien 5 MW PtM für Standardlastprofil Straubing 2030 und 2045	98
Tabelle 3.22: CO ₂ -Kostenszenarien 5 MW PtM für Standardlastprofil Straubing 2045	98
Tabelle 3.23: Vergleich PtM Varianten für Standardlastprofil Straubing 2019	99
Tabelle 3.24: Vergleich PtM Varianten für Reallastprofil Straubing 2019	100
Tabelle A.1: Ergebnistabelle PtM Szenarien ohne Kapazitätslimitierung für SR und VOF in Calliope (SLP links, RLP rechts)	132
Tabelle A.2: Ergebnistabelle PtM Szenarien mit Batterie für SR und VOF mit EZS Modell+ (SLP links, RLP rechts).....	134
Tabelle A.3: Ergebnistabelle PtM Szenarien ohne Batterie für SR und VOF mit EZS Modell+ (SLP links, RLP rechts).....	137
Tabelle A.4: Ergebnistabelle Zukunftsszenarien SR SLP EZS Modell+.....	140

Akronyme

Abkürzung	Beschreibung
Bara	Druck absolut
Barg	Überdruck (Manometer)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
O ₂	Sauerstoff
(l)	Flüssig
(g)	Gasförmig
AEL	Alkalische Elektrolyse
AEM	Anionenaustauschmembran-Elektrolyse
BAT	Batterie
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWK (alt: BMWi)	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Investitionsausgaben
CNG	Verdichtetes Erdgas
dena	Deutsche Energie-Agentur
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENP	Energienutzungsplan
EZS	Energiezellensimulation
GHSV	Raumgeschwindigkeit
GuD	Gas und Dampfkraftwerk
IPCC	Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen
KFW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LC	Gestehungskosten
Lfz	Laufzeit
LHV	Heizwert
MILP	gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse

PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtH ₂	Power-to-Hydrogen
PtM	Power-to-Methane
O&M	Betrieb und Wartung
OPEX	Betriebs- und Wartungskosten
OSM	Open-Street-Map
RLM	registrierende Leistungsmessung
RLP	Reales Lastprofil
RNG	Erneuerbares Erdgas
SLP	Standardlastprofil
SR	Straubing
SOEC	Festoxid-Elektrolyse
SUP	Stromüberschusspotenzial
TRL	Technologisches Reifelevel
VGI	freiwillig erhobene geographische Information
VOF	Vilshofen an der Donau

Formelabkürzungen	Beschreibung
Bat load	(Ent-) Ladung des Batteriespeicher
Bat cap	Batteriekapazität
PEM P con	Stromverbrauch des Elektrolyseurs
PEM H ₂ prod	Wasserstoffproduktion des Elektrolyseurs
PEM H prod	Wärmeproduktion des Elektrolyseurs
Ratio P/H ₂	Energieverbrauch nominal des Elektrolyseurs
p _{PEM}	Druck des Wasserstoffes im Elektrolyseur
PEM cap min/max	Minimale/maximale Kapazität des Elektrolyseurs
H ₂ stor load	(Ent-) Ladung des Wasserstoffspeicher
H ₂ stor P con	Stromverbrauch des Wasserstoffspeicher
H ₂ stor cap	Kapazität des Wasserstoffspeicher
p _{Stor, H₂}	Druck des Wasserstoffs im Wasserstoffspeicher
Meth H ₂ con	Wasserstoffverbrauch der Methanisierung
bioMeth P con	Stromverbrauch der Methanisierung
Meth CH ₄ prod	Methanproduktion
Meth H prod	Wärmeproduktion der Methanisierung
p _{Meth}	Druck des Methans nach der Methanisierung

Meth cap min/max	Minimale/maximale Kapazität der Methanisierung
Ratio P/CH ₄	Energieverbrauch nominal der Methanisierung
Ratio H/CH ₄	Wärmeproduktion nominal der Methanisierung
CH ₄ stor load	(Ent-) Ladung des Methanspeicher
CH ₄ stor P con	Stromverbrauch des Methanspeicher
CH ₄ stor cap	Kapazität des Methanspeicher
p _{stor, CH₄}	Druck des Methans im Methanspeicher
CH ₄ GF	Methaneinspeisung ins Erdgasnetz
CH ₄ GF P con	Stromverbrauch der Methaneinspeisung
CH ₄ GF cap min	Minimale Methaneinspeisemenge
PtM DH feed	Abwärmeinspeisung von Power-to-Methane
η _{H,Ex}	Wirkungsgrad der Wärmeübertragung ins Wärmenetz
DT _i	Ausfallzeit
On-Off-Cycles _i	Schaltzyklen
η _{Comp,i}	Wirkungsgrad des Kompressors
HHV _i	Brennwert
T	Absolute Temperatur
Meth P con	Eigenstrombedarf PtM
PB	Strombilanz
P con	Stromverbrauch der Energiezelle
HP prod	Stromproduktion von Wasserkraftwerken
PV prod	Stromproduktion von Photovoltaikanlagen
WF prod	Stromproduktion von Windkraftwerken
PtDH P con	Stromverbrauch von Wärmepumpen
HB	Wärmebilanz
PtDH H prod	Fernwärmeproduktion Wärmepumpen
PSP	Stromüberschusspotenzial
DHS	Fernwärmeeüberschuss
CHP Bio P prod	Stromproduktion des Biomasseheizkraftwerks (KWK)
CHP Bio H prod	Wärmeproduktion des Biomasseheizkraftwerks (KWK)
CHP Gas P prod	Stromproduktion des Gas- und Dampfkraftwerks (KWK)
CHP Gas H prod	Wärmeproduktion des Gas- und Dampfkraftwerks (KWK)
CHP Bio Ratio P/H	Verhältnis Strom/Wärme des Biomasseheizkraftwerks
CHP Gas Ratio P/H	Verhältnis Strom/Wärme des Gasheizkraftwerks

1. Einleitung

Nach Angaben des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC) steht der Welt nur ein begrenzter CO₂-Ausstoß zur Verfügung (Hornberg et al. 2020), um das globale Ziel der Begrenzung des maximalen Temperaturanstiegs auf 1,5 °C zu erreichen. Aus diesem Grund haben sich Länder weltweit verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2045 CO₂-Neutralität zu erreichen. Seit 1990 wurde in Deutschland bereits eine CO₂-Ausstoßreduktion von 40,8 % erreicht (Bundesregierung 2021). Um die zur Erfüllung des Ziels noch zu leistende Reduktion zu gewährleisten, müssen die Anstrengungen weiter intensiviert werden. Dies kann nur durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, der Energienetze und von Speichersystemen erreicht werden.

1.1 Motivation und Problemstellung

Die Erzeugung von erneuerbarem Strom in der EU wurde zwischen 1990 und 2020 um 761 TWh auf 1.081 TWh im Jahr 2020 erhöht. Dies entspricht 39 % der gesamten Bruttostromerzeugung ohne die Nettoimporte in die EU. Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Bruttostromerzeugung und der Verrechnung von Import und Export. Der Bruttostromverbrauch lag 2020 bei 2.804,5 TWh (BMWi 2021). Abbildung 1 zeigt links die Aufteilung der Bruttostromerzeugung auf die verschiedenen Erzeuger und rechts die Aufteilung des dazugehörigen erneuerbaren Anteiles in der EU im Jahr 2020 (BMWi 2021).

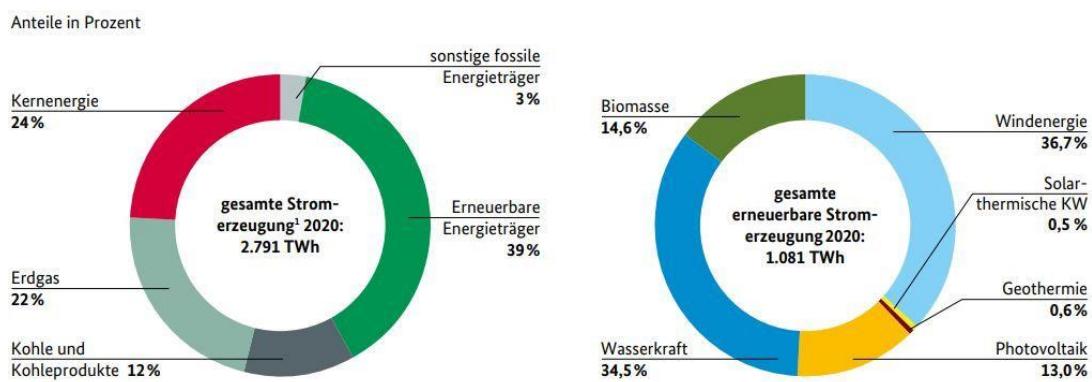


Abbildung 1.1: Bruttostromerzeugung in der EU im Jahr 2020 (BMWi 2021)

Im Vergleich hierzu lag Deutschland im Jahr 2020 bei einem erneuerbaren Anteil in der Bruttostromerzeugung von 45,3 % (Abbildung 1.2). Im Jahr 2021 war dieser erneuerbare Anteil rückläufig und fiel auf 41,1 %.

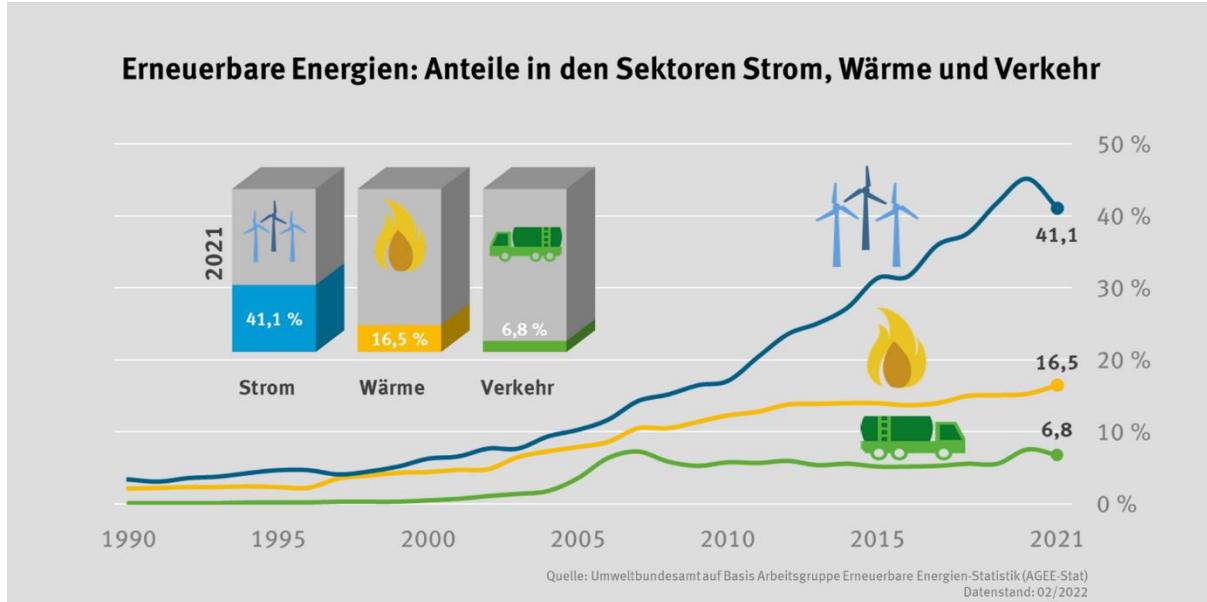


Abbildung 1.2: EE-Anteil in Deutschland in den Netzen Strom, Wärme und Verkehr (Lewicki 2022)

Abbildung 1.2 zeigt, dass der deutsche Stromsektor im Vergleich zu den Sektoren Wärme und Verkehr mit dem Ausbau von Photovoltaik (PV) und Windkraftanlagen mit 41,1 % den größten Zuwachs an erneuerbarer Energie (EE) erreichen konnte. Der deutsche Wärmesektor konnte den Anteil erneuerbarer Energie bis 2021 auf 16,5 % erhöhen. Der deutsche Verkehrssektor hat seinen erneuerbaren Anteil mit der Einführung des Biokraftstoffquotengesetz 2006, welches einen Mindestanteil von Biokraftstoffen vorschreibt, und der Subventionierung von Elektrofahrzeugen bis 2021 auf 6,8 % erhöht.

Da die Sektoren Wärme und Verkehr bei der Integration von EE deutlich zurückliegen, müssen diese entsprechend stärker unterstützt werden. Der Wandel im Verkehrssektor ist mit der Einführung von Biokraftstoffen gestartet und mit den technologischen Fortschritten bei der Batterieentwicklung könnte in den nächsten Jahren der EE-Anteil durch Elektrofahrzeuge erhöht werden. Eine Elektrifizierung ist aber nicht für jeden Verkehrsteilnehmer möglich, daher werden weitere Optionen beispielsweise für den Schwerlastverkehr benötigt (Bründlinger et al. 2018). Eine Option stellt dabei die Netzkopplung über Power-to-Fuel dar, welche es ermöglicht, aus erneuerbarem Strom synthetische Kraftstoffe für den Verkehrssektor zu produzieren. Bei gasförmigen Kraftstoffen spricht man von Power-to-Gas, z.B. Wasserstoff oder Methan für CNG (verdichtetes Erdgas) oder LNG (verflüssigtes Erdgas), bei flüssigen Kraftstoffen von Power-to-Liquid, z.B. Methanol.

Im Wärmesektor werden unterschiedliche Strategien zur weiteren EE-Einbindung verwendet. Zum einen wird auf Energieeinsparungen durch Gebäudesanierung mit Dämmung gesetzt, zum anderen werden fossile Energieerzeuger, wie Öl oder Erdgas, durch andere Energieträger ersetzt, z.B. durch Biomasse oder Biogas. Außerdem wurde der „Modal Switch“ (DVGW 2019) unterstützt, welcher die Umstellung auf überwiegend dezentrale Strukturen im Wärmesektor, z.B. auf Wärmepumpen, und die Sanierung und Optimierung dezentraler Heizungsanlagen bezeichnet. Neben den dezentralen Heizungssystemen spielt die Fernwärme weiter eine wichtige Rolle, da diese es ermöglicht, die Abwärme von Netzkopplungstechnologien, z.B. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder Power-to-Methane (PtM), nutzbar zu machen (Thema, Bauer, and Sterner 2019; Graf, Krajete, and Schmack 2014; Götz et al. 2016b; Morgenthaler et al. 2020; Götz et al. 2016b).

Jedoch führt der für die Energiewende erforderliche zunehmende Ausbau von EE zu verschiedenen Problemen im Stromnetz. Das größte Problem stellt dabei die hohe Stromproduktion von fluktuiierenden EE Systemen wie PV oder Windanlagen bei günstigen Wetterlagen bei gleichzeitiger geringer regionaler Nachfrage dar. Diese Überproduktion führt zu einem örtlichen Stromüberschuss, welcher durch überregionale Netze zu anderen Stromsenken transportiert werden muss, oder wenn dies nicht möglich ist, zum Schutz der Netze durch Abschaltung konventioneller Kraftwerke abgeregelt werden muss (Bundesnetzagentur 2019). Aufgrund des Überangebots an Strom kann dessen Börsenpreis so weit sinken, dass mitunter negative Strompreise entstehen.

Für die Vorhersage von Stromüberschüssen und deren potenzieller Nutzung durch die Platzierung von Speichertechnologien im Stromnetz müssen komplexe Netzsimulationen auf lokaler Verteilebene durchgeführt werden. Dies erfordert jedoch ein erhebliches Maß an Wissen über den zu modellierenden Bereich und spezifische Simulationswerkzeuge, welche die großen Datenmengen handhaben können (Heendeniya, Sumper, and Eicker 2020). Aufgrund dessen wird die Simulation von Energiesystemen üblicherweise auf einige wenige industrielle Prozesse oder Gebäude innerhalb eines Energienetzabschnittes beschränkt. Bei der Untersuchung von überregionalen Übertragungsnetzen auf Stromüberschusspotenzial (SUP) erfolgt die Netzsimulation auf der Ebene ganzer Regionen oder Länder auf der Grundlage von zusammengefasster Nachfrage und Erzeugung (Kriechbaum, Scheiber, and Kienberger 2018). Eine solche Untersuchung liefert allerdings keine Identifikation von Speicherstandorten und deren Qualität.

1.2 Aufbau und Zielsetzung

Der Schwerpunkt dieser Forschungsarbeit liegt in der Simulation von örtlich begrenzten Energienetzen zum Abgleich von Energieverbrauch und Energieerzeugung zur Analyse von Stromüberschusspotenzial (SUP). Als Stromüberschusspotenzial wird eine Stromerzeugungskapazität bezeichnet, welche Strom produzieren könnte, aber aufgrund von bereits ausreichend vorhandenem Strom regional nicht genutzt wird. Dieses SUP wird auf die Verwertbarkeit durch Speichertechnologien, wie Batterie und Power-to-Methane (PtM) Anlagen, im Rahmen der Netzkopplung hin untersucht. PtM wird als negative Regelenergie betrachtet, um Überlastungen im Netz entgegenzuwirken. PtM bietet dabei neben der Produktion von erneuerbarem Methan auch die Möglichkeit der Abwärmennutzung in Fernwärmennetzen. Diese Netzkopplung erlaubt im Zusammenspiel mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eine Einsparung von fossilem Erdgas und soll zusätzlich eine erleichterte Integration von erneuerbaren Energiequellen in Energienetze erzielen. Dieser Einfluss von PtM auf die Netzkopplung soll am Beispiel von zwei deutschen Regionen evaluiert werden.

Hierfür werden im ersten Schritt die zu untersuchenden Regionen als Energiezellen definiert und die Energieflüsse untersucht. In Zusammenarbeit mit regionalen Stadtwerken und Firmen werden reale Daten zu Strom-, Wärme- und Gasverbrauch erarbeitet. Mit diesen Daten wird im zweiten Schritt ein Modell mit verschiedenen Verbrauchs- und Erzeugungslastprofilen entwickelt, angewendet und mit Standardlastprofilen verglichen. Ziel der folgenden Energiesimulation aller in den Regionen verfügbaren Energieverbraucher und -erzeuger ist es, das SUP zu ermitteln. In Kombination mit den Speichertechnologien Batterie und PtM kann der Verwertungsgrad des SUP ermittelt werden. Das Modell optimiert dabei den Einsatz von Technologien hinsichtlich der technologischen Gestaltungskosten, woraus sich Rückschlüsse auf wirtschaftlich vertretbare Technologiedimensionierungen ziehen lassen. Abschließend wird durch die Untersuchung von potenziellen zukünftigen Ausbauszenarien ihre Auswirkung auf die Reduktion von fossilem Erdgasbezug durch die Nutzung von PtM dargestellt. Mit diesen Untersuchungen können regionale Abschätzungen zum zukünftigen Erreichen von Energieautarkien oder Umweltzielen getroffen werden.

Der Aufbau und die Zielsetzung der Forschungsarbeit lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

1. Definition der örtlichen Dimension und Datenauflösung.
2. Entwicklung von Algorithmen zur Klassifizierung von Verbrauchern auf Basis von Standardlastprofilen und lokalem Energiebedarf.
3. Entwicklung von Berechnungsalgorithmen zur Modellierung von Energiesystemen auf Basis erhobener Daten zur regionalen Energieerzeugung und Sicherstellung von Übertragbarkeit auf andere Regionen zur Identifizierung von Stromüberschusspotenzial.
4. Entwicklung eines einfach parametrierbaren Power-to-Methane Simulationsmodells, das in Kombination mit einem Batteriemodell auf die Verwertbarkeit von Stromüberschuss hin evaluiert wird.
5. Durchführung einer Sensitivitätsanalyse zur Evaluierung von Einflüssen auf PtM Parameter.
6. Darstellung von möglichen regionalen Entwicklungsszenarien zur Untersuchung des zukünftigen Stromüberschusspotenzials und dessen Verwertbarkeit durch PtM.

1.3 Struktur

Die Forschungsarbeit ist in vier Kapitel untergliedert. In Kapitel 2 wird die Analyse von Energiezellen dargelegt, indem zuerst die Begrifflichkeiten definiert und dann auf Basis der Literatur auf die Energiebedarfsermittlung und Energieproduktion im Rahmen der Energienetze eingegangen wird, was die Grundlage dieser Arbeit darstellt. Hier werden abschließend die Grundlagen der Energiesystemmodellierung dargestellt. In Kapitel 3 wird die Methodik der Energiezellensimulation und ihre benötigten Eingangsparameter beschrieben. Dabei wird in den Unterpunkten 3.1 und 3.2 auf die gewählten geografischen Dimensionen, die Datenerhebung zu Energieverbrauch und -erzeugung, sowie die Algorithmen-Entwicklung in Bezug auf die Gebäudeklassifizierung im Rahmen der Open-Street-Map (OSM) Datenerhebung eingegangen. Im Punkt 3.3 wird die Erstellung des Simulationsrahmen mit Calliope und die Implementierung von PtM als negative Regelenergie erläutert. Die folgende Auswertung wird im Kontext von verschiedenen verwendeten Lastprofilen in Bezug auf die zwei Regionen in Zusammenhang mit den vorliegenden Limitierungen diskutiert. Unter 3.4 wird, auf Basis der unter 3.3 geführten Diskussion, ein für die PtM Analyse optimiertes Modell entwickelt und angewendet. Die Auswertung des neuen Modells wird mit den unter 3.3 dargestellten Ergebnissen verglichen und diskutiert. Abschließend werden unter Punkt 3.5 die in Straubing vorliegenden erneuerbaren Ausbaupotenziale aufgezeigt und mit dem neuen Modell in zwei Zukunftsprojektionen auf eine Erhöhung des Stromüberschusspotenzials in Relation zur PtM Auswertung verschiedener Kapazitäten hin geprüft. In Kapitel 4 erfolgt ein abschließendes Fazit.

2. Analyse von Energiesystemen in Energiezellen

Im Zuge der weltweiten Bemühungen die Energiewende voranzutreiben, werden immer mehr erneuerbare Energieerzeuger in die Energienetze eingebunden. In Deutschland wird dieser aus hauptsächlich fluktuierenden Quellen bestehende Anteil sich über die nächsten Jahre weiter steigern, um das deutsche Ziel der CO₂-Neutralität bis 2045 zu erreichen. Erneuerbare Energieerzeuger wie PV oder Windkraftanlagen wirken sich aufgrund der witterungsbedingt schwankenden Stromerzeugung auf die lokalen Energienetze aus. Diese Auswirkungen werden durch die Analyse von Energiesystemen und deren beteiligte Energieerzeuger und -verbraucher, sowie Energiespeicher untersucht. Um diese Schwankungen auszugleichen, spielen Energiespeicher und -wandler eine große Rolle. In der Literatur existieren bereits Untersuchungen und Analysen von Energiesystemen in Bezug auf Energiespeicher. Im Feld der Energiewandler wie Power-to-Methane existiert noch ein großer Forschungsbedarf hinsichtlich des Einflusses auf Energienetze durch die Kopplung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen.

In diesem Kapitel werden die Bestandteile der Energiesystemanalyse untersucht. Hierfür wird unter 2.1 der Begriff der Energiezelle definiert, welcher den geografischen Raum, definiert unter 2.2, mit der lokalen Energiebilanz kombiniert. Für die Energiebilanz wird unter 2.3 zuerst auf die Möglichkeiten der Energiebedarfsermittlung eingegangen und darauf, wie Netzbetreiber den lokalen Bedarf schätzen. In 2.4 werden die Energienetze und ihre jeweilige Speisung aus verschiedenen Erzeugertechnologien betrachtet. Kern der detaillierten Betrachtung ist es, den Einfluss von PtM auf Energienetze zu untersuchen. Dafür wird unter 2.5 auf die Grundlagen der Energiesystemmodellierung eingegangen.

2.1 Definition Energiezelle

Eine Energiezelle ist definiert als ein von einem geografischen Raum abgegrenztes und gleichzeitig über räumliche Schnittstellen verbundenes System aus Komponenten einer Energieinfrastruktur (1) verschiedener Energieformen (2), deren Funktionen ein Zellenmanagement (3) mit Optimierung von Angebot und Nachfrage im System über alle vorhandenen Energieformen in Verbindung mit dem Austausch von Energie, Stoffen und Informationen zu physikalischen und virtuellen Nachbarzellen (4) ermöglichen (Huber et al. 2020).

1. Energieinfrastruktur umfasst alle Komponenten, die zur Wandlung von Energie, zu deren Transport und Verteilung sowie zu ihrer Speicherung eingesetzt werden.
2. Energieformen umfassen u.a. Strom, Gas, Wärme und Energieträger für Mobilität
3. Zellmanagement beschreibt die Optimierung zur Bedarfsabdeckung über Energiebilanzen inner- und außerhalb der Zelle
4. Zellen können zu einem umfassenden Zellverbund zusammengefasst werden. Es gibt über- und unterlagerte Zellstufen.

Der geografische Raum ist in der Größe variabel und kann im kleinsten System zum Beispiel einen Haushalt darstellen. Es können auch ganze Länder oder Kontinente dargestellt werden (Tröndle et al. 2020). Jeder Teilnehmer wird über Energiebedarfs- oder Energieproduktionsprofile klassifiziert. Diese Lastprofile sind starken lokalen Rahmenbedingungen unterworfen. Diese Bedingungen können nur erfasst werden, wenn eine geografische Systemgrenze klar definiert wird.

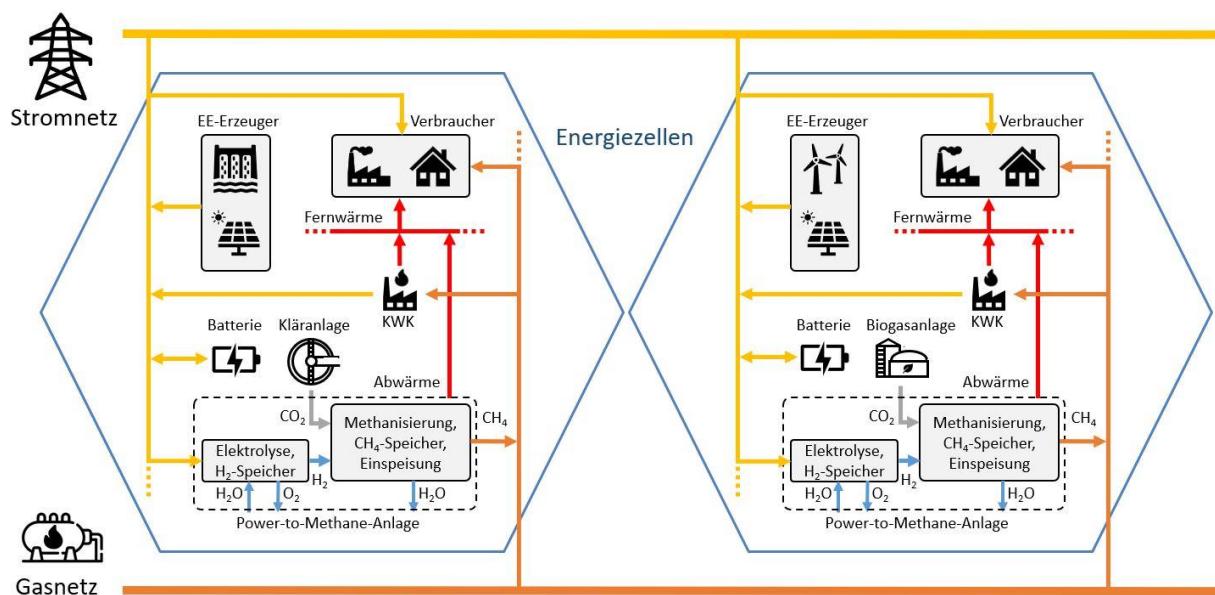


Abbildung 2.1: Darstellung von Energiezellen

In Abbildung 2.1 sind zwei beispielhafte Energiezellen dargestellt. Die geografische Systemgrenze ist als Hexagon dargestellt. Mit dieser Form kann ein Gebiet zwar flächendeckend einheitlich betrachtet werden, doch in der Realität sind abgeschlossene Energienetze historisch anders aufgebaut. Oft richtet sich der Aufbau nach geografischen Entwicklungen in Distrikten, Gemeinden oder Städten. Daher wird in der Literatur der Aufbau der geografischen Eingrenzung der Energiezellen auch auf solche Grenzen bezogen (Alhamwi et al. 2019; Bauer et al. 2022). Bei der Betrachtung von einzelnen Sektoren wie Strom oder Gas gibt es für die Netzbetreiber die Möglichkeit Bilanzkreise zu erstellen,

um so in sich gültige Bilanzierungen zu Energieabrechnungszwecken vornehmen zu können (Bundesnetzagentur 2022). Diese Bilanzkreise können ebenfalls als Energiezellen definiert werden.

Innerhalb der Energiezelle sind dann alle Verbraucher zu identifizieren, um einen zu deckenden Gesamtbedarf zu ermitteln. Verbraucher bestehen zum Beispiel aus privaten Haushalten oder Industrie. Diese weisen sehr unterschiedliche Bedarfsprofile aus, was sich je nach Skalierung der Zelle unterschiedlich stark auf das Lastprofil der Zelle auswirkt. Dieses Bedarfslastprofil unterliegt regional starken Schwankungen bezüglich der unterschiedlichen angesiedelten Industrieverbrauchern (Valdes et al. 2020).

Diese Bedarfsschwankungen müssen von der lokalen Energieerzeugung abgedeckt werden. Wenn dies nicht möglich ist, muss auf verfügbare Energie in überregionalen Strom- und Gasnetzen zurückgegriffen werden (Abbildung 2.1). Über Straße oder Schiene kann ebenfalls Energie zu Verbrauchern transportiert werden, z.B. über Flüssigastransporte. In einer Zelle können unterschiedliche Stromerzeuger zur Verfügung stehen. Die Bandbreite reicht von Erzeugern erneuerbarer Energie, wie PV oder Wasserkraft, bis zu mit Biomasse-/gas oder fossil betriebenen KWK-Anlagen. Durch die Schwankungen in Bedarf und Erzeugung gibt es Zeiten, in denen die Energiezelle einen bilanziellen Stromüberschuss produziert oder ein Stromdefizit ausweist. So besteht beispielsweise die Möglichkeit, dass zu Zeiten von wenig Wind die rechte Energiezelle in Abbildung 2.1 ein Stromdefizit aufweist und auf zusätzlichen Strom von außerhalb angewiesen ist. Dieser Strom könnte durch die Wasserkraft der angrenzenden Zelle zur Verfügung gestellt und somit dieses Defizit ausgeglichen werden. Neben diesem überregionalen Ausgleich der Zellen kann der Ausgleich auch innerhalb der Zelle durch Energiespeicher erfolgen (Alhamwi et al. 2019).

Die Verbindung zwischen den Zellen kann über das Strom-, Gas- und Fernwärmennetz erfolgen. Bei großen Zellen kann das Fernwärmennetz auch komplett innerhalb dieser liegen und keine Verbindung mehr zur Nachbarzelle aufweisen. Da vieles von der gewählten Zellgröße abhängt, wird im nächsten Punkt näher auf den geografischen Raum eingegangen.

2.2 Definition geografischer Raum

Der geografische Raum ist nicht festgelegt und kann für die Betrachtung einer Energiezelle grundsätzlich frei dimensioniert werden. Der geografische Raum beschreibt die zu untersuchende geografische Fläche und legt die Systemgrenze fest.

Ob aber ein ganzes Land, ein Distrikt oder auch nur ein Stadtteil untersucht wird, hängt von den zu untersuchenden Parametern ab. Tröndle et al. (Tröndle et al. 2020) untersuchen in ihrer Studie die Kriterien für eine ganzheitliche erneuerbare Stromversorgung in Europa. Alhamwi et al. (Alhamwi et al. 2019) betrachten in ihrer Studie die Netzverbindungen einer in unterschiedliche Bereiche aufgeteilten Stadt und wie diese Bereiche untereinander Energie austauschen. Neben der Betrachtung von Energienetzen werden in der Literatur auch Speichersysteme untersucht. So wird von Zugschwert (Zugschwert 2022) die Platzierung von Batteriespeichern im Niederspannungsnetz untersucht. Die Größe des untersuchten Gebiets umfasst einen am Transformator zusammenlaufenden Niederspannungsnetzabschnitt. Morgenthaler et al. (Morgenthaler et al. 2020) untersuchen die Verwendung von PtM bis 100 kW in einem Distrikt in den Niederlanden und einem in Spanien.

Diese Studien zeigen bereits die ganze Bandbreite des geografischen Raumes, die bei Energiesystembetrachtungen möglich sind. Wenn sich die Untersuchung auf die Analyse und Platzierung von PtM konzentriert, muss der geografische Raum einerseits so klein sein, dass ein möglicher Standort für eine Platzierung abgeleitet werden kann, andererseits aber auch so groß sein, dass genügend Einsatzpotenzial vorliegt.

Das Einsatzpotenzial setzt sich aus unterschiedlichen Faktoren zusammen, da neben dem Strominput für eine Elektrolyse auch eine ausreichend dimensionierte CO₂-Quelle vorhanden sein muss. Neben den Anschlüssen für diese zwei Hauptinputs, werden Möglichkeiten für die Verwendung der Produkte benötigt – so etwa bei einer gewünschten Einspeisung in das Erdgasnetz ein entsprechender Einspeisepunkt. Um die Abwärme effizient nutzen zu können, sollte es eine Option für den Einsatz von Fernwärme geben. Diese Faktoren reduzieren bereits das Platzierungspotenzial erheblich. Zusammenfassend müssen für eine mögliche Platzierung folgende Voraussetzungen vorliegen:

- erneuerbarer Stromerzeuger in ausreichender Dimension
- Nähe einer Erdgasleitung mit Möglichkeit zur Einspeisung
- naheliegender Fernwärmeabnehmer mit entsprechendem Niedertemperaturbedarf
- Verfügbarkeit einer CO₂-Quelle

Betrachtet man eine Stadt, gibt es in diesem Hinblick nur sehr wenige oder keine passenden Standorte, die alle diese Voraussetzungen vereinen. Einen möglichen Standort kann die städtische Kläranlage darstellen. Kläranlagen befinden sich oft etwas außerhalb der Stadt oder Gemeinde, allerdings aufgrund der Führung der Abwasserleitung nicht zu weit davon entfernt. Dies bedeutet, dass die Leitungslängen für Strom-, Wärme- und Gasnetz von der Kläranlage zu Verbrauchern für einen etwaigen Ausbau kurze Distanzen aufweisen. Eine Kläranlage mit ausreichend angeschlossenen Einwohnerwerten (EW) besitzt oft eine Klärgasproduktion mit angeschlossenem Blockheizkraftwerk (BHKW) (Blesl and Ohl 2010). Blesl et al. zeigten 2010 auf, dass ab einer angeschlossenen EW Zahl von 10.000 - 50.000 bereits über 50 % der Kläranlagen über eine solche Anlagenkombination verfügen. Dies legt nahe, dass ab einer solchen Stadtgröße eine Kläranlage als Strom- und Wärmelieferant zur Verfügung stehen kann. Da Klärgas wie Biogas über die anaerobe Fermentation erzeugt wird (Kaltschmitt, Hartmann, and Hofbauer 2016), bestehen keine großen Unterschiede in der Gaszusammensetzung. Daher kann Klärgas ebenfalls wie Biogas als CO₂-Quelle für PtM genutzt werden. Da Kläranlagen selbst einen großen Wärmebedarf aufweisen, sind diese oft an das Gasnetz angeschlossen. Der Einsatz von Abwärme aus klärgasbetriebenen BHKW oder PtM führt zur Einsparung fossiler Energieträger. Der vielfach vorhandene Gasanschluss kann möglicherweise für eine Einspeisung von erzeugtem Methan aus einer PtM Anlage genutzt werden. Manche Kläranlagen produzieren durch ihr BHKW oder durch die Abwärmennutzung des Abwassers so viel Wärme, dass dieses in ein Fernwärmennetz eingespeist wird und die nahegelegenen Stadtviertel versorgt (Buri and Kobel 2004). In derartigen Fällen ist der Fernwärmemanschluss für eine mögliche Abwärmeausspeisung für PtM gegeben.

Aufgrund dieser Möglichkeiten stellt beispielsweise das Einzugsgebiet einer Kläranlage einen vielversprechenden Startpunkt als Grundlage für den geografischen Raum der Energiezelle für die PtM Betrachtung dar. Ob schlussendlich der gewählte Raum für eine PtM Platzierung geeignet ist, ergibt sich erst nach der Analyse der regionalen Energiekenndaten.

2.3 Regionaler Energiebedarf

Der regionale Energiebedarf ist die Gesamtnachfrage von allen Energieverbrauchern in der betrachteten Region. Gebäude und deren Ausstattung stellen dabei einen der größten Energieverbraucher dar (Voulis, Warnier, and Brazier 2018). Daher ist es wichtig zu wissen, welche Gebäude in der betrachteten Region vorhanden sind und welchen Bedarf diese Gebäude aufweisen. Die Gebäude müssen klassifiziert und Lastprofilen zugeordnet werden.

2.3.1 Lastprofile

Eine Einteilung in Gebäudeklassen, welche einheitlich und in weiten Bereichen anwendbar ist, findet sich bei den in Deutschland verfügbaren Standardlastprofilen (SLP) für Strom (Bundesnetzagentur 2021). Eine vergleichbare Einteilung in SLP für den Wärmebedarf ist nicht bekannt. Daher finden sich in der Literatur unterschiedliche Beispiele, um Wärmelastprofile zu erstellen.

Schüler et al. (Schüler et al. 2015) beziehen sich bei der Entwicklung von Wärmeprofilen auf Daten des Kanton Genf in der Schweiz, der sehr viele öffentlich zugängliche Informationen für den gesamten Gebäudesektor liefert. Insgesamt stehen Daten für über 13.000 Gebäude zur Verfügung. Diese werden in acht Gebäudekategorien eingeteilt und mittels Regressionsanalyse, unter Berücksichtigung verschiedener Parameter, Wärmebedarfsprognosen für alle Gebäudetypen erstellt.

Alternativ gibt es SLP für Gas vom BDEW (BDEW, VKU, and GEODE 2021). Laut Schellong (Schellong 2016) orientieren sich die SLP Gas am Wärmebedarf der Verbrauchergruppen, da Erdgas zu großen Teilen in der Gebäudeheizung verwendet wird.

Auch Ruhnau et al. (Ruhnau et al. 2019) nutzen für ihre Analyse von Wärmepumpendaten ebenfalls die SLP Gas zur Erstellung von Wärmelastprofilen für verschiedene Länder Europas. Im Rahmen dieser Studie werden private Haushalte und Gewerbe untersucht.

In Tabelle 2.1 sind die gängigen SLP für Strom und in Tabelle 2.2 die SLP für Gas des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) dargestellt.

Tabelle 2.1: Standardlastprofile Strom des BDEW (BDEW 2017)

SLP	Verbraucher
H0	Haushalt, Privatverbrauch, geringfügig gewerblich
G0	Gewerbe, gewogener Mittelwert G1-6
G1	Gewerbe, werktags 8-18 Uhr (Büro)
G2	Gewerbe, abends (Gaststätten)
G3	Gewerbe, durchlaufend (Supermärkte, Kühlhäuser)
G4	Gewerbe, Läden aller Art (Friseur)
G5	Gewerbe Bäckerei
G6	Gewerbe, Wochenendbetrieb (Freizeiteinrichtungen)
G7	Mobilfunksendestation
L0	Landwirtschaft allgemein
L1	Landwirtschaft mit Milchwirtschaft
L2	Übrige Landwirtschaft

Tabelle 2.2: Standardlastprofile Gas des BDEW (BDEW, VKU, and GEODE 2021)

SLP	Verbraucher
G H EF 03	Einfamilienhaus
G H MF 03	Mehrfamilienhaus
G H KO 03	Kochgas
G G KO 03	Gebietskörperschaften
G G MK 03	Metall und KFZ
G G HA 03	Handel
G G BD 03	Betriebliche Dienstleistungen
G G GA 03	Gaststätten
G G BH 03	Beherbergung
G G BA 03	Bäckerei
G G WA 03	Wäscherei
G G GB 03	Gartenbau
G G PD 03	Papier und Druck

Die Bezeichnung der SLP Strom wird in die Kürzel H für Haushalte, G für Gewerbe und L für Landwirtschaft aufgeteilt. Die nachfolgende Zahl beschreibt als „0“ ein allgemein zutreffendes Lastprofil. Weiterführende Zahlen beschreiben spezifische Gebäudeklassen.

Die SLP Gas nutzen ebenfalls die Profilkategorie für Haushalte „H“ und Gewerbe „G“, aber mit einem Gaskürzel „G“ davor. Für die Verbrauchergruppen werden Buchstabekennungen genutzt, z.B. „EF“ für Einfamilienhaus. Das Zahlenkürzel „03“ beschreibt mit der „0“ den Profiltyp Sigmoid der TU München, der die Profilfunktion zur Berechnung des Tagesverbrauches darstellt, und die „3“ steht für einen mittleren Heizgasanteil (BDEW, VKU, and GEODE 2021).

Netzbetreiber verwenden für die Ermittlung des Energiebedarfes für Letztverbraucher diese Standardlastprofile, insbesondere für Haushalts- und Kleingewerbekunden. Nach dem Monitorbericht der Bundesnetzagentur 2021 wurden diese Profile von 97,4 % der Netzbetreiber im Jahr 2020 angewendet (Bundesnetzagentur 2021).

Für große industrielle oder gewerbliche Energieabnehmer werden SLP nicht angewendet, da deren Verbrauch oftmals netzbestimmend ist. Daher muss zu jedem Zeitpunkt das Energienetz exakt überwacht werden, um auf Schwankungen direkt reagieren zu können. Der Grenzwert, ab dem statt eines SLP eine registrierte Lastgangmessung (RLM) einzusetzen ist, liegt im Regelfall bei einer jährlichen Entnahme für Strom von 100 MWh/a und für Gas von 1500 MWh/a oder ab einer maximalen stündlichen Gasentnahmleistung von über 500 kW (Bundesnetzagentur 2021).

Im Stromnetz wurde 2019 deutschlandweit 48 % des gesamten Stromverbrauchs durch industrielle Verbraucher mit über 2 GWh/a abgenommen. In die Kategorie mit unter 10 MWh/a fielen 25 %. 4,2 % der Gasnetzbetreiber wichen 2020 vom Gasgrenzwert für SLP ab. 34,5 % gaben hierfür netztechnische Gründe zur Reduzierung an, 58,6 % individuelle Absprachen mit den Transportkunden (Bundesnetzagentur 2021).

Für Gasnetzbetreiber stehen zwei Arten von SLP zur Verfügung; synthetische, die von statistisch ermittelten Werten ausgehen (Meier et al. 1999) und analytische, die im Grunde auf dem Vortagesverbrauch basieren. Die synthetischen SLP wurden 2019 von 80,8 % (2018: 81,4 %) der Gasnetzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 14,1 % (2018: 13,8 %). Die synthetischen Profile der TU München wurden von 94,3 % (2018: 93,9 %) genutzt (Bundesnetzagentur 2021).

Durch die weitverbreitete Verwendung von SLP werden innerhalb der Energienetze bereits einheitliche Gebäudeklassen verwendet. Da die SLP Strom andere Gebäudeklassen aufweisen als die SLP Gas, müssen für eine einheitliche Gebäudeklassifizierung diese Profile kombiniert und erweitert werden.

Für diese Klassifizierung müssen Gebäudedaten im gewählten geografischen Raum ermittelt, analysiert und ausgewertet werden. Offene Kartenplattformen wie Open-Street-Map können hierfür eine Grundlage bieten (Geofabrik GmbH 2018).

2.3.2 Gebäude Daten aus Open-Street-Map

Ein grundlegendes Problem bei Energiemodellen ist der Zugang zu hochauflösten geografischen Daten. Open-Street-Map (OSM) Daten sind dabei eines der am häufigsten genutzten und besten unterstützten Beispiele für freiwillige geografische Informationen (Volunteered Geographic Information - VGI) (Barron, Neis, and Zipf 2014). VGI sind von Laien freiwillig erhobene und der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellte Daten. Es existieren Kartenplattformen mit einer Vielzahl an kostenlosen und quelloffenen Inhalten und daher ist VGI für die Forschung im Bereich der Geoinformationssysteme (GIS) ein zentrales Themenfeld (Mooney, Corcoran, and Winstanley 2010). Dies stellt einen großen Vorteil dar, da diese ständige und kostenlose Verfügbarkeit der wissenschaftlichen Praxis der Reproduzierbarkeit der Ergebnisse und des öffentlichen Zugangs entspricht. Die Erhebung durch Freiwillige kann allerdings auch fehlerbehaftet und dadurch ungenau sein. Aufgrund der Vielfalt der in den OSM-Rohdaten enthaltenen Informationen muss der Datensatz erst bearbeitet und evaluiert werden.

Alhamwi et al. (Alhamwi et al. 2017) nutzen OSM Daten, um die städtische Energieinfrastruktur einer Region zu untersuchen. Hier wird aufgezeigt, dass sowohl die Qualität dieser Daten als auch deren Verfügbarkeit den wissenschaftlichen Anforderungen genügt. Valdes et al. (Valdes et al. 2018) konzentrieren sich auf den Verkehrssektor und untersuchen mithilfe von OSM bestimmte Knotenpunkte, um die Nachfrage nach E-Mobilität zu simulieren. Bei der Stromnetzsimulation von Medjroubi et al. (Medjroubi et al. 2017) werden die Nieder- und Hochspannungsebene mit OSM Daten untersucht. Ebenfalls wird OSM für die Berechnung von Fernwärme auf Basis der Geometrien von Gebäuden genutzt (Geiß et al. 2011). Auch die Visualisierung und Abschätzung von Ausbaupotenzialen für Photovoltaik, Windkraft und Biomasse zur Planung von regenerativen Energiesystemen (RES) in Städten wird mit OSM umgesetzt (Mainzer 2016).

Diese Beispiele zeigen, wie vielfältig die OSM Daten im Bereich der Netzanalyse eingesetzt werden können. Je nach Größe des gewählten Untersuchungsgebietes sind unterschiedlich große Mengen an geografischen und technischen Informationen erforderlich. Diese Daten können von der OSM-Datenbank oder von kleineren Anbietern (Geofabrik GmbH 2018), welche einen Auszug für ein Land oder eine Region zur Verfügung stellen, heruntergeladen werden. Wie in Abbildung 2.3 dargestellt, werden die OSM Datensätze in Kategorien, z.B. „buildings“, „traffic“, „landuse“, etc., unterteilt. Diese sind in weitere Unterkategorien unterteilt, sogenannte „f-classes“. Die Kategorie „landuse“ stellt beispielsweise die Flächennutzung dar und teilt sich unter anderem in „residential“, „commercial“ und „industrial“ auf. Der Aufbau der Daten wird von Valdes et al. beschrieben (Valdes et al. 2018).

Da die Datensätze eine Vielzahl an Informationen enthalten und nicht alle für die Modellierung des Energiebedarfs benötigt werden, muss eine Vorselektion nach Abbildung 2.2 durchgeführt (Klaus 2020). Für die Bestimmung des regionalen Energiebedarfs sind Daten zu Informationen über Gebäude ausschlaggebend, daher werden weitere Daten nicht berücksichtigt. Die Daten müssen sowohl auf ihre Vollständigkeit als auch auf den Informationsgehalt hin geprüft werden.



Abbildung 2.2: Schema zur Aufbereitung von OSM Daten (Klaus 2020)

In der Studie von Valdes et al. (Valdes et al. 2020) zu kleinen hybriden Energiespeichern in Niederbayern entfallen durch die Vorselektion 4,2 % der OSM Rohdaten (Abbildung 2.3). Dafür werden die Daten bereinigt und nach Datenvollständigkeit sortiert. Da für die Modellierung zum Energieverbrauch nur Gebäude und wichtige Punkte, sogenannte Points of Interest (POIs), entscheidend sind, werden die f-classes der Kategorie „pois_a“ und „pois“ nach einschlägigen Namen wie „bakery“, „hostel“, „pharmacy“, etc. sortiert. Beide Datensätze beinhalten unterschiedliche Informationen und müssen entsprechend untersucht werden. Zusätzlich wird für Gebäude die Polygonfläche des Daches berechnet und den Attributen hinzugefügt.

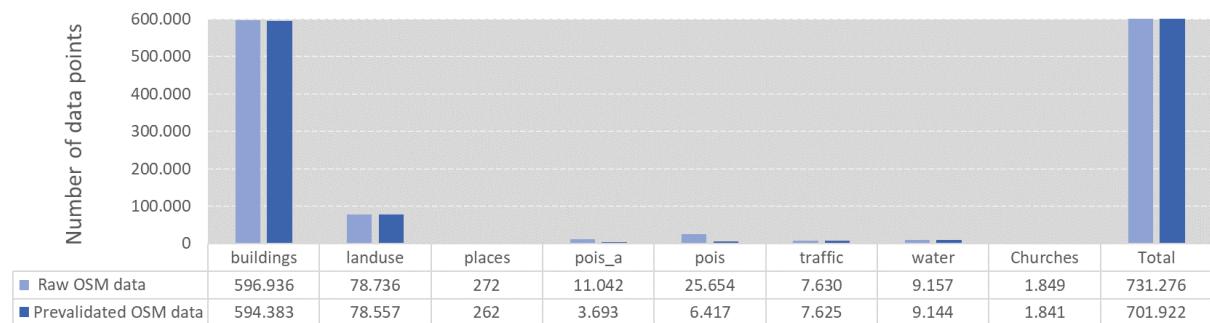


Abbildung 2.3: Vorselektion OSM Daten für Niederbayern (Valdes et al. 2020)

Eine weitergehende Klassifizierung der Gebäudeklassen insbesondere auch im Hinblick auf eine detaillierte Betrachtung von Lastprofilen ist Gegenstand dieser Forschungsarbeit. Die Ausarbeitung findet sich in Kapitel 3.1.1.

2.4 Betrachtung der Energienetze

Um den Einfluss auf die Energienetze durch die verschiedenen Teilnehmer innerhalb einer Energiezelle besser zu verstehen und daraus Rückschlüsse auf den Einsatz von Speicher- oder Wandlungstechnologien zu ziehen, werden in diesem Kapitel die Energienetze Strom, Wärme und Gas näher dargestellt. Diese Netze werden, wie in Abbildung 2.4 gezeigt, aus diversen Quellen gespeist, können miteinander auf verschiedene Weise gekoppelt sein und netzeigene Speichermöglichkeiten besitzen.

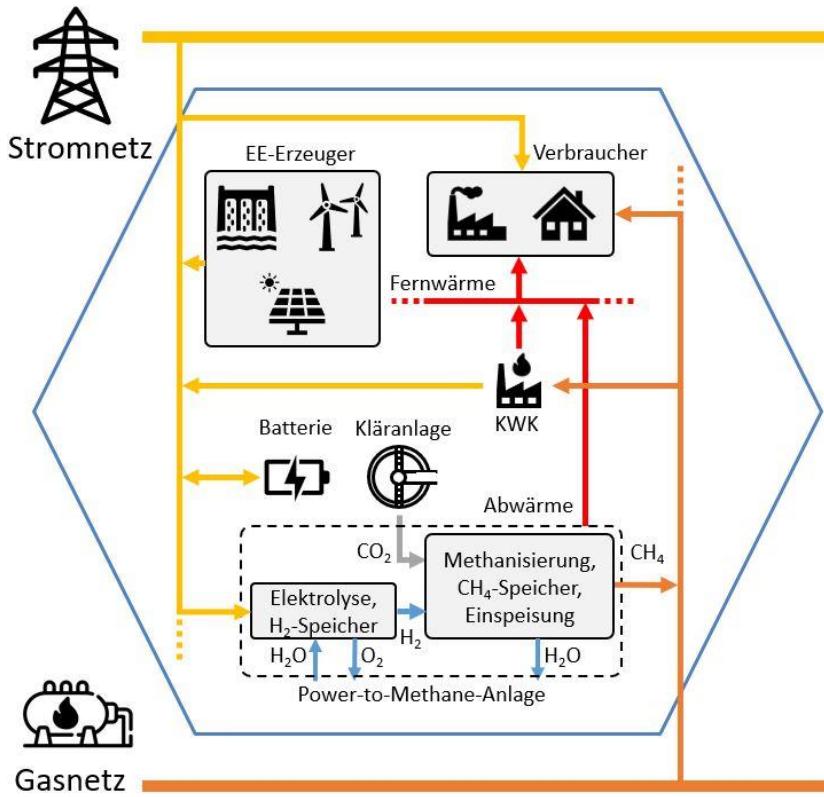


Abbildung 2.4: Netzkopplung der drei Energienetze Strom, Wärme und Gas

Mit dem Stromnetz sind die vielfältigsten Teilnehmer verbunden, da Strom in die meisten benötigten Energieformen gewandelt werden kann. Die Speicherfähigkeit von Strom selbst ist jedoch mit Batterien sehr begrenzt (Abbildung 2.7). Das Gasnetz weist die geringsten Einspeisemöglichkeiten auf, da nur selten eine dezentrale Gasproduktion in nennenswertem Umfang vorhanden ist. Trotzdem sind Gasnetzbetreiber an die Zugangspflicht (Ermöglichung der Einspeisung) gegenüber einem Biomethanproduzenten gebunden (Adler et al. 2014). Durch die geringe dezentrale Gasproduktion wird die betrachtete Zelle größtenteils über das überregionale Gasnetz von außerhalb versorgt. In kleinerem Umfang kann aber Biogas oder Klärgas zur Versorgung von Heiz- oder Heizkraftwerken (KWK) beitragen. Die Gasabnahme erfolgt hauptsächlich zur Stromerzeugung oder zu Beheizungszwecken. Industrie- und Energiewandlungsprozesse wie KWK erzeugen oft Abwärme, welche in Fernwärmennetze als ein Bestandteil der Wärmeversorgung eingespeist werden kann. Während mit gasbefeueter KWK Gas zu Strom und Wärme gewandelt wird, kann mit PtM diese Richtung invertiert werden. Damit kann das Gasnetz aus dem Stromnetz unterstützt werden. Es ergibt sich die Möglichkeit, das Gasnetz, welches 2019 zu 94 % aus Importen durch Pipelines aus anderen Ländern gefüllt war (BMWK 2022b), durch Einspeisung von regional erzeugtem Gas zu ergänzen. Wenn der hierfür aufgewendete Strom aus erneuerbaren Stromerzeugern stammt und bei der Verbrennung von Gas nicht mehr CO₂ freigesetzt wird, als zuvor der Atmosphäre entnommen, dann kann auch das Gas als erneuerbar bezeichnet werden und stellt ein grünes Erdgasäquivalent dar.

2.4.1 Stromnetz

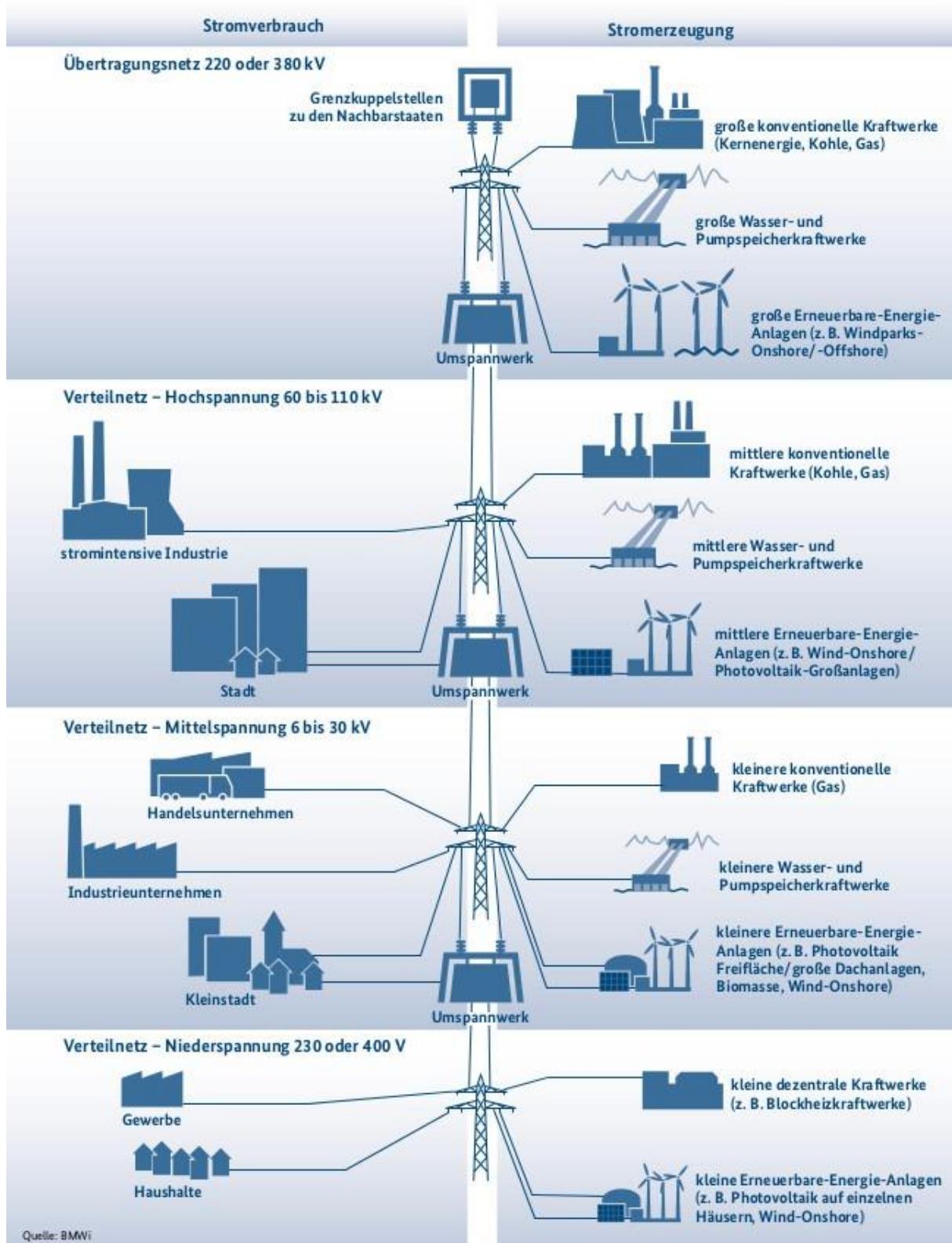


Abbildung 2.5: Aufbau deutsches Stromnetz (BMWi 2012)

Durch die zunehmende Elektrifizierung unterschiedlicher Bereiche wird das Stromnetz immer stärker belastet, da immer mehr Verbraucher ans Stromnetz angeschlossen werden. So wurden im Jahr 2020 durch die Sektorkopplung Power-to-Heat durch den Einsatz von Wärmepumpen (WP) 17,4 TWh_{el} für Geothermie und Umweltwärme aufgewendet (BMWi 2021). Dieser Verbrauch muss durch Stromerzeuger bereitgestellt werden und über das Stromnetz zu den Abnehmern gelangen. Durch die Saisonalität des Wärmebedarfs wird der Strombedarf von Power-to-Heat in der Heizperiode anfallen, wo auch weniger erneuerbarer Strom zur Verfügung stehen kann. Stromerzeuger speisen je nach Erzeugungsleistung in unterschiedliche Netzebenen ein (Abbildung 2.5). Das deutsche Stromnetz ist in vier Spannungsebenen unterteilt, welche unterschiedliche Versorgungsaufgaben erfüllen (Zugschwert 2022). Während das Höchstspannungsnetz mit bis zu 380 kV für die überregionale Verteilung zuständig ist, sind die Hochspannungs- (bis 132 kV) und Mittelspannungsnetze (bis 20 kV) für die Regionalversorgung verantwortlich. Großabnehmer wie energieintensive Industrie werden an die Hoch- oder Mittelspannungsnetze angeschlossen. Das Niederspannungsnetz wird mit seinen bis zu 0,4 kV für die lokale Kleinstversorgung und für Einzelhausanschlüsse genutzt.

2.4.1.1 Netzengpass und Netzstabilität

Um weitere Verbraucher an das Stromnetz anschließen zu können, muss dieses weiter ausgebaut werden. Für eine zuverlässige Stromversorgung mit gesicherter Netzstabilität gelten strenge Sicherheitskriterien, um den Betrieb auch bei außerplanmäßigen Ausfällen, z.B. Blitzschlag, zu gewährleisten (dena 2022). Für diese Gewährleistung wird eine kapazitive Sicherheitsreserve zur Stromproduktion und -regelung benötigt, welche es erlaubt auch bei einem Ausfall von Transformatoren oder einzelnen Stromkreisen die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten und die angeschlossenen Netzteilnehmer nicht zu überlasten. Die Netzstabilität wird durch die stetige Netzkontrolle und den Netzausbau sichergestellt, wird jedoch durch den im Vergleich schnelleren Ausbau schwankender erneuerbarer Stromerzeuger gefährdet. Die Konsequenz des schnelleren Ausbaus von EE-Systemen ist ein zeitlich begrenzter Übertragungsgang. Dieser wird auch als Netzengpass bezeichnet (dena 2022).

Ein Netzengpass ergibt sich, wenn aufgrund fehlender Leitungskapazität der produzierte Strom nicht zum Verbraucher gelangen kann. Die Entstehung kann auf unterschiedliche Ursachen rückgeführt werden. Netzbetreibern stehen verschiedene Maßnahmen zur Behebung von Netzengräßen zur Verfügung.

Eine Maßnahme stellt das Redispatch dar (dena 2022). Dabei wird die Stromabnahme nahe einer Kraftwerksleitung erhöht und bei entfernteren Stellen reduziert. Dadurch wird der Gesamtstrom auf der Leitung gezielt verringert. Der Netzbetreiber spricht sich dabei mit den Kraftwerksbetreibern ab, da nicht alle Kraftwerke, z.B. Atomkraftwerke, die Möglichkeit zur zeitnahen Produktionsveränderung

aufweisen. Außerdem ist mit einer Produktionsdrosselung immer ein monetärer Verlust für Erzeuger verbunden, der ausgeglichen werden muss. In 2019 wurden 9.984 GWh von Reservekraftwerken zur Netzengpassbehebung produziert (Bundesnetzagentur 2021). Dabei entfielen 4.964 GWh auf eine Einspeisereduzierung und 5.020 GWh auf eine Einspeiseerhöhung. Die hierfür am häufigsten eingesetzten Technologien waren die mit Braun- und Steinkohle befeuerten Kraftwerke.

Eine weitere Maßnahme stellt das Einspeisemanagement dar. Bei einem Überangebot von erneuerbarem Strom speisen Netzbetreiber diesen, gegenüber fossilem Strom einspeisebevorrechtigten, produzierbaren Strom (Bundesamt für Justiz 2020c) nicht ins Netz ein. Hierfür werden Wechselrichter von PV Anlagen abgeschaltet oder Windkraftanlagen temporär gedrosselt, um die Stromüberproduktion zu verringern. Daraus ergibt sich ein ungenutztes Potenzial zur Stromerzeugung, welches jedoch bei einer Ausschöpfung zu einem regionalen Stromüberschuss führen würde. Dieses Potenzial wird in der vorliegenden Forschungsarbeit als Stromüberschusspotenzial (SUP) definiert. Grundsätzlich soll die Maßnahme des Einspeisemanagements nur eine finale Option darstellen, denn die Betreiber der Erzeugungsanlagen werden für den Produktionsausfall entschädigt. Im Jahr 2018 / 2019 wurden in Deutschland 5.403 / 6.482,5 GWh durch diese Praxis abgeregelt (Bundesnetzagentur 2021). 78 % davon entfielen auf Windkraft an Land. Damit stieg der Entschädigungsanspruch von 635 Millionen Euro in 2018 auf 710 Millionen Euro in 2019. Diese Kosten könnten sich mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien noch weiter steigern.

2.4.1.2 Netz- und Stromproduktionsausbau und Pläne der Bundesregierung

Um das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 zu erreichen, wurde von der Bundesregierung das Ziel ausgegeben, bis 2030 einen erneuerbaren Anteil am Bruttostromverbrauch von 65 % zu erreichen (BMWK 2022a). Dies wurde in der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festgehalten (Bundesamt für Justiz 2020c). Darin sind Mechanismen enthalten wie die Senkung der Förderkosten für erneuerbare Energien durch die Anpassung der Höchstwerte in Ausschreibungen oder finanzielle kommunale Beteiligung am regionalen Windkraftausbau. Dadurch wird sich ein erneuter Schub im Ausbau der erneuerbaren Energien erhofft, welcher durch den konsequenten Ausbau der Stromnetze begleitet wird.

Doch wie die Netzbetreiber im Monitorbericht 2020 (Bundesnetzagentur 2021) bereits angeben, erfolgt der Netzausbau nur langsam im Vergleich zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Es wird erwartet, dass immer mehr Maßnahmen zur Netzstabilisierung benötigt werden. Daher empfiehlt die dena in ihrer Netzstudie (dena 2022) dringliche Richtungsentscheidungen für die Politik in Bezug auf die Anpassung von Steuern und Abgaben sowie generell höhere Flexibilität im Energiesystem und im Lastmanagement, um Energiepotenziale besser ausschöpfen zu können. Denn die dena gibt an, dass

der Zeitraum für die Stromnetzplanung und -umsetzung im Höchstspannungsnetz zwischen fünf und 15 Jahren, im Hochspannungsnetz bis zu zehn Jahren beträgt. Im Mittel- und Niederspannungsnetz beträgt diese Zeit bis zu einem Jahr.

Durch diese Zeitspannen für den Netzausbau werden Optionen benötigt, die es in kürzerer Zeit schaffen, das Stromnetz zu unterstützen und es zusätzlich ermöglichen, mehr erneuerbare Stromerzeuger in das Netz ökonomisch sinnvoll aus Sicht der Netzbetreiber einzubinden. Eine Option sind Stromspeicher und Stromwandlungstechnologien, da diese eine negative Regelenergie darstellen und die Anwendung der Maßnahme des Einspeisemanagements reduzieren können. Von einer negativen Regelenergie spricht man, wenn bei einer Stromüberproduktion weitere Verbraucher aktiviert werden, um eine höhere Stromabnahme zu generieren. Dies unterstützt das Lastmanagement im Stromnetz und trägt zur Flexibilisierung bei.

Dieser Bedarf an Energiespeicher und -wandler wurde von der Bundesregierung anerkannt und ebenfalls im EEG 2021 berücksichtigt (Bundesamt für Justiz 2020c). So wurde beispielsweise die Befreiung von der EEG-Umlage für die Herstellung von grünem Wasserstoff aufgenommen, was die Netzkopplung durch Energiewandler ermöglicht.

2.4.1.3 Nutzung von Stromspeicher und -wandler

Um die durch das Einspeisemanagement abgeregelte Strommenge zu reduzieren, können elektrische Energiespeicher oder Energiewandlungstechnologien eine wichtige Rolle spielen.

Ein Stromspeicher ist als eine Anlage definiert, welche elektrische Energie beziehen, speichern und wieder einspeisen kann (Stern 2014). Im Niederspannungsnetz funktioniert dies im privaten Haushaltbereich nach Abbildung 2.6, wo dezentral installierte elektrische Heimspeicher den Eigenverbrauch und damit den Ausnutzungsgrad der privaten PV erhöhen und somit auf weniger Netzbezug angewiesen sind.

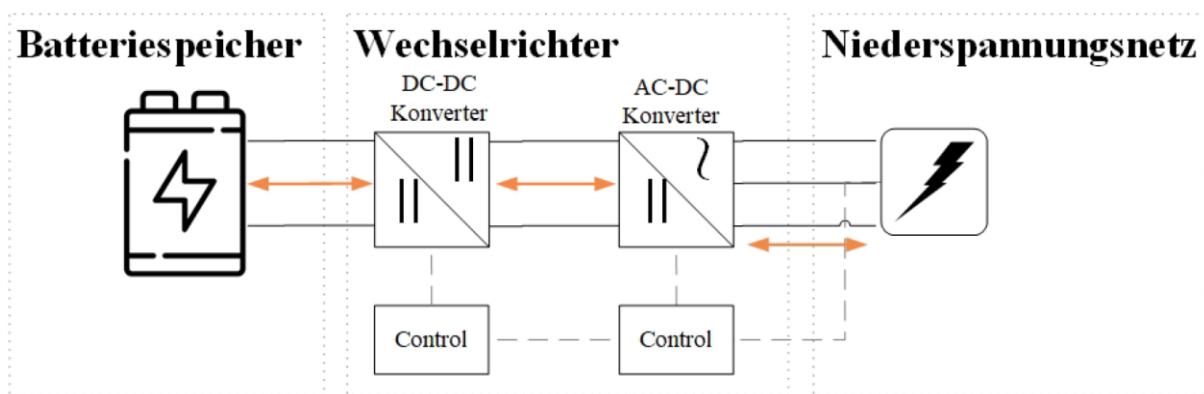


Abbildung 2.6: Schematische Kopplung eines Batteriespeichers mit dem Niederspannungsnetz (Zugschwert 2022)

Neben diesen dezentralen Stromspeichern, welche die Regelung von einzelnen Verbrauchern oder Erzeugern übernehmen, kann eine Verwendung von zentralen Stromspeichern weitere Vorteile bieten. Dabei ist die Definition eines zentralen Speichers nicht standardisiert (Zugschwert 2022). Parra et al. (Parra et al. 2015) definieren die Zentralität des Speichers auf den Standort im Stromnetz, kombiniert mit der Größe und der Anwendung. Arghandeh et al. (Arghandeh et al. 2014) definieren einen zentralen Speicher über den multimodalen Betrieb, welcher die Erbringung von mehreren Aufgaben bzw. Flexibilitäten bezeichnet. Die zentralen Aufgaben können dabei unter anderem aus der gesteigerten Eigenversorgung eines Netzes, Lastprofilglättung zwischen Verbraucher und Erzeuger sowie der Netzsteuerung durch Netzparameter bestehen.

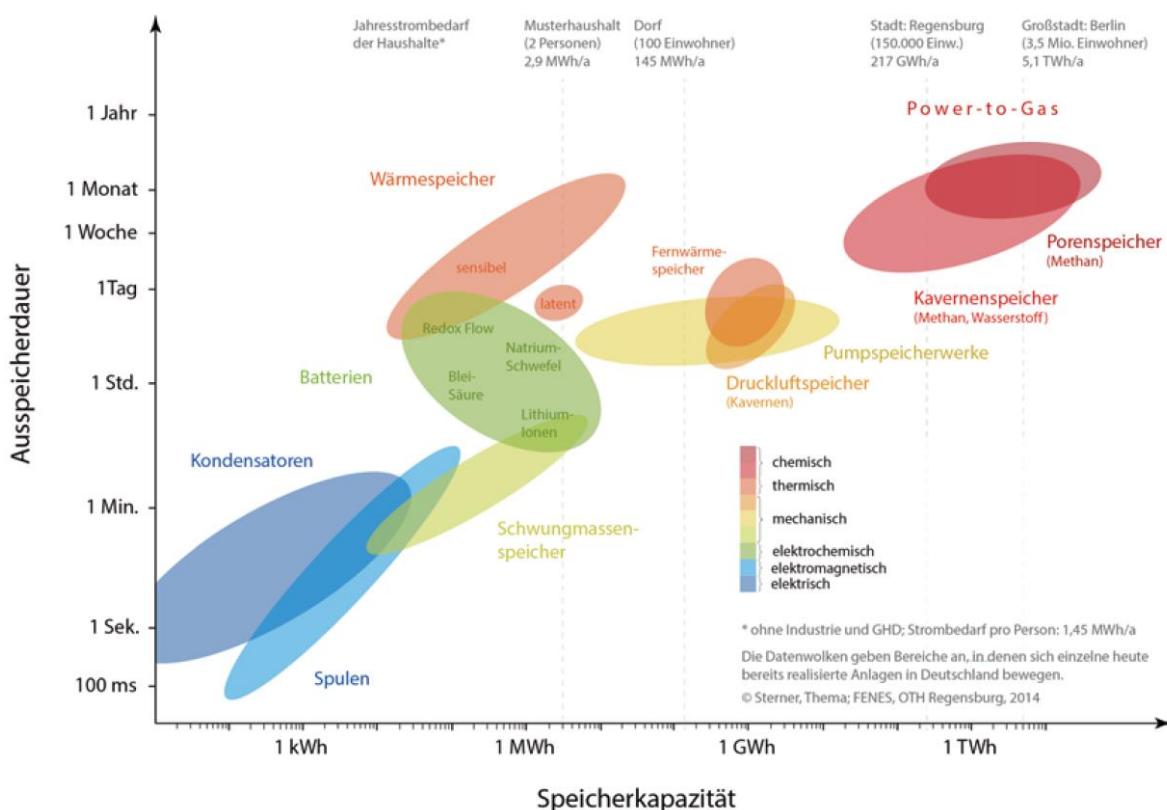


Abbildung 2.7: Energiespeicher im Vergleich nach Speicherkapazität und Ausspeicherdauer (Sterner 2014)

Zwar weisen Stromspeicher die höchsten Wirkungsgrade auf, jedoch sind sie in ihrer Kapazität und langfristigen Ausspeicherbarkeit begrenzt (Abbildung 2.7). Elektrische Energiewandler wie Power-to-Methane (PtM), welche in einer chemischen Energiespeicherung münden, können daher einen wichtigen Beitrag leisten. Der Grund liegt in der langfristigen Speicherbarkeit von großen Kapazitäten. Sie können zwar die bezogene Energie nicht direkt wieder in das Stromnetz zurückspeisen, doch über Brennstoffzellen oder Gaskraftwerke ist eine Rückverstromung möglich. Da dies mit einem verringerten Wirkungsgrad (30-38 %) verbunden ist (Sterner 2014), kann eine

anderweitige Verwendung des Gases sinnvoller sein. So kann die Netzkopplung eine Möglichkeit darstellen, das erzeugte Gas für industrielle Prozesse oder die Mobilität zu nutzen. Dadurch können Sektoren mit erneuerbarem Wasserstoff oder Methan unterstützt werden, welche nicht nur auf Strom aus erneuerbarer Erzeugung setzen können, um CO₂-Neutralität zu erreichen. Derartige Sektoren finden sich im Bereich der Mobilität beispielsweise im Schwerlast-, Schiffs- oder Flugverkehr.

In Zukunft könnten auch Speicherkombinationen eine Rolle spielen. So diskutieren Morgenthaler et al. (Morgenthaler et al. 2020), ob die Kombination von Batterie und PtM als ein neuartiges Konzept sinnvoll ist, um Energieüberschüsse besser zugänglich zu machen. Dabei werden kleinere Stromüberschüsse in eine Batterie überführt, bevor es zum Einsatz eines Elektrolyseurs für die PtM Technologie kommt.

2.4.2 Power-to-Methane

Bei Power-to-Methane (PtM) wird in einem ersten Schritt durch Power-to-Hydrogen (PtH₂) Wasser durch Elektrolyse in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) nach Gleichung (1) aufgespalten.



Dieser Schritt wird nachfolgend erläutert und die aktuellen Technologien dargestellt.

2.4.2.1 Elektrolyse

Zur Herstellung von Wasserstoff durch Wasserelektrolyse werden im Wesentlichen vier Elektrolysetechnologien eingesetzt: alkalischer Elektrolyseur (AEL), Protonenaustauschmembran-Elektrolyseur (PEM), Festoxid-Elektrolyseur (SOEC) und Anionenaustauschmembran-Elektrolyseur (AEM). Alle vier Elektrolysearten sind in Tabelle 2.3 dargestellt. Bei den beiden erstgenannten Technologien handelt es sich um ausgereifte Systeme mit hohem Technologiereifegrad (TRL), die auf dem Markt erhältlich sind, während die AEM- und SOEC-Technologie einen geringeren Reifegrad und kleinere Abmessungen aufweisen (Götz et al. 2016a). Nachfolgend werden AEL und PEM näher erläutert, da diese die besten Potenziale zur Anwendung für PtM aufweisen.

Tabelle 2.3: Charakteristiken der Haupteletkolyseure (IRENA 2020)

		AEL	PEM	SOEC	AEM
Stromdichte [A/cm ²]	nominal	0,2-0,8	4-6	0,3-1	0,2-2
Elektrolyt		Kaliumhydroxid (KOH)	Polymer Elektrolyt Membran	Yttria-stabilized Zirconia (YSZ)	Polymerstruktur mit KOH
Kathode		Ni-Legierung	Pt	Ni/YSZ	Ni
Anode		Ni-Legierung	IrO ₂	Perowskit	Ni
TRL		8 - 9	7 - 8	5 - 7	7
Spannung [V]		1,4 - 3	< 1,7	1 - 1,5	1,4 - 2
Betriebstemperatur [°C]		70 - 90	50 - 80	700 - 850	40 - 60
Betriebsdruck [bar]		1 - 30	1 - 70	1	1 - 35
Beladung [%]		15 - 100	5 - 120	30 - 125	5 - 100
H ₂ -Reinheit [%]		> 99,9998	> 99,9999	> 99,9	> 99,999
Effizienz (LHV) [%]		50 - 68	50 - 68	75 - 85	52 - 67
Strombedarf [kWh/kgH ₂]		50 - 78	50 - 83	45 - 55	57 - 69
Lebensdauer (Stack) [h]		60.000	50.000	< 20.000	> 5.000
Kalter Start [min]		< 50	< 20	< 600	< 20
Investitionskosten		550 – 1.000	700 – 1.500	> 2.000	> 1.200
1 MW [€/kW]					

Alkalische Elektrolyse

Das Prinzip beruht auf der Verwendung von zwei Elektroden, die üblicherweise in eine wässrige Elektrolytlösung aus Kaliumhydroxid (KOH), dem Elektrolyten, eingetaucht sind, dessen Konzentration im Allgemeinen im Bereich von 20 - 40 % (min. über 10 %) liegt (Patonia and Poudineh 2022). Die Elektrolytlösung muss regelmäßig kontrolliert und gegebenenfalls angepasst werden, um den sicheren Betrieb und die Leistungsfähigkeit des Systems zu gewährleisten. Die Elektroden bestehen in der Regel aus nickelbeschichtetem Edelstahl. Die Elektrokatalysatoren verbessern die elektrochemische Aktivität und erhöhen die Korrosionsbeständigkeit. Die elektrochemische Reaktion erfolgt durch ein poröses anorganisches Diaphragma. Das gebräuchlichste Diaphragma wird unter dem Namen Zirfon Perl UTP von der Firma AGFA vermarktet und ist in verschiedenen Konfigurationen erhältlich. Das Basismaterial ist Zirkoniumdioxid (ZrO_2) auf Polymerbasis (Fraunhofer ISE 2021). Das Diaphragma ist durchlässig für Wasser und Hydroxidionen, verhindert aber nicht vollständig die Durchmischung von Gasen. Das Eindiffundieren von Sauerstoff in den Kathodenbereich senkt den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs, da er mit dem auf der

Kathodenseite vorhandenen Wasserstoff unter Bildung von Wasser reagiert. Diese Verunreinigung der Produktgase, die mit langsamerer KOH-Zirkulation und höherem Systemdruck zunimmt, begrenzt auch den Teillastbetrieb auf 15 % der nominalen Wasserstoffproduktionskapazität (neuere Systeme können bis zu etwa 10 % betrieben werden) (Fraunhofer ISE 2021). Darüber hinaus verhindert die begrenzte Teillast von alkalischen Elektrolyseuren, dass sie im EE-Betrieb voll genutzt werden können. Der Hauptvorteil der alkalischen Elektrolyse besteht darin, dass sie nicht auf einen Edelmetallkatalysator angewiesen ist. Der Betriebsdruck der Zellen, die in den heutigen kommerziellen Systemen verwendet werden, kann von Atmosphärendruck bis zu einem Druck von 30 bar variieren. Alkalische Elektrolysezellen arbeiten im Allgemeinen bei einer Betriebstemperatur von 70 bis 90 °C. Aufgrund der mäßigen OH-Mobilität arbeiten sie mit einer niedrigen Stromdichte zwischen 0,2 und 0,8 A/cm². Der Strombedarf des Systems liegt bei 50 - 78 kWh/kg H₂. Die Produktgasqualität nach der Trocknung liegt typischerweise im Bereich von 99,5 - 99,9 % für H₂ und kann durch katalytische Gasreinigung über einen Desoxidator auf über 99,999 % gesteigert werden. Die alkalische Elektrolyse ist eine ausgereifte Technologie für die H₂-Produktion bis zum MW-Maßstab und stellt die weltweit am häufigsten kommerziell genutzte Elektrolyse-Technologie mit einer Energieeffizienz zwischen 50 - 68 % dar.

Proton-Austausch-Membran

Die Anoden- und Kathoden-Halbzellen sind durch eine Membran voneinander getrennt. In der Regel werden Membranen aus perfluorierter Sulfonsäure (PFSA) verwendet, z. B. Nafion von Chemours (früher DuPont) oder Fumapem von FuMA-Tech (Vincent and Bessarabov 2017). Die geringe Dicke der elektrolytsauren Membran (etwa 0,2 mm) verbessert die Protonenleitfähigkeit; Protonen diffundieren von der Anode zur Kathode, während die Permeation von Sauerstoff und Wasserstoff durch die Membran weitgehend verhindert wird. Die dünne Membran ermöglicht nicht nur einen hohen Wirkungsgrad, sondern ist auch chemisch und mechanisch robust und verträgt hohe Druckunterschiede: Die Zellen können bei bis zu 70 bar betrieben werden, wobei die Sauerstoffseite unter atmosphärischem Druck steht (IRENA 2020). Die korrosive saure Umgebung, die durch die Perfluorsulfonsäuremembran und die hohe Betriebsspannung entsteht, erfordert, dass die Zellen Katalysatoren auf der Basis von Pt/Pd und IrO₂/RuO₂ auf der Kathoden- bzw. Anodenseite verwenden (Shiva Kumar and Himabindu 2019). Aufgrund der Verwendung seltener und teurer Materialien ist die Anfangsinvestition deutlich höher als bei den alkalischen Elektrolyseuren. Iridium ist ein besonders kritischer Rohstoff und könnte ein Engpass für eine Multi-GW-Elektrolyse-Industrie sein. Alle Elektrolysesysteme benötigen hochreines, vollentsalztes Wasser aus einer Wasseraufbereitungsanlage, um Schäden an den Elektrolysezellen zu vermeiden und um die maximale Leitfähigkeit von 1 µS/cm zu gewährleisten.

Unter den untersuchten Technologien stellen alkalische und PEM-Elektrolyseure eine ausgereifte Technologie dar. Nach Tabelle 2.3 ist für die Integration mit intermittierenden erneuerbaren Energiequellen in den PtH₂-Prozess am besten PEM geeignet, vor allem da AEL eine hohe Mindestlast aufweist. Das Hauptproblem bei PEM-Elektrolyseuren ist jedoch der Einsatz von seltenen und edlen Metallen. Diese Ressourcen kommen in der Natur limitiert vor und sind daher kostenintensiv.

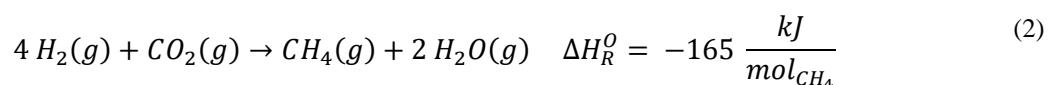
Thema et al. untersuchten umgesetzte Projekte und kamen zu dem Schluss, dass AEL und PEM in Projekte zu etwa gleichen Teilen eingesetzt wurden, obwohl AEL niedrigere Investitionskosten (CAPEX) aufweist (Thema, Bauer, and Serner 2019; IEA 2022).

2.4.2.2 Methanisierung

Im zweiten Schritt reagiert der erzeugte Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid zu Methan und Wasser. Hierfür stehen entweder die chemisch-katalytische oder die biologische Methanisierung zur Verfügung. Die von Thema et al. untersuchten Projekte zeigen, dass die katalytische Methanisierung bisher mit höheren maximalen Kapazitäten umgesetzt wurde und auch einen niedrigeren CAPEX als die Biomethanisierung aufweist (Thema et al. 2019). Allerdings sind beide Technologien etwa gleich häufig eingesetzt worden. Beide Varianten werden im Folgenden erläutert und verglichen.

Katalytische Methanisierung

Das thermochemische Verfahren ist die ausgereifteste Technologie der Methanisierung (TRL=8 im Großmaßstab) und gilt als konsolidierte Technologie für die Großindustrie (Thema, Bauer, and Serner 2019). Das Verfahren beruht auf der Sabatier-Reaktion nach Gleichung (2), bei der ein Molekül Kohlendioxid (CO₂) bei erhöhter Temperatur mit vier Molekülen Wasserstoff (H₂) zu einem Molekül Methan (CH₄) und Dampf (H₂O) reagiert.



Bei diesem Verfahren wird ein Metallkatalysator, meist Nickel oder Ruthenium, auf einem porösen Träger (z. B. Al₂O₃) zur Katalyse der Methanisierungsreaktion eingesetzt (Thema, Bauer, and Serner 2019). Der Methanisierungsreaktor ist aufgrund der geringen Verweilzeit, die für die Reaktion erforderlich ist, im Allgemeinen recht kompakt. Die Gesamtenergieeffizienz bezogen auf den Heizwert der Reaktion liegt bei 70 - 85 % (LHV) (Götz et al. 2016a). Die CO₂-Umsetzung wird durch eine niedrige Reaktortemperatur (d.h. 250 - 300 °C) begünstigt. Die geringe Katalysatoraktivität bei dieser Prozesstemperatur begrenzt jedoch die Umsetzung durch kinetische Zwänge, weshalb die thermochemische Methanisierung zwischen 300 und 550 °C arbeitet (Lecker et al. 2017). Aus diesem

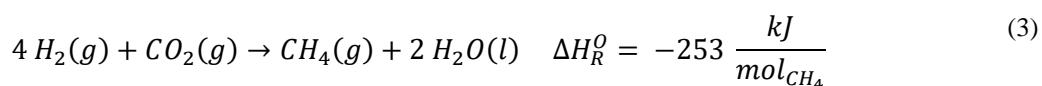
Grund benötigt das System ein entsprechend dimensioniertes Kühlungssystem, um die überschüssige Wärme abzuführen, die bei der exothermen Reaktion entsteht. Das bei der Reaktion freigesetzte hohe Temperaturniveau von bis zu 550 °C könnte in einer PtM Kombination genutzt werden, um eine hocheffiziente Hochtemperatur-Elektrolyse (Festoxid-Elektrolyseur - SOEC) zu beheizen.

Die hohe Betriebstemperatur bei der katalytischen Methanisierung führt zu langen Anlaufzeiten aus dem kalten Zustand (Götz et al. 2016a). Der Prozess erlaubt nur geringe Temperaturschwankungen, was eine begrenzte betriebliche Flexibilität bedeutet, da der Prozess nur eine minimale Teillastkapazität von etwa 40 % erlaubt. Daher ist eine vorgeschaltete Wasserstoffspeicherung nötig, da das Fehlen von Wasserstoff zu einer Vergiftung des Katalysators führen kann.

Eine wesentliche Einschränkung für die chemische Methanisierung ist die Erfordernis einer hohen Reaktorgasreinheit, da die verwendeten Metallkatalysatoren sehr empfindlich auf im Reaktorgas enthaltene Verunreinigungen wie Chlor-, Schwefelverbindungen und Ammoniak reagieren, die letztlich zu einer Vergiftung und Deaktivierung der Katalysatoren führen (Grimalt-Alemany, Skiadas, and Gavala 2018). Sauerstoff ist ein weiterer Schadstoff, der Nickel oxidiert. Die Katalysatortoleranz für Sauerstoff ist noch geringer als die Norm für die Gaseinspeisung in das Gasübertragungsnetz. Sauerstoff reagiert auch mit dem im Eduktgas enthaltenen Wasserstoff, was zu einer erhöhten Temperatur mit dem Risiko einer Überhitzung durch Hot-Spots und einer Katalysatordeaktivierung führt (Grimalt-Alemany, Skiadas, and Gavala 2018). Daher erfordert das Verfahren eine intensive Gasreinigung des Rohgases vor dem Eintritt in den Reaktor.

Biologische Methanisierung

Der biologische Methanisierungsprozess ist ein Teil des anaeroben Abbaus, welcher aus vier Abbauschritten besteht (Kalschmitt, Hartmann, and Hofbauer 2016). Zuerst wird durch die Hydrolyse (1) organisches Material mit komplexen Polymeren in Zucker und Monomere aufgebrochen. In der Acidogenese (2) werden diese zu Säuren und Alkoholen verstoffwechselt. Durch die Acetogenese (3) wird hauptsächlich Acetat, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid erzeugt, welches im vierten und letzten Schritt durch die Methanogenese (4) in Methan gewandelt wird. Die Methanogenese wird von speziellen Mikroorganismen katalysiert, den hydrogenotrophen Methanogenen (Archaeen), die die Reaktionsgase Wasserstoff (H_2) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) in Methan (CH_4) und Wasser (H_2O) nach Gleichung (3) umwandeln.



Der Biomethanisierungsprozess kann sowohl innerhalb eines anaeroben Fermentersystems, der sogenannten *in situ* Konfiguration, durch direkte Injektion von H₂ als auch in einem separaten Reaktor, der *ex situ* Konfiguration, durchgeführt werden. Bei *in situ* Verfahren sind die Möglichkeiten, die Betriebsbedingungen (Temperatur, Druck, etc.) zu ändern und zu optimieren, ohne den Biogasprozess zu beeinträchtigen, aufgrund des Fehlens eines eigenen Biomethanisierungsreaktors begrenzt. Infolgedessen ist der Umwandlungswirkungsgrad deutlich geringer als bei der *ex situ* Methanisierung des im Biogas enthaltenen CO₂, so dass das Verfahren zwar die Methanproduktion erhöht, aber die konventionelle Biogasaufbereitung nicht ersetzen kann (Jannasch and Willquist 2017). Die Realisierbarkeit effizienter *in situ* Systeme ist eine größere Herausforderung als bei *ex situ* Systemen, da die Wasserstoffproduktion den Wasserstoffpartialdruck im Reaktor erhöht, während die Acetogenese sehr niedrige H₂-Partialdrücke erfordert. Die *in situ* Technologie ist weniger ausgereift als die thermochemische und die biologische *ex situ* Methanisierung (TRL=4-5) (Jannasch and Willquist 2017).

Die biologische *ex situ* Methanisierung ist auch weniger ausgereift als die katalytische (TRL = 7). Das Reaktordesign ist auf hydrogenotrophe Methanogene angepasst. Dieser Bioprozess kann mit reinen methanogenen Stämmen oder mit Mischkulturen durchgeführt werden, wobei letztere eine Reihe von Vorteilen gegenüber Reinkulturen haben, wie z. B. eine höhere Anpassungsfähigkeit, eine größere Toleranz gegenüber Verunreinigungen des Rohgases und eine höhere Widerstandsfähigkeit nach einer Störung der Betriebsbedingungen (Grimalt-Alemany, Skiadas, and Gavala 2018).

Die Archaeen werden in einem speziellen Medium kultiviert, um die optimalen Lebensbedingungen und die Produktivität der Archaeen zu gewährleisten. Für das Verfahren können vorhandene Substrate wie Klärschlamm oder Gärreste verwendet werden, was die Kosten für Logistik und Zusatzstoffe senkt.

Der biologische Prozess kann, in Abhängigkeit der verwendeten Mikroorganismen, unter mesophilen (35 - 40 °C) oder thermophilen (55 - 65 °C) Bedingungen durchgeführt werden (Rusmanis et al. 2019). Die niedrige Betriebstemperatur ermöglicht ein schnelles Anfahren des Prozesses innerhalb von Minuten aus dem kalten Zustand (Jannasch and Willquist 2017). Aufgrund der exothermen Reaktion der CO₂-Methanisierung wird Kühlwasser benötigt, um die erforderliche Reaktionstemperatur konstant zu halten. Die meisten Methanogenen wachsen optimal bei einem pH-Wert nahe der Neutralität, zwischen 6,2 und 8,5.

Diese robusten Betriebsbedingungen führen dazu, dass Archaeen schwankende Lebensbedingungen gut verkraften können. Dies gilt für schwankende CO₂-Ströme, die bei der anaeroben Vergärung von organischem Material entstehen, als auch für schwankende Wasserstoffmengen aus überschüssigem erneuerbarem Strom. Der Prozess kann also ohne vorgeschaltete Wasserstoffspeicherung intermittierend betrieben werden.

Im Gegensatz zur thermochemischen Methanisierung haben die biologischen Verfahren eine hohe Toleranz gegenüber Verunreinigungen des Eingangsgases, so dass keine oder nur eine sehr begrenzte vorgeschaltete Gasreinigung erforderlich ist. Allerdings hat die biologische Methanisierung aufgrund einer niedrigeren Temperatur und eines geringeren volumetrischen Stoffübergangskoeffizienten eine geringere Reaktionsgeschwindigkeit als die katalytische, so dass wesentlich voluminösere Reaktoren benötigt werden. Die wichtigsten Merkmale des Vergleichs zwischen biologischen und katalytischen Methanisierungsverfahren, sind in Tabelle 2.4 zusammengefasst.

Tabelle 2.4: Vergleich biologische und katalytische Methanisierung

	Biologisch	Katalytisch
Katalyseur	Hydrogenotrophe Methanogene	Nickel basiert
Reaktor	Rührkessel, Blasensäule, Rieselbett	Festbett, Wirbelbett, Blasensäule
Betriebstemperatur [°C]	40 - 70	300 - 550
Druck [bar]	1 - 10	5 - 200
TRL	5 - 7	8
GHSV [1/h]	< 110	500 – 5.000
Methangehalt (mol-%)	> 95	> 95
Spurenstofftoleranz (z.B. H ₂ S)	Hoch	Gering
Lastwechselverhalten	Flexibel	Mäßig
Strombedarf [kWh/m ³ Gas]	0,4 – 1,8	< 0,4

Biomethanisierungsprozess zur Direktmethanisierung in Biogasanlagen

Die Kopplung der Systeme für biologische Methanisierung an anaerobe Biogasanlagen stellt den Vorteil der Direktmethanisierung dar (Kalschmitt, Hartmann, and Hofbauer 2016). Bei katalytischen Methanisierungstechnologien ist eine vorherige Abtrennung und Aufreinigung des Eduktgases CO₂ erforderlich. Bei der Direktmethanisierung von Biogas entfällt der Schritt der CO₂-Abtrennung und es sind lediglich eine Dehydrierungseinheit zur Kondensation und Abtrennung von Wasser aus dem Gasstrom sowie ein Siloxan- und VOC-Entfernungsbett erforderlich. Die Vorbehandlungseinheit für Rohbiogas ist bei der biologischen Methanisierung einfacher als bei der katalytischen Methanisierung, wo eine hohe Gasreinheit erforderlich ist, da Verunreinigungen wie H₂S den Katalysator vergiften und deaktivieren würden. Nach der Vorbehandlung wird der Gasstrom komprimiert und in einem kontrollierten Verhältnis mit einem Wasserstoffstrom gemischt. Der gemischte Gasstrom gelangt dann in den Biomethanisierungsreaktor.

Die zur Unterstützung des Stoffwechsels der Mikroorganismen erforderlichen Nährstoffe im Substrat können über ein Mineralmedium oder Nährschlamm bereitgestellt werden. Mineralmedium ist eine wässrige Lösung mit Nährsalzen, während der Nährschlamm aus den vorherigen anaeroben Abbauprozessen stammen kann. Je nachdem was genutzt wird, fördert eine Schlammpumpe in regelmäßigen Abständen Schlamm aus dem anaeroben Faulbehälter in den Methanisierungsreaktor, oder ein Dosiersystem führt dem Reaktor die erforderlichen Nährstoffe und Zusatzstoffe zu. Ein Kühlwassersystem um den Reaktor herum führt die durch die exotherme CO₂-Hydrierungsreaktion erzeugte Wärme ab, während eine elektrische Heizung die optimale Temperatur beim Anfahren und im Standby-Betrieb bereitstellt. Der Methanisierung nachgeschaltete Systeme zur H₂S- und Wasserentfernung sind so angeordnet, dass die erforderliche Gasqualität für die Einspeisung in das Erdgasnetz erreicht wird. Vor der Einspeisung werden Rest-H₂ und CO₂, die die Qualitätsparameter für Biomethan überschreiten, durch ein System abgetrennt, das im Allgemeinen auf Membranen basiert. Die durch die exotherme Reaktion anfallende Prozessabwärme wird über das Kühlsystem abgeführt. Die Nutzung dieser Abwärme in einem Wärmenetz erhöht die Effizienz der Gesamtanlage.

2.4.3 Fernwärmenetze

Unter Fernwärme versteht man Energie in Form von Wärme, die in Heizkraftwerken, Heizwerken oder anderen Quellen erzeugt und dann über Rohrleitungssysteme zum Abnehmer transportiert wird. Dieser kann die Wärme zur Raumheizung, Wassererwärmung oder auch für Produktionszwecke verwenden (Rötsch 1999).

Als Wärmemedium in Fernwärmenetzen kommt überwiegend Heizwasser zum Einsatz, das durch eine Vor- und eine Rücklaufleitung zu den Verbrauchern transportiert wird (Konstantin 2018). Die Vorlauftemperatur beträgt dabei 70 °C – 130 °C und ist abhängig von der Außentemperatur. Die Wassertemperatur im Vorlauf muss mindestens 70 °C betragen, um zu gewährleisten, dass das Brauchwarmwasser zur Verwendung in den Hausstationen auf 60 °C erwärmt werden kann. Die Rücklauftemperatur beträgt zwischen 50 °C und 70 °C. Grundsätzlich sind sowohl im Vor- als auch im Rücklauf niedrige Wassertemperaturen vorteilhaft, da dabei die Wärmeverluste geringer sind und die Fernwärmekopplung in den Heizkraftwerken bei niedrigerem Druck erfolgen kann, was eine höhere Stromausbeute zur Folge hat. Deshalb wird bei modernen Netzen eine konstante Rücklauftemperatur von 50 °C angestrebt.

Dampf-Fernwärmenetze werden vor allem in Industriegebieten verwendet, in denen Prozesswärme mit höherer Temperatur benötigt wird. Diese Netze bestehen aus einer Dampf- und einer Kondensatleitung und erlauben damit eine Kaskadennutzung, um unterschiedliche Temperaturniveaus zu bedienen (Konstantin 2018).

Die Fernwärmeerzeugung findet vor allem in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) statt. Die KWK ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme in einem Kraftwerk. Laut AGFW (Schmitz 2018; Dornberger 2021) wurde 2018/2021 81/86 % der erzeugten Nettofernwärme in Anlagen mit KWK erzeugt. 19/14 % der erzeugten Nettofernwärme wurde demnach in Heizwerken, also Anlagen ohne KWK, erzeugt.

Für die KWK können zur Wärmeerzeugung fossile Brennstoffe wie Steinkohle, Gas, Braunkohle und Öl, aber auch erneuerbare Quellen wie Geothermie und Solarthermie sowie Biomasse, Biogas und Restmüll verwendet werden (Konstantin 2018).

2.4.3.1 Heizkraftwerke

Heizkraftwerke bestehen aus einer KWK-Anlage und einem Spitzenlastkessel, können aber auch andere Anlagen wie Wärmespeicher oder Hilfskondensatoren beinhalten. Konstantin (Konstantin 2018) sieht in solchen Anlagen eine hocheffiziente und kosteneffektive Technologie, sofern die Bedingungen für die Anwendung günstig sind. Nach Rötsch (Rötsch 1999) sind die Vorteile der KWK die Reduzierung des Abwärmeverlustes, die Einsparung von Brennstoffen, die Möglichkeit, beliebige Brennstoffe einzusetzen und die geringere Umweltbelastung durch die geringere Abwärme.

Es gibt viele verschiedene Arten von Heizkraftwerken. Dazu zählen z.B. Dampfturbinenanlagen, Gasturbinenanlagen und Gas – und Dampfturbinenanlagen (Schmitz 2018). Die häufigsten eingesetzten Anlagen sind Verbrennungsmotorenanlagen, zumeist bekannt als Blockheizkraftwerke (BHKW). In 2018 waren laut Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) 1.218 der 1.400 betrachteten zur Fernwärmeerzeugung eingesetzten Heizkraftwerke BHKWs (Schmitz 2018). Dabei kommen diese vor allem in Ballungsräumen zum Einsatz und versorgen Wohngebäude, Krankenhäuser sowie Gewerbe- und Industriebetriebe (Schellong 2016). BHKWs sind relativ kleine Anlagen und kommen deshalb dezentral, in direkter Nähe des Versorgungsobjektes zum Einsatz (Rötsch 1999). Die mögliche Wärmeauskopplung ist von der Nennleistung, vom Wärmeträgermedium und dessen Eigenschaften, sowie vom Anlagentyp abhängig. Konstantin (Konstantin 2018) gibt für den elektrischen Wirkungsgrad von Gasturbinen bei einer Kapazität von 4,5 MW 30,5 % an. Bei 24 MW liegt der Wirkungsgrad bei 33,6 %. Die Auswertung der ASUE (ASUE 2011) ergab für erdgasbefeuerte BHKW einen mittleren elektrischen Wirkungsgrad von 38 % und einen Gesamtwirkungsgrad von 87 % an. Dabei belief sich der Minimalwert für Kleinanlagen unter 0,1 MW auf 25 %, der Höchstwert für Anlagen über 2 MW auf 42 %.

2.4.3.2 Technische Einspeisemöglichkeiten

Die technischen Möglichkeiten zur Einspeisung in ein Wärmenetz sind in Abbildung 2.8 dargestellt.

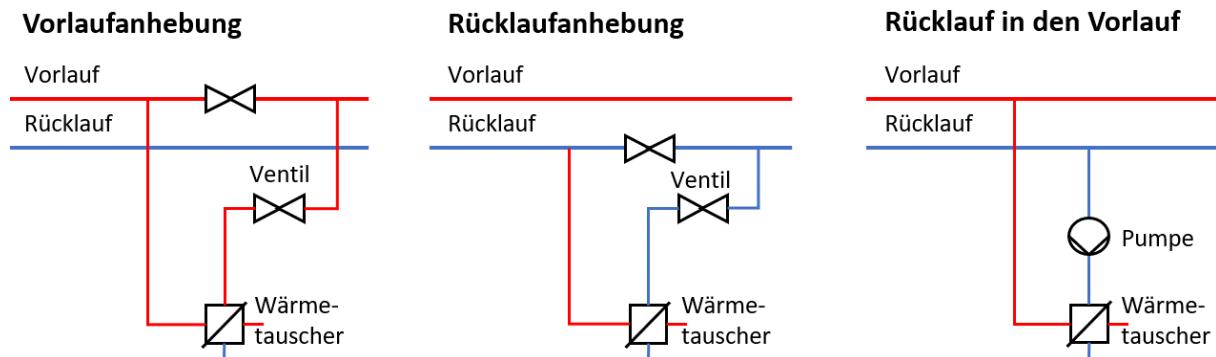


Abbildung 2.8:Technische Einspeisemöglichkeiten in ein Wärmenetz (Lichtenegger et al. 2018)

Bei der Vorlaufanhebung wird das Medium aus dem Vorlauf mit Ventilen entnommen und dann durch den Wärmetauscher des dezentralen Einspeisers gepumpt. Vorteilhaft für den Einspeiser ist hierbei, dass die Pumpenergie vom Netz bereitgestellt wird und somit die Druckverluste des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen vom Netz abgedeckt werden. Bei einem ausspeisenden Abwärmeniveau unter 80 °C kann die Vorlaufanhebung nicht mehr verwendet werden. Entweder wird die Temperatur durch den Einsatz von Strom für Hochtemperaturwärmepumpen weiter angehoben, oder es wird der kältere Rücklauf zum Einspeisen genutzt. Die Rücklaufanhebung ist von der Methodik her identisch zur Vorlaufanhebung. Deswegen kann die dezentrale Einspeisung nur als zusätzliche Energiequelle dienen, die primäre Quelle nicht ersetzen. Zusätzlich wird dadurch der Wirkungsgrad der primären Versorgungsquelle verringert. Wenn genügend Temperatur zur Verfügung steht, kann der Rücklauf soweit angehoben werden, dass dieser direkt in den Vorlauf rückgeführt werden kann. In diesem Fall muss der dezentrale Einspeiser den Pumpaufwand übernehmen.

2.4.3.3 Kalte Fernwärme

Arbeitet ein Wärmenetz mit Übertragungstemperaturen unter 30°C, spricht man von einem „kalten“ Fernwärmennetz (Pellegrini and Bianchini 2018). Pellegrini et al. zeigen in ihrer Literaturrecherche den bisherigen Stand auf. Solche Netze sind selten und kommen hauptsächlich in dicht bebauten Siedlungen und Quartieren zum Einsatz. So wurde beispielsweise in Aurich, Deutschland, ein Netz mit einer Vorlauftemperatur von 20-35°C aufgebaut. An den Häusern sind dabei Wärmepumpen installiert, die das Temperaturniveau anheben und somit die Versorgung mit Warmwasser und Heizung gewährleisten. Die Vorteile kalter Fernwärmennetze sind die verringerten Temperaturverluste innerhalb des Netzes aufgrund der geringeren Temperaturunterschiede, sowie die bessere

Verwertbarkeit von Niedertemperaturerzeugern. Als Wärmequellen kommen daher auch erneuerbare Energien wie Grundwasserbrunnen, Solarthermie-Kollektoren oder Erdwärme-Kollektoren in Frage. Aber auch ein niedriges Abwärmeniveau aus Industrie und Gewerbe kann dadurch genutzt werden (Pellegrini and Bianchini 2018). Der Nachteil ist die im Wärmemedium enthaltene geringe Energiemenge, welche dabei aber die gleiche Pumpleistung im System benötigt wie bei einer „normalen“ Fernwärme. Auch kann die hydraulische Abstimmung zwischen vielen dezentralen Einspeisepunkten ein Problem darstellen.

2.5 Grundlagen der Energiesystemmodellierung

Bei der Modellierung von Energiesystemen ist es notwendig, einen Kompromiss zwischen Genauigkeit und Einfachheit zu finden. Trotzdem können Energiesystemsimulationen als Methode zum Betrachten komplexer Energiesysteme geeignet sein (Mai et al. 2013).

Ringkob et al. fanden in ihrem Literaturreview zu verfügbaren Modellierungswerkzeugen für Energie- und Stromsysteme über 75 verschiedene Softwarelösungen (Ringkjøb et al. 2018). Die gefundenen Modelle wurden nach verwendeter Methodik, räumlich-zeitlicher Auflösung und den technologischen sowie wirtschaftlichen Parametern kategorisiert. Die Menge der Modellansätze zeigt bereits, dass es praktisch unbegrenzte Möglichkeiten zur Simulation von Szenarien erneuerbarer Energiesysteme mit unterschiedlichen Strukturen auf globaler, nationaler oder regionaler Ebene gibt. Trotzdem sind die Möglichkeiten darin begrenzt, Flexibilität und hohe Detailgrade in der Energiesystemmodellierung in Bezug auf die geografische Dimension einzubringen. Zwar ist es möglich, Stromerzeugungs- und -verbrauchspunkte schnell zu ermitteln, doch nur wenige Energiesystemmodelle können die exponentiell ansteigenden Datenmengen und ihre jeweiligen Abhängigkeiten verarbeiten und daraus optimierte Energiesysteme ableiten.

Eine neue Generation von Simulationswerkzeugen ermöglicht es jedoch, Simulationsmodelle mit vielen gewählten Simulationspunkten in verschiedenen geografischen Regionen zu simulieren (Alhamwi et al. 2019; Benz et al. 2015). Kriechbaum et al. befassen sich mit diesen Simulationswerkzeugen für definierte Energiesysteme (Kriechbaum, Scheiber, and Kienberger 2018). Das Ergebnis zeigt auf, dass bei Verwendung von Open-Street-Map (OSM) als Geodatenbezug nur zwei Modellierungswerkzeuge die Optimierung von Energiesystemen in mehreren Regionen mit räumlicher Auflösung ermöglichen und bereits mehreren in Publikationen verwendet werden:

- PyPSA (Python for Power System Analysis) (Brown, Hörsch, and Schlachtberger 2018)
- Calliope (Pfenninger and Pickering 2018)

PyPSA und Calliope stehen noch in einem frühen Entwicklungsstadium und entwickeln sich als Open-Source-Tools aus den Beiträgen ihrer Nutzergemeinschaft. Beide Programme besitzen bereits eine große und aktive Nutzergemeinschaft, umfangreiche und ausführliche Dokumentation und sind vollständig freie und offene Python-Module (Pfenninger and Pickering 2018; Brown, Hörsch, and Schlachtberger 2018).

PyPSA wurde entwickelt, um ein Netzdesign mit verschiedenen Methoden der Leistungsflussanalyse zu simulieren und zu optimieren und bietet die Möglichkeit, Standardleitungs- und Transformatorentypen einzubeziehen oder spezifische Typen für die entsprechende Spannungsebene zu definieren (Brown, Hörsch, and Schlachtberger 2018). Der Modellierungsrahmen PyPSA wird in mehreren Projekten zur Simulation von Netzen für erneuerbare Energien verwendet (Brown, Hörsch, and Schlachtberger 2018).

Calliope liefert keine Leistungsflusssimulation, ermöglicht es aber, eine techno-ökonomische Analyse durchzuführen, um Systemanforderungen und -kosten abzuschätzen und die Systemlayouts von lokalen bis internationalen Netzen zu optimieren (Pickering and Choudhary 2018). Dies wird mit zwei interaktiven einfach zu bedienenden Technologie- und Standortbausteinen ermöglicht. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, mehrere Szenarien zu definieren und simulieren. Die Ergebnisse können als Grundlage für Investitionsentscheidungen verwendet werden. Die aus YAML- und CSV-Dateien zusammengesetzten Modelle können mit der Python-API oder mit der Kommandozeile simuliert und analysiert werden. In den Dateien sind Ressourcenpotenziale, Einschränkungen, Standorte, Standortverbindungen und Technologien beschrieben, aus denen ein Optimierungsproblem abgeleitet, gelöst und als CSV oder NetCDF Datei gespeichert wird (Pfenninger and Pickering 2018). Morgenthaler et al. zeigten bereits, dass Calliope zur Betrachtung von PtM genutzt werden kann (Morgenthaler, Kuckshinrichs, and Witthaut 2020). Lombardi et al. nutzten Calliope für die Analyse von Power-to-Heat in Italien (Lombardi, Quoilin, and Colombo 2020).

Auf dieser Grundlage wird das Programm Calliope für die Energiezellenmodellierung genutzt. Dabei wird die Energiebedarfssimulation der lokalen Netze, welche auf dem OSM Input basiert, mit der Optimierung der Erzeuger- und Speichertechnologien verknüpft. Die Simulation der PtM wird als negative Regelenergie in Kombination mit einer Batterie in die Energiezellensimulation integriert und stellt damit im Gesamten die Energiezellensimulation (EZS) dar. Generelles Ziel der EZS ist es, die eingesetzten Technologien zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs der klassifizierten Gebäudekategorien im Rahmen des entstehenden Stromüberschusspotenzials (SUP) zu untersuchen und im Zusammenhang mit weiteren Energienetzen darzustellen. Durch die Integration von Energiespeichern als negative Regelenergie soll die Nutzung des SUP zu mehr regenerativem Stromanteil im Stromnetz verhelfen.

3. Energiezellensimulation

Zur Analyse von Power-to-Methane (PtM) in Energiezellen wird in Bezug auf die in Kapitel 2 erläuterten Definitionen der Modellierungsansatz nach Abbildung 3.1 verwendet. Im ersten Schritt wird unter Punkt 3.1 der mit den Open-Street-Map (OSM) Daten betrachtete geografische Raum als Systemgrenze einer Energiezelle definiert. Darin werden mit Parametern wie der Landnutzung und den Dachflächen die Gebäudebedaten ermittelt und zu Gebäudeklassen kategorisiert. Den Gebäudeklassen werden normierte Verbrauchsprofile für die Energiebedarfssimulation zugeteilt. Die Verbrauchsprofile werden aus neu erhobenen stündlichen Endenergieverbrauchsdaten für Strom- und Wärmekunden, öffentlichen Daten über jährliche Energieverbrauchsdaten pro Region (Bayerische Staatsregierung 2020) und geografischen Daten über die Gebäudenutzung (Padgham et al. 2020) erstellt. Die daraus resultierenden regional spezifischen Lastdaten werden der Energiezellensimulation übergeben.

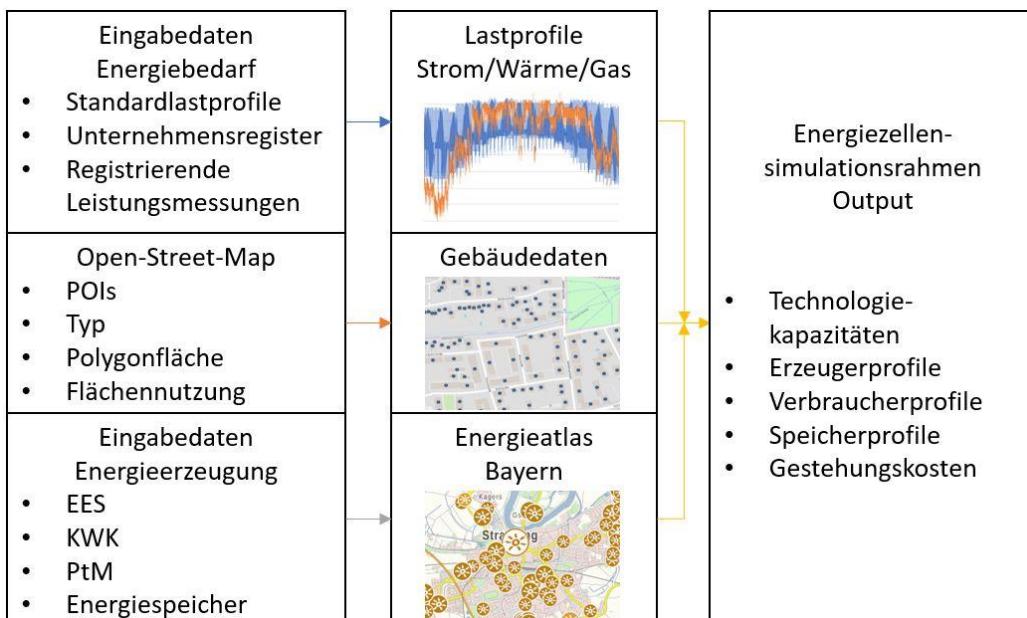


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Inputströme der Energiezellensimulation im Rahmen der Forschungsarbeit (Bauer et al. 2022)

Die Energiesystemsimulation unter Punkt 3.2 befasst sich mit den Energieerzeugungstechnologien. Die Energieerzeugung besteht aus den im definierten geografischen Raum verfügbaren Technologien. Die verwendeten Erzeugerdaten stammen aus verschiedenen Quellen, welche unter Punkt 3.1 näher erläutert werden. Allerdings können für die Systemoptimierung nur statische Betriebsparameter verwendet werden.

Für die dynamische PtM Technologie wird der schwankende Wirkungsgrad über den Stromeigenbedarf ermittelt, welcher für jeden Zeitschritt errechnet wird. In diesen Bedarf fließen - basierend auf einem vorgegebenen, auf die erzeugte Methanmenge bezogenen Eigenenergiebedarfswert - die Anlagenkomponenten mit ihren jeweiligen zeitabhängigen Bezugsdaten ein. Daraus erfolgt ein optimierter Anlagenbetrieb, dessen Betriebsparameter an die statische Energiesystemsimulation übergeben werden.

Der Modellierungsrahmen wird mit der unter den Punkten 3.3 und 3.4 beschriebenen Methodik die Summenlast der Erzeuger und Verbraucher für Strom, Gas und Wärme berechnen und gibt ein regional bezogenes Stromüberschusspotenzial (SUP) aus. Im Modell wird dieses SUP mit den zur Verfügung stehenden negativen Regelenergien bestmöglich ausgenutzt. Das Ergebnis ist ein optimiertes Lastprofil für die gewählte Technologiekapazität, welches in dem jeweils vorliegenden Fall Rückschlüsse auf einen optimalen Betrieb des PtM Systems für die Ausnutzung des SUP erlaubt.

Die Energiezellensimulation (EZS) ermöglicht keine Aussage über die Stabilität von Energienetzen, da eine Leistungsflusssimulation nicht integriert ist. Die Energienetze werden daher als ideal angenommen und werden ohne Infrastrukturbetrachtung bilanziert. Verbraucher und Erzeuger können als Einzelpunkte oder aus Datenschutzgründen auch als aggregierte Daten verwendet werden. Zur Validierung werden die von den lokal ansässigen Stadtwerken ermittelten regional erzeugten aber nicht benötigten Strommengen herangezogen, welche abgeregelt oder in die nächsthöhere Netzebene rückgespeist werden. Dieser rückgespeiste Strom steht überregional für andere Zellen zur Verfügung, jedoch kann ein genauer Stromverbleib nur im Rahmen der Systemgrenze der EZS rückverfolgt werden. Ziel der Energiezellensimulation ist es, lokale SUP zu ermitteln und deren Ausnutzungspotenzial mit Technologien wie PtM zu prüfen. Damit soll die Umsetzung realer PtM Projekte erleichtert und damit der weitere Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung gefördert werden.

Das Modell basiert auf den Modellen von Pfenninger et al. und Díaz et al. (Pfenninger et al. 2015; Díaz et al. 2017). Der Unterschied besteht darin, dass das in dieser Arbeit entwickelte Modell neben dem Strombedarf auch den zusätzlichen regionalen Wärme- und Gasbedarf aufgreift und den Beitrag der PtM als Netzkopplungstechnologie in den dazugehörigen Netzen betrachtet. Die Energiezellensimulation ermöglicht somit eine ganzheitliche Untersuchung einer Netzkopplungstechnologie in einer vorliegenden Energiegemeinschaft.

Die drei Teile der Energiezellensimulation sind an die Methodik von Alhamwi et al. (Alhamwi et al. 2017) angelehnt und wurden in Valdes et al. (Valdes et al. 2020) und Bauer et al. (Bauer et al. 2022) publiziert.

3.1 Regionale Energiebedarfsmodellierung

Für die regionale Energiebedarfsmodellierung werden unterschiedliche Daten benötigt. Als erstes muss das Untersuchungsgebiet festgelegt werden. Die in der Arbeit verwendeten Daten stammen aus verschiedenen Quellen, darunter

1. erhobene stündliche Endenergieverbrauchsdaten für Strom- und Wärmekunden,
2. meteorologische Daten für die PV-Panelsimulation von renewables.ninja (Staffell and Pfenninger 2016),
3. öffentliche Daten über jährliche Energieverbrauchsdaten pro Region (Bayerische Staatsregierung 2020),
4. geografische Daten über die Gebäudenutzung (Padgham et al. 2020) und
5. öffentliche Daten über bestehende Erzeugungseinheiten und Kraftwerke (Bundesnetzagentur 2020).

3.1.1 Bestimmung Untersuchungsgebiet

Die für diese Forschungsarbeit gewählten Untersuchungsgebiete sind, wie in Abbildung 3.2 dargestellt, die Städte Straubing (SR) und Vilshofen an der Donau (VOF).

Beide Städte liegen in Deutschlands südöstlichem Bundesland Bayern direkt an der Donau. Die Stadt Straubing hatte 2019 ca. 48.000 Einwohner und stellt eine dicht besiedelte Stadt mit diverser Industrie und Hafen dar. Vilshofen an der Donau hatte 2019 ca. 16.000 Einwohner und ist ländlich geprägt. Beide Regionen weisen eine diverse Energieproduktion mit erneuerbarem Anteil auf. Aufgrund der schwachen Windsituation spielt Windkraft aktuell keine Rolle. Über den Energieatlas Bayern (Abbildung 3.3) stehen viele Daten zu der Energieproduktion in diesen Regionen zur freien Verfügung (Bayerische Staatsregierung 2020). Beide Städte besitzen eine Kläranlage mit Klärgaserzeugung. Die Einwohnerwerte für die Kläranlage in Straubing betragen 200.000 mit 6.000 m³ Faulturminhalt und einem 2,5 Mio m³/a Klärgasanfall. Der nachgeschaltete Gasspeicher speist ein 1,32 MW BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung. In Vilshofen betragen die Einwohnerwerte 56.000 mit 3.000 m³ Faulturminhalt und mit einem 75 kW BHKW.

Beide Regionen stellen durch diese verlässliche CO₂-Quelle aus Klärgas in Kombination mit der verfügbaren erneuerbaren Energieproduktion einen interessanten Fall für eine PtM Analyse dar.

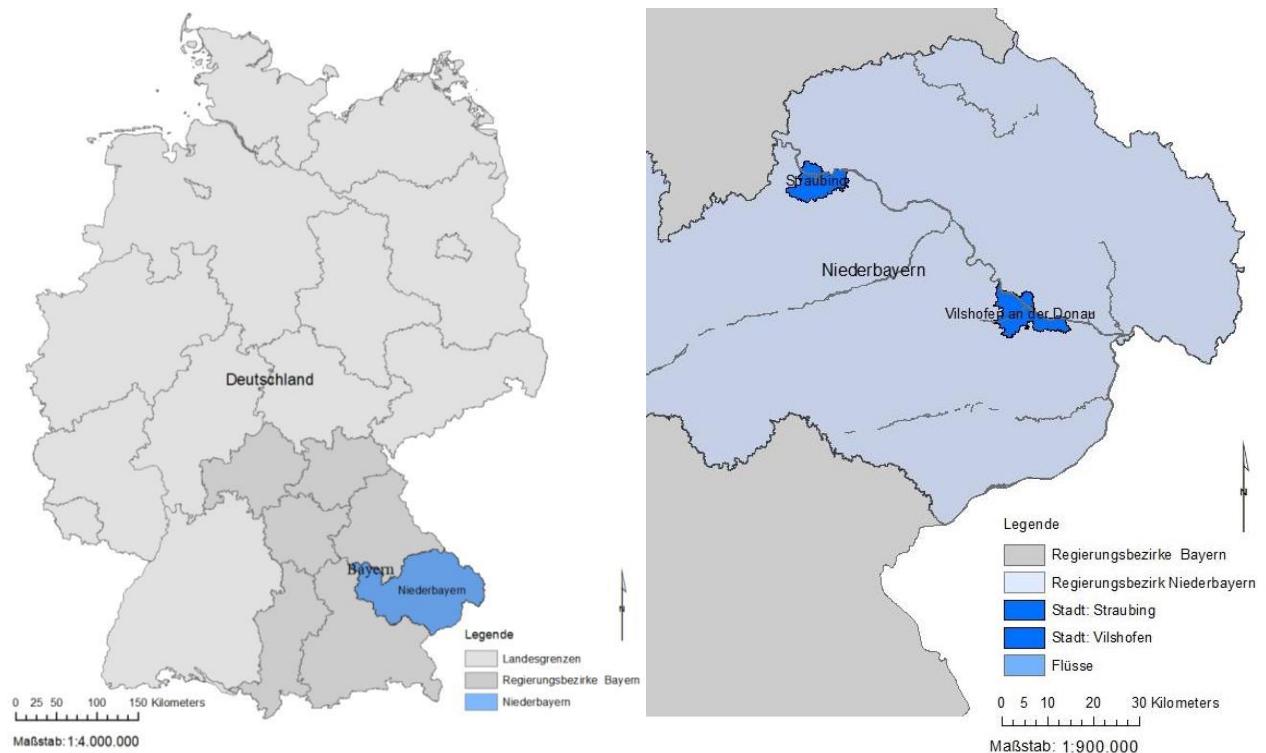


Abbildung 3.2: Verortung gewählter Energiezellen (Klaus 2020)

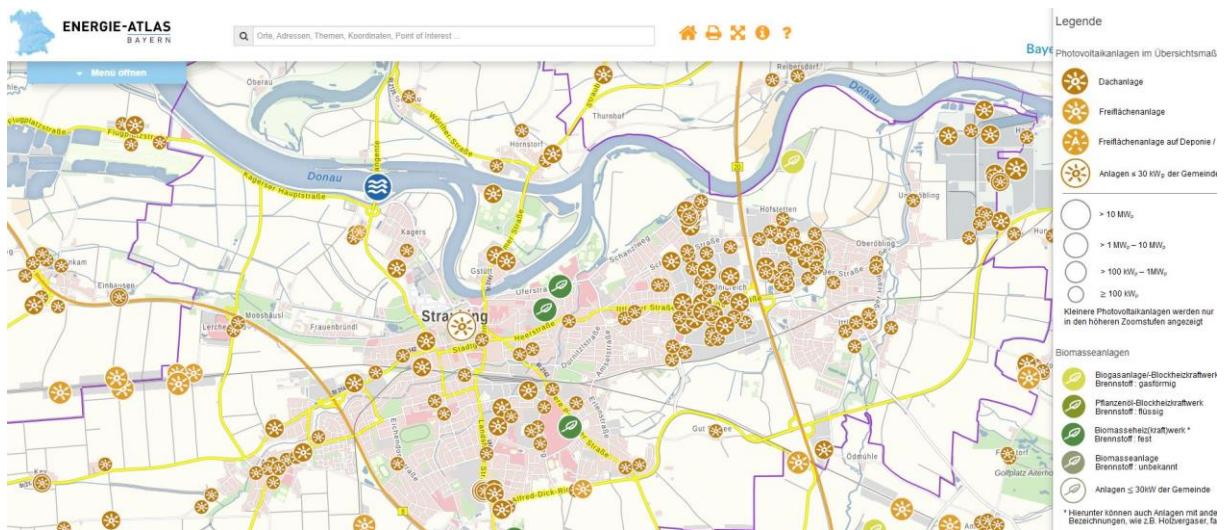


Abbildung 3.3: Exemplarische Energieerzeuger im Raum Stadt Straubing im Energieatlas Bayern (Bayerische Staatsregierung 2020)

3.1.1 Gebäudeklassifizierung

Zwar sieht der BDEW keine weitere Aufteilung der Haushalte für Stromprofile vor, doch die Lastprofile für Gas in Tabelle 2.2 weisen diese Unterteilung auf. Daher ist eine weitere Aufteilung in Einfamilienhäuser (H1) und Mehrfamilienhäuser (H2) sinnvoll und kann das Energiemodell detaillieren. Schröder (Schröder et al. 2011) ermittelt einen Mittelwert für die Nutzflächen von H1 von

146 m² aus 16.000 Einfamilienhäusern und für H2 von 200 m² aus 60.000 Mehrfamilienhäusern. Die OSM Daten liegen als eindimensionale Polygone vor, welche eine Ableitung der Bruttogrundfläche erlauben. Von dieser Fläche kann aber nicht auf die Nutzfläche geschlossen werden, da keine Informationen über Flure, Treppenhäuser oder Geschossanzahl vorliegen. Eine Vielzahl an Wohngebäuden weist direkt anliegende Garagen auf, welche teilweise nicht eindeutig als solche zu erkennen sind. Daher wird der angenommene Mittelwert für die Bruttogrundfläche für H1 um 54 m² erhöht und auf 200 m² gesetzt. Da die Garagen und die Verkehrsflächen für Mehrfamilienhäuser größer sind, wird das obere Limit für Mehrfamilienhäuser um 150 m² auf 350 m² erhöht. Krüger (Krüger et al. 2013) errechnete die durchschnittlichen Größen von Supermärkten und Discountern aus den Angaben des Handelsverbands. Dies entspricht der Kategorie G3 und weist eine Fläche von 800-1.500 m² aus. Es wird angenommen, dass die Kategorie G1 flächenmäßig zwischen H2 und G3 liegt und weist daher 351 - 799 m² auf. Des Weiteren wird angenommen, dass eine Fläche über 1.500 m² ein Stromgroßverbraucher ist. Diese Gebäude werden der eigens der dafür erstellten Kategorie Big Industry (BI) zugeordnet. Da es für Industrie aufgrund der Vielfältigkeit keine Standardlastprofile gibt, diese aber zugeordnet werden müssen, werden diese auch der BI zugeordnet. Für kleine Flächen, die oftmals Transformatorenhäuser ohne Energiebedarf darstellen, wird hier die Klasse „Zero Demand“ (ZD) eingeführt. Damit sollen Verfälschungen der Gebäudeanzahl durch kleine Dachflächen vermieden werden. Die Größe richtet sich nach der f-class „landuse“ und wird beispielsweise im Bereich Wohnbebauung (residential) auf zwischen 0-25 m² gesetzt.

Aus diesen Parametern ergibt sich die Klassifizierungsmethodik für Gebäude in Tabelle 3.1. Dabei wird zuerst abgefragt, ob durch „pois“ eine Zuordnung erfolgen kann. Wenn nicht, dann wird type abgefragt. Sollten beide Felder keine Daten liefern, wird über „landuse“ und „size“ eine Zuordnung vorgenommen. Sollte auch kein „landuse“ vorliegen, wird diese Fläche als „farm“ angenommen.

Tabelle 3.1: Gebäudeklassifizierung (Valdes et al. 2020)

Lastprofil	f-class pois	f-class type	f-class landuse	Size [m ²]
H1/H2	House, chalet, etc.	House, residential, etc.	Residential, farm,	H1: 25-200
			forest	H2: 201-350
G1	Bank, office, shop, etc.	Public, civic, etc.	residential	> 350
			Retail, military,	50-800
			Commercial	
			Industrial, scrub	100-800
G2	Bar, theatre, hostel, etc.	Dormitory, hall, etc.	-	-
G3	Zoo, mall, hospital, etc.	Hospital, prison, etc.	Retail, military,	801-1500
			Commercial	
			Industrial, scrub	801-1500

G4	Clothes, kiosk, dentist, etc.	Kiosk, etc.	-	-
G5	bakery	bake	-	-
G6	Stadium, beergarden, etc.	Chapel, church, etc.	-	-
L0	-	Farm, cottage, etc.	Farm, forest	> 350
BI	Plant, etc.	-	Retail, military, Commercial industrial, scrub	> 1500 > 1500 > 1500
ZD	-	Garage, etc.	Residential, farm, forest Retail, military, Commercial industrial, scrub	< 25 < 25 < 50 < 100

Die Klassifizierung in den OSM Daten liegt in unterschiedlichen Geometrien vor, wie in Abbildung 3.4 dargestellt. G1 bis G6 Daten aus „Pois“, „Pois_a“ oder auch „traffic“ liegen als Punktdaten vor, während z.B. H0 Kategorien als Polygone vorliegen (Abbildung 3.4).

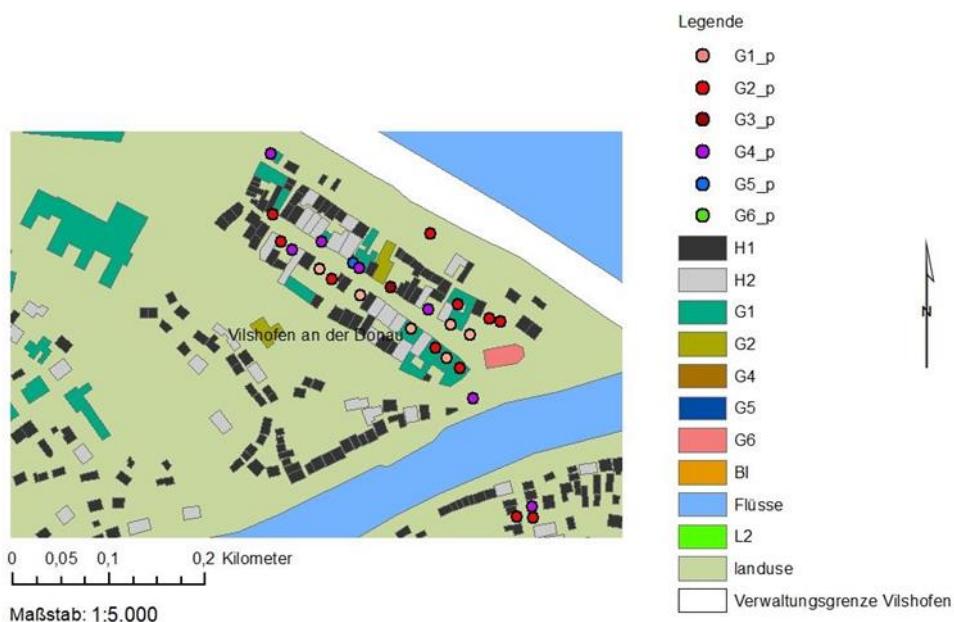


Abbildung 3.4: Klassifizierte OSM Daten (Klaus 2020)

Um die Informationen zu bündeln, müssen diese Daten miteinander verschnitten werden. Allerdings sind die georeferenzierten Punktdaten teilweise versetzt zu den Polygonflächen und können nicht eindeutig zugeordnet werden. Die Punkte werden daher zu Kreisen gepuffert (Abbildung 3.5), um eine Verschneidung mit naheliegenden Polygonen zu ermöglichen. Als Tool wird dabei QGIS Version

3.16.2 genutzt. Im vorliegenden Datensatz konnte mit einer Pufferung auf 4 m für alle Punkte eine Polygonflächenzuordnung erreicht werden. Die Fläche BI wird nur mit „landuse“ verschnitten, da die gepufferten Punktdaten keinen gesteigerten Informationsgehalt für BI enthalten. Aufgrund dieser Methodik entstehen doppelte Daten in den Datensätzen. Diese werdenlagebezogen ausgewählt, untersucht und bereinigt. Die durch das Verschneiden entstandenen Teildatensätze werden zusammengefasst, z.B. G1_p wird aus G1_H1. Als letztes werden die Polygone wieder zu Punkten überführt, um das Datenset zu vereinheitlichen und das Datenvolumen zu verringern (Abbildung 3.6).

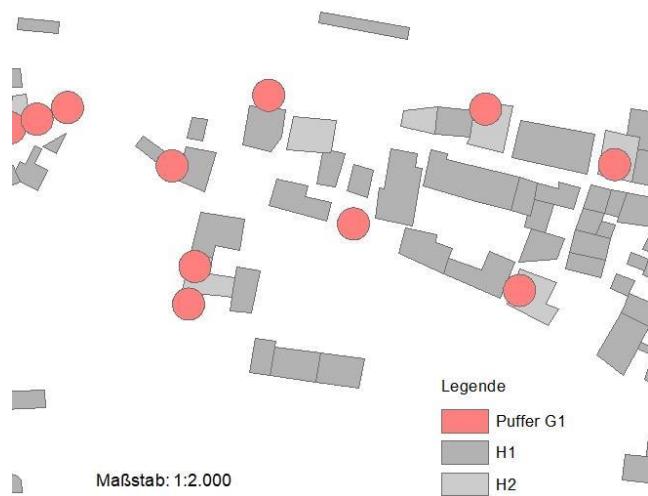


Abbildung 3.5: Gepufferte OSM Daten (Klaus 2020)

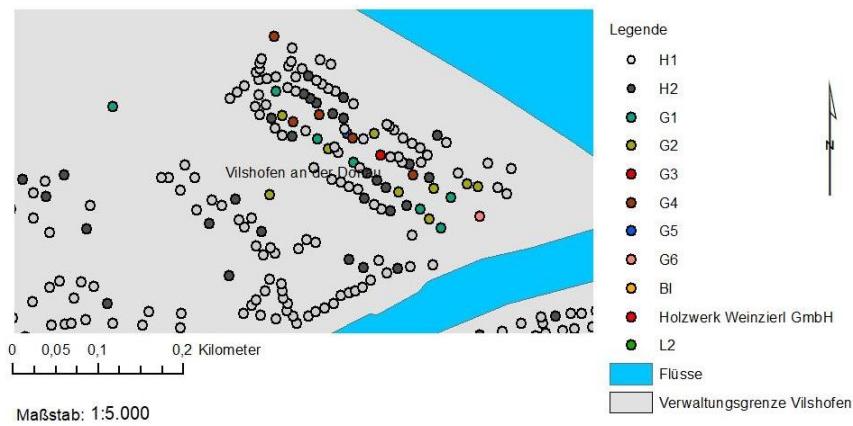


Abbildung 3.6: Gebäudeklassifizierung nach Bearbeitung (Klaus 2020)

Tabelle 3.2: Gebäudeklassifizierung mit Anzahl [n] in Niederbayern nach Datenbereinigung (Valdes et al. 2020)

Kategorie	H1	H2	G1	G2	G3	G4	G5	G6	BI	L0	Total
Gebäude [n]	341.681	170.954	1.456	1.231	512	885	332	717	708	29	518.505
Prozent [%]	65,90	32,97	0,28	0,24	0,10	0,17	0,06	0,14	0,14	0,01	100,00

Durch die Datenaufbereitung und Klassifizierung sind 29,1 % der Rohdaten für den Regierungsbezirk Niederbayern entfallen (Tabelle 3.2). Die Verteilung zeigt auf, dass in Niederbayern überwiegend Wohnbebauung vorliegt. Die Verteilung der Wohngebäude H1 und H2 ist durch den Zensus 2011 abgedeckt (Regierung von Niederbayern 2019). Für die gewählten Regionen SR und VOF resultiert die Gebäudeaufteilung in Abbildung 3.7 nach Tabelle 3.3 und die nachfolgende Abbildung 3.8 und Abbildung 3.9.

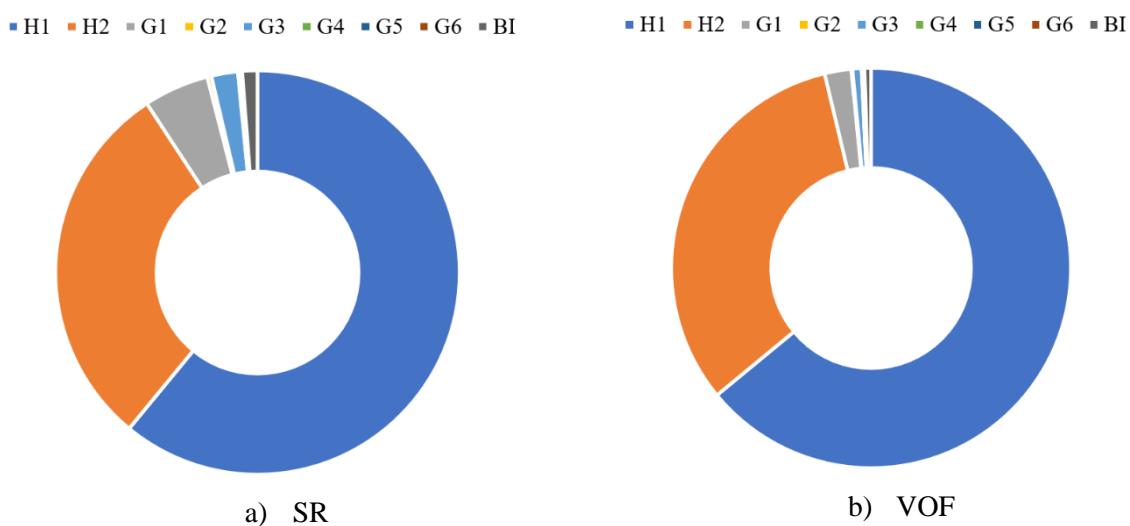


Abbildung 3.7: Anteil der Gebäudekategorie in SR und VOF (Bauer et al. 2022)

Tabelle 3.3: Relevante Gebäudezahlen für Energiemodellierung in SR und VOF

Kategorie	H1	H2	G1	G2	G3	G4	G5	G6	BI	ZD	Total
SR	6985	3417	598	38	243	9	2	28	139	243	11.702
VOF	5081	2557	171	8	57	2	0	17	42	322	8257

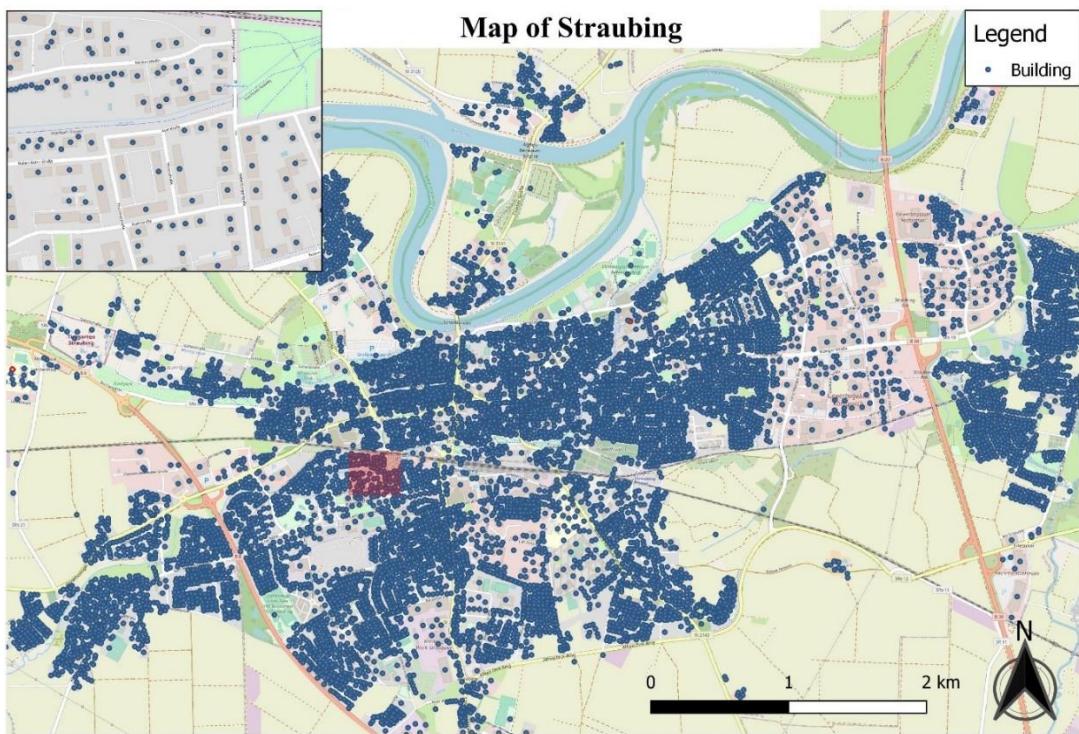


Abbildung 3.8: Karte von Straubing (Bauer et al. 2022)

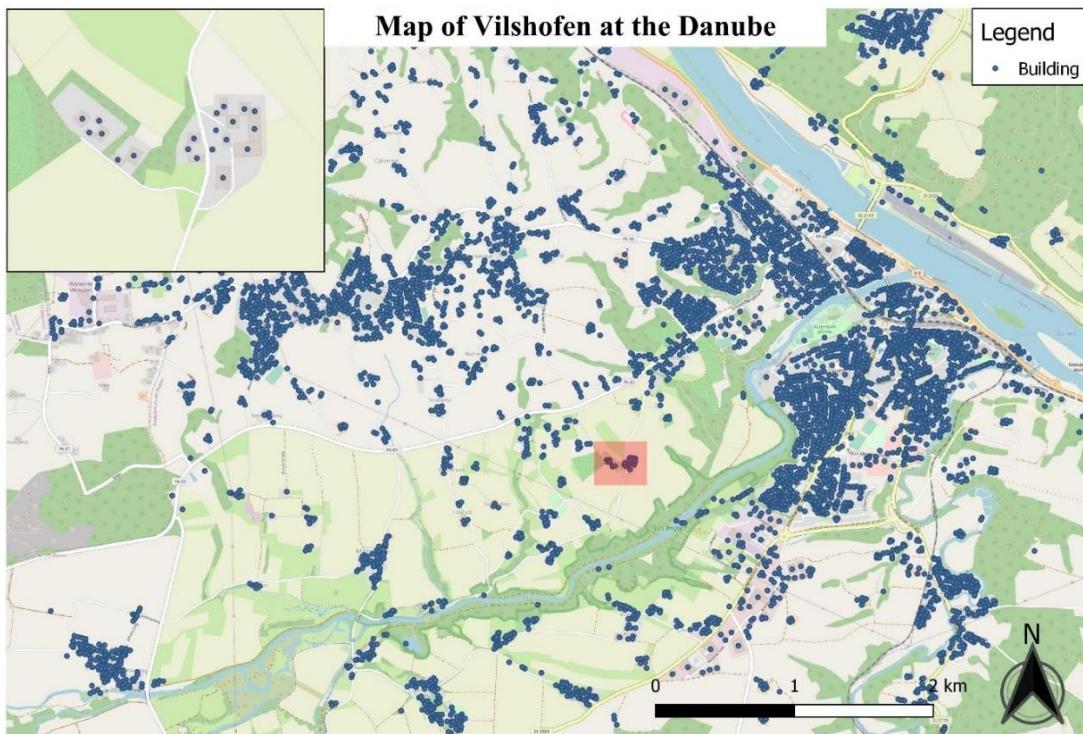


Abbildung 3.9: Karte von Vilshofen (Bauer et al. 2022)

3.1.2 Energiebedarfsmodellierung

Nach der Gebäudeklassifizierung der OSM Daten wird für die jeweiligen Gebäude ein Energiebedarf benötigt. Die Energieformen Strom und Wärme stellen für Gebäude die Hauptenergieträger dar. Strom wird als Energie jedem Gebäude bereitgestellt, während Wärme je nach Beheizungsstruktur unterschiedlich bereitgestellt wird. In Abbildung 3.10 ist das Flussdiagramm zur Energiebedarfsmodellierung dargestellt. Dabei wird der Energiebedarf aller Gebäudeklassen (Tabelle 3.1) ermittelt und dann zu einem regionalen Gesamtbedarf zusammengefasst. In den nachfolgenden Kapiteln wird die Methodik der Bedarfsermittlung von Strom und Wärme erläutert.

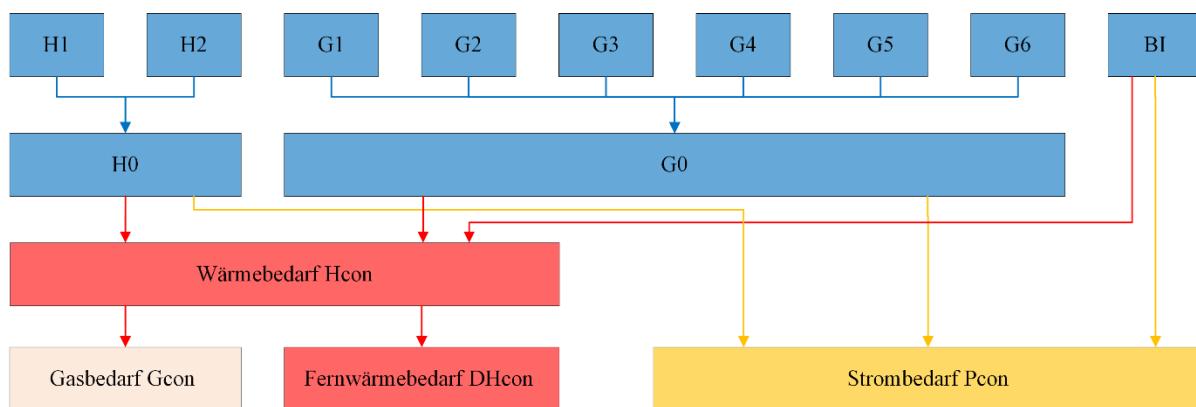


Abbildung 3.10: Flussdiagramm Energiebedarfsmodellierung

3.1.2.1 Strom

Der regionale Energiebedarf ist die Gesamtnachfrage der verschiedenen Nutzertypen, die nach ihren Verbrauchsprofilen (BDEW, VKU, and GEODE 2021; BDEW 2017) klassifiziert sind. Nun muss für die Gebäudeklassen ein spezifischer Strombedarf ermittelt werden, um entsprechende Energiekennzahlen zu berechnen. Der Strombedarf der Regionen SR und VOF, sowie der Stromanteil der privaten Haushalte, wird dem staatlichen Internetportal Energieatlas Bayern (Bayerische Staatsregierung 2020) entnommen und ist in Tabelle 3.4 dargestellt.

Tabelle 3.4: Strombedarf aus Energieatlas Bayern

Strombedarf	SR	VOF
Gesamt [MWh/a]	293.529	108.548
Privat (H0) [MWh/a]	70.713	24.364

Da der private Stromanteil keine Unterscheidung zwischen H1 und H2 ermöglicht, wird der Strombedarf mit Formel (4) gleichmäßig verteilt.

$$n_{H1} / n_{H0} * Strombedarf_{H0} = Strombedarf_{H1} \quad (4)$$

Die selbst erzeugte Gebäudeklasse BI weist Industrie und nicht zuordenbare Gebäude mit einer Grundfläche über 1.500 m² auf. Von Seiten der Industrie konnten in beiden Regionen die Vertreter mit den größten Verbräuchen identifiziert und über Kooperationen die Lastgänge und Jahresverbräuche ermittelt werden. Dadurch kann eine grundsätzliche Abschätzung des Bedarfs vorgenommen werden. Da keine energierelevanten Informationen über die restlichen Gebäude in BI vorliegen, wird der Strombedarf dem prozentualen Bedarf des Industriesektors in Deutschland mit 47,5 % am gesamten Strombedarf nach Formel (5) gleichgesetzt. Dies wird mit dem bekannten Verbrauch der Industrie verglichen.

$$\text{Strombedarf_Region} * 0,475 = \text{Strombedarf_BI} \quad (5)$$

$$\text{Strombedarf_Region} - \text{Strombedarf_H0} - \text{Strombedarf_BI} = \text{Strombedarf_G0} \quad (6)$$

$$n_G1 / n_G0 * \text{Strombedarf_G0} = \text{Strombedarf_G1} \quad (7)$$

Der restliche Strombedarf nach Formel (6), der dadurch den Klassen G1-G6 übrigbleibt, wird ebenfalls nach Formel (7) gleichmäßig unter den Klassen verteilt. Aus diesen Berechnungen ergeben sich die Zahlenwerte in Tabelle 3.5.

Tabelle 3.5: Strombedarf Gebäudeklassen SR und VOF

Klasse	SR [n]	Fläche [m ²]	Klasse	Kennzahl [kWh/m ² a]	VOF [n]	Fläche [m ²]	Klasse	Kennzahl [MWh/a] [kWh/m ² a]
H1	6.985	890.154	47.484	53	5.081	581.255	16.208	28
H2	3.417	1.250.391	23.229	19	2.557	777.499	8.156	10
G1	598	317.549	54.321	171	171	78.303	21.877	279
G2	38	18.683	3.452	185	8	3.654	1.023	280
G3	243	353.313	22.074	62	57	62.087	7.292	117
G4	9	7.968	818	103	2	355	256	721
G5	2	189	182	961	0	0	0	0
G6	28	20.456	2.543	124	17	5.254	2.175	414
BI	139	634.944	139.426	220	42	192.042	51.560	268
BI_k	139	634.944	69.416	109	42	192.042	14.237	74

Die Kennzahl der Klasse H von SR ist fast doppelt so groß wie in VOF. Dieser größere Strombedarf lässt sich auf die höhere Einwohnerzahl zurückführen, welche pro Wohngebäude untergebracht ist. In SR liegt die Zahl der Einwohner pro Wohngebäude bei 4,8 und in VOF bei 2,1. Im Gewerbe liegen die Kennzahlen für VOF deutlich höher als in SR. Dies könnte an den geringen Gebäudezahlen liegen, welche unter sich den Energiebedarf aufteilen. Der größte Industrieverbraucher in SR verbraucht ca. 70.000 MWh/a, der Größte in VOF ca. 37.500 MWh/a. Die getroffene Annahme mit 45,7 % deckt beide Verbräuche ab. Zieht man die Verbräuche ab, erhält man Zeile BI_k mit korrigierten Kennzahlen. Diese Kennzahlen liegen im Bereich des Gewerbes. Dies zeigt, dass einzelne

hochintensive Stromabnehmer einen großen Einfluss auf die Daten haben und diese ermittelt werden sollten. Allerdings wurden viele Anfragen zu Daten von Industrieverbrauchern abgelehnt oder nicht beantwortet.

Da die betrachteten Industrieverbraucher in beiden Regionen den größten Anteil ausmachen und zu den restlichen BI Gebäuden keine Daten vorliegen, wurde das reale Lastprofil (RLP) der Industrieverbraucher der jeweiligen Region für die Klasse BI verwendet. Diese RLP wurden durch registrierende Leistungsmessungen (RLM) gewonnen. Auf ein ganzes Jahr betrachtet, ergeben diese RLM reale Lastprofile (RLP).

Da die Standardlastprofile einen Verbrauchsmittelwert von vielen Gebäuden darstellen und daher erst ab einer Verbraucherzahl von über 400 repräsentativ werden (Von Appen, Haack, and Braun 2014), wurden für alle Gebäudekategorien RLP ermittelt.

Es stehen 72 anonymisierte Datensätze zur Verfügung (Prem 2020). Durch die Anonymisierung ist es notwendig, die Lastdaten mit den Standardlastprofilen zu vergleichen, um diese zuordnen zu können. Lastprofile mit mehr als 0,5 % an Nullstellen werden aussortiert. Die restlichen 48 Datensätze werden normiert und mit der Pearson Korrelation (8) statistisch verglichen. Diese gibt den linearen Zusammenhang zweier Variablen wieder.

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} * \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (8)$$

x_i und y_i sind hierbei die jeweiligen Werte der Standardlastprofile (SLP) und der realen Lastprofile (RLP), während \bar{x} und \bar{y} die jeweiligen Mittelwerte der Datenreihen und n die Anzahl der Ausprägungen ist. Der Korrelationskoeffizient bewegt sich zwischen -1 und +1, wobei ein negativer Wert bei steigenden x-Werten fallende y-Werte darstellt und ein positiver Wert bei beiden Datensätzen steigende Werte darstellt. Ist $R = 0$ sind die Variablen unkorreliert und es besteht kein linearer Zusammenhang.

Zusätzlich wird das Bestimmtheitsmaß R^2 ermittelt, welches das Quadrat des Korrelationskoeffizienten darstellt. R^2 ist ein Gütemaß, welches die Anpassungsgüte zur ermittelten Regressionsgerade mit Werten zwischen 0 und 1 ermittelt. Der Wert 1 bedeutet, dass alle Datenpaare auf einer Geraden liegen.

Mit diesen Zusammenhängen lässt sich beurteilen, wie die Werte der Lastprofile zu den Werten der SLP passen. Nach Ratner (Ratner 2009) erfüllen Korrelationswerte über $R = 0,7$ die Anforderung des Kriteriums, sollten aber für eine Gebäudekategorie keine passenden Werte verfügbar sein, werden auch Werte unter 0,7 verwendet. Aus dieser Methodik ergibt sich in Tabelle 3.6 eine Prüfung der anonymen RLM und die Zuordnung zu dem am besten passenden Standardprofil.

Tabelle 3.6: Korrelationsanalyse R der RLM zu den SLP Strom mit der wahrscheinlichsten Zuordnung

LP	12	24	26	30	41	43	48
H0	0,055086	0,190627	0,461063	0,112948	0,361661	0,429305	0,340469
G0	0,336823	0,809434	0,312788	-0,0151	0,772798	0,863279	0,020917
G1	0,501636	0,889493	0,135441	-0,04577	0,626957	0,6779	0,05857
G2	-0,06918	0,220935	0,491559	0,092244	0,414204	0,56722	0,136825
G3	0,202687	0,668012	0,335332	-0,00984	0,767343	0,885142	0,01842
G4	0,238756	0,734202	0,346626	-0,01594	0,771679	0,883195	0,018694
G5	0,591665	0,470285	-0,14179	-0,07365	0,493333	0,219981	0,0423
G6	-0,15049	0,046274	0,445353	0,113141	0,184014	0,360381	0,049922
Zuordnung	G5	G1	G2	G6	G4	G3	H0

Als Beispiel wird das Lastprofil 24 verwendet, welches in Abbildung 3.11 und Abbildung 3.12 mit den G 0-4 Profilen verglichen wird. Es zeigt sich, dass unterschiedliche Wochenbetrachtungen zwar aufgrund von Wochenschwankungen (z.B. Feiertage) zu unterschiedlichen Werten führen können, aber bei einer Betrachtung über das ganze Jahr in diesem Fall am ehesten ein G1 Profil vorliegt.

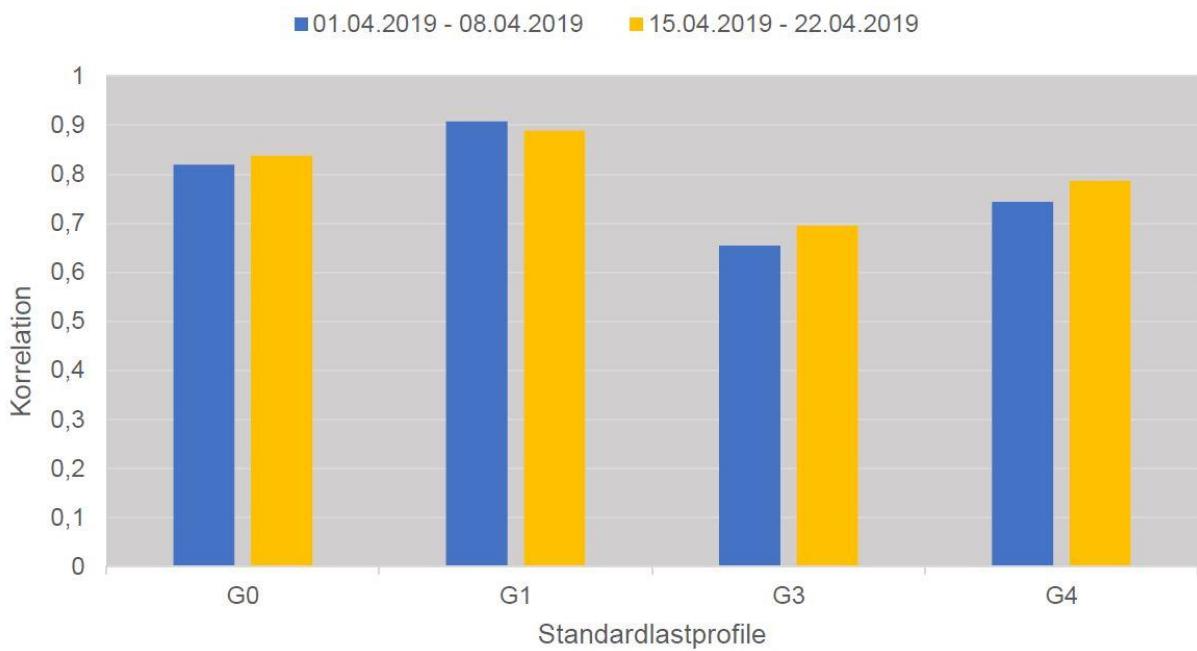


Abbildung 3.11: Vergleich Korrelation LP24 mit G0-4 (Valdes et al. 2020)

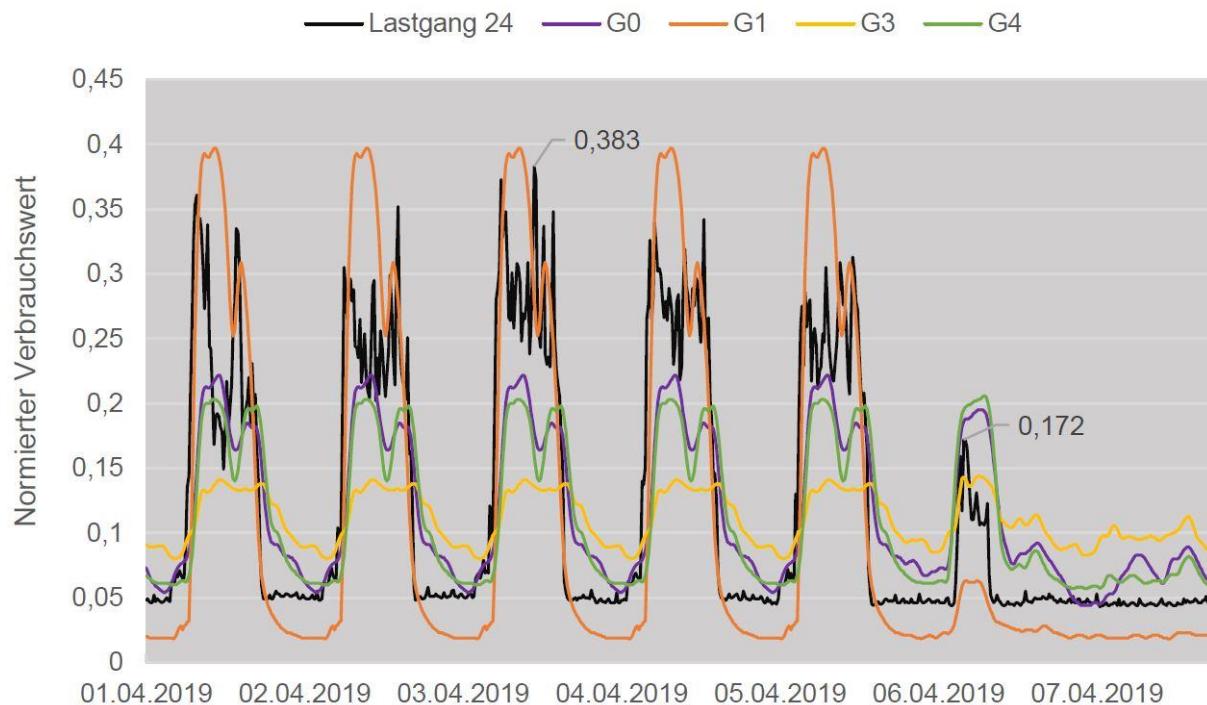


Abbildung 3.12: Korrelation LP24 mit G0-4 (Valdes et al. 2020)

3.1.2.2 Wärme

Wie in Kapitel 2.3.1 dargelegt, wird im Modell für die Erstellung von Wärmelastprofilen auf die verfügbaren Standardlastprofile Gas zurückgegriffen.

Aus Tabelle 2.2 wird ersichtlich, dass die Gebäudekategorien der SLP Gas nicht denen der SLP Strom entsprechen und daher entsprechend zugeordnet werden müssen. Einige Profile können direkt dem Namen nach zugeordnet werden, z.B. H1 zu GHEF03, für andere Profile wie G1 oder BI ist das nicht möglich. Für diese wurden von den lokalen Stadtwerken speziell registrierende Leistungsmessungen (RLM) angefragt. Um die erhaltenen RLM zuordnen zu können, werden diese exemplarisch am Beispiel G1 in Tabelle 3.7 statistisch mit den SLP Gas verglichen. Für andere Kategorien wird dieselbe Analyse durchgeführt.

Wie aus den Werten in Tabelle 3.7 ersichtlich wird, kann es sein, dass sich bei den zur Verfügung gestellten RLM keine eindeutige Zuordnung für ein bestimmtes SLP einstellt. Es könnte sowohl „Metall/KFZ“ oder „Gebietskörperschaften“ sein, da der Mittelwert der Korrelationen identisch ist. In Bezug auf weitere Korrelationsanalysen wird G1 dem SLP „Metall/KFZ“ zugewiesen. Die vollständige Zuordnung findet sich in Tabelle 3.8.

Tabelle 3.7: Korrelationsanalyse RLM für G1 (Schopf 2021)

RLM	SLP		SLP		SLP		SLP		SLP		SLP	
	betr.Dienst- leistungen		Gartenbau		Metall/ KFZ		Papier/ Druck		Wäschereien		Gebiets- körperschaften	
	R	R ²	R	R ²	R	R ²	R	R ²	R	R ²	R	R ²
Schule	0,76	0,57	0,55	0,30	0,79	0,63	0,76	0,57	0,48	0,23	0,80	0,64
Verwaltung	0,21	0,05	0,17	0,03	0,23	0,05	0,24	0,06	0,16	0,02	0,24	0,06
Werkstatt 1	0,26	0,07	-0,03	0,00	0,28	0,08	0,22	0,05	0,54	0,30	0,27	0,07
Werkstatt 2	0,77	0,59	0,52	0,27	0,80	0,64	0,77	0,59	0,46	0,21	0,79	0,62
Mittelwert	0,50	0,32	0,30	0,15	0,53	0,35	0,50	0,32	0,41	0,19	0,53	0,35

Ermittlung Jahreswärmeverbrauch

Nach der Erstellung prozentualer Lastprofile werden Jahresverbräuche für die Gebäudekategorien benötigt. Von den Stadtwerken Straubing und Vilshofen wurden anonymisierte Jahresverbrauchsdaten von Gas, Fernwärme und Wärme verschiedener Gebäude zur Verfügung gestellt. Die zur Verfügung gestellten Gasverbräuche werden mit einem auf den Brennwert bezogenen Wirkungsgrad von 0,98 % eines modernen Gasbrennwertbrenners in Wärmeverbräuche umgerechnet, damit ausschließlich Wärmeverbräuche vorliegen. Im vertraulichen Sachstandbericht vom Juli 2019 des Energienutzungsplans für die Stadt Straubing wurden Daten zum Jahreswärmeverbrauch in kommunalen Liegenschaften von 2017 festgehalten (Straubing 2019).

Aufgrund der unterschiedlichen Gebäudearten in den Gebäudeprofilen werden die Verbräuche nochmals entsprechend den in Tabelle 3.8 zusammengestellten und unterteilten Profilen zusammengefasst und ein jährlicher Durchschnittsverbrauch errechnet. Da für das Strom SLP G3 und G6 kein passendes Gas SLP vorliegt, wird das eigens erstellte Gasdurchschnittsprofil GG0 dafür verwendet.

Tabelle 3.8: Übersicht durchschnittlicher Jahreswärmeverbrauch für Wärmelastprofil Straubing (Schopf 2021)

SLP Strom	SLP Strom	SLP Gas	SLP Gas	Jahreswärmeverbrauch kWh/a	Jahreswärmeverbrauch kWh/a
H1	Privat	GHEF03	Einfamilienhaus	12.584	-
H2	Privat	GHMF03	Mehrfamilienhaus	27.540	-
G0	(aus G1-G5)	GG0	(aus G1-G5)	178.965	-
G1	Taggewerbe	GGMK03	Metall/KFZ	288.240	Büro: 16.048 Amt: 322.646 Schule: 642.340 Werkstatt/KFZ: 530.485 Kindergarten: 68.392 Sonstiges: 149.529 Restaurant: 53.153 Wohnheim: 990.013 Feuerwehr: 32.103 Sportanlagen: 88.595 Sonstiges: 147.147
G2	Nachtgewerbe	GGGA03	Gaststätten	262.203	Restaurant: 53.153 Wohnheim: 990.013 Feuerwehr: 32.103 Sportanlagen: 88.595 Sonstiges: 147.147
G4	Handel	GGHA03	Handel	51.986	Ladengeschäft: 62.435 Einzelhandel: 41.536
G5	Bäckerei	GGBA03	Bäckerei	113.430	-
BI	Industrie	GGKO03	Gebietskörperschaften	1.685.968	Industrie: 2.127.371 Sonstiges: 1.244.566

In Tabelle 3.9 ist der aus Gebäudezahl und Durchschnittsverbrauch errechnete Gesamtwärmebedarf und die daraus resultierende Wärmekennzahl für beide Regionen dargestellt.

Tabelle 3.9: Gesamtwärmebedarf Gebäudeklassen in Straubing (SR) und Vilshofen (VOF) (Schopf 2021)

Klasse	SR [n]	Fläche [m ²]	Klasse	Kennzahl [kWh/m ² a]	VOF [n]	Fläche [m ²]	Klasse	Kennzahl [kWh/m ² a]
H1	GHEF03	6985	890.154	87.899	99	5.081	581.255	63.939
H2	GHMF03	3417	1.250.391	94.104	75	2.557	777.499	70.420
G1	GGMK03	598	317.549	172.368	543	171	78.303	49.289
G2	GGGA03	38	18.683	9964	533	8	3.654	2098
G3	GG0	243	353.313	43.488	123	57	62.087	10.201
G4	GGHA03	9	7.968	468	59	2	355	104
G5	GGBA03	2	189	227	1200	0	0	0
G6	GG0	28	20.456	5011	245	17	5.254	3042
BI	GGKO03	139	634.944	234.350	369	42	192.042	70.811

Nettowärmeerzeugung* nach Energieträgern in Deutschland

zur leitungsbundenen Wärmeversorgung 2020: 129 Mrd. kWh**

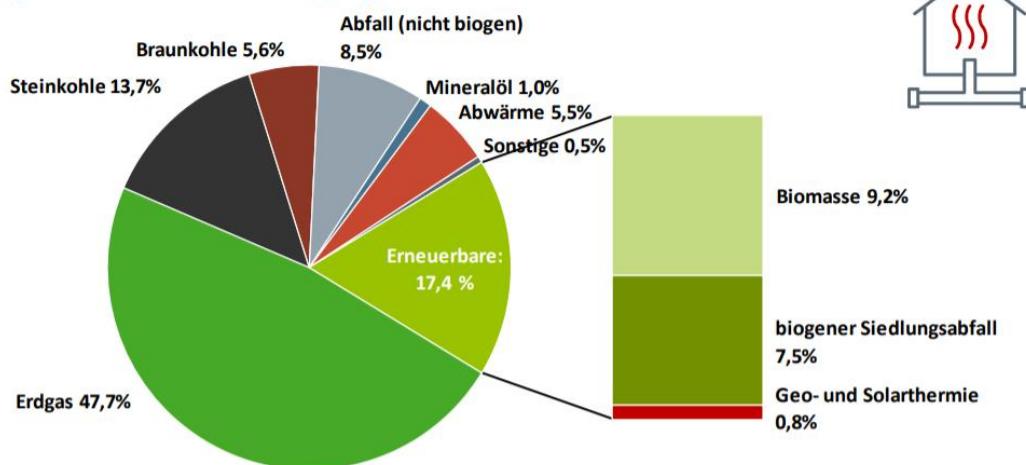


Abbildung 3.13: Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland (BDEW and Kiesel 2021)

Um das Modell auf andere Zellen möglichst übertragbar zu machen, wird auf die bekannte deutschlandweite Verteilung der Wärmeerzeugung zurückgegriffen. Wie in Abbildung 3.13 dargestellt, kommt in Deutschland als Energieträger zur Wärmeerzeugung hauptsächlich Erdgas zum Einsatz. Dies überträgt sich auch auf die privaten Haushalte (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019). Hier wurden 2019 48,2 % mit Erdgas, 25,6 % mit Öl und 13,9 % mit Fernwärme beheizt (Abbildung 3.14). Nach Abbildung 3.15 sinkt der Erdgasanteil bei den privaten Wohnungsneubauten und wird zunehmend von Wärmepumpen und Fernwärme abgelöst. Während kleinere Versorgungsanteile noch von Biomasse und Strom gedeckt werden, spielt Öl keine Rolle mehr.



Abbildung 3.14: Beheizungsstruktur private Haushalte Deutschland (BMWK 2019)

Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau¹⁾ in Deutschland: 10-Jahre-Rückblick bis heute

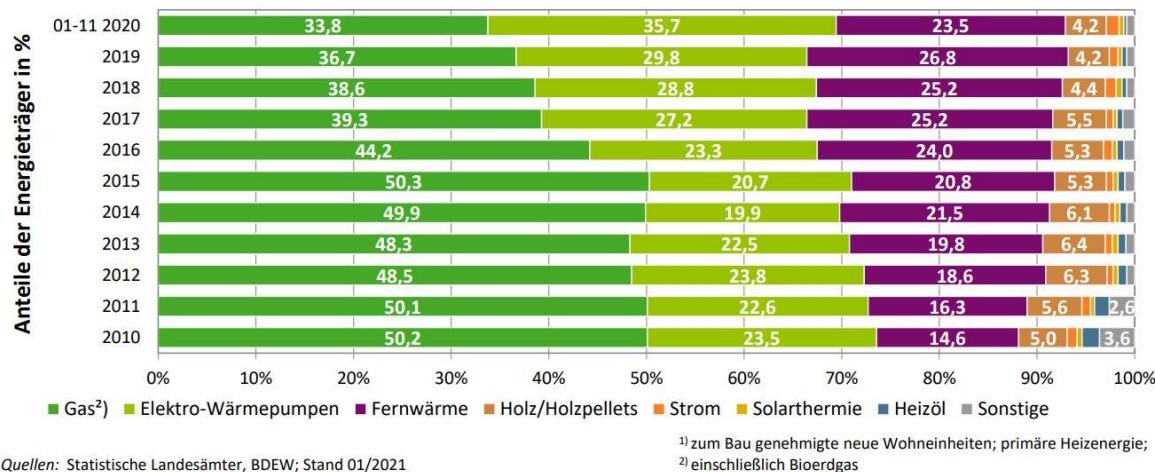


Abbildung 3.15: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsbau Deutschland (BDEW 2021)

Da Technologien zur Netzkopplung, wie KWK und PtM, im Wärmebereich nur in den Sparten Fernwärme durch Abwärme oder erzeugtes Methan im Erdgasnetz einen Beitrag leisten können, werden auch nur diese Sparten in der lokalen Wärmeversorgung berücksichtigt. Es wird daher angenommen, dass beide betrachtete Regionen ihren Gesamtwärmebedarf aus Tabelle 3.9 zu 48 % aus Erdgas und zu 14 % aus Fernwärme decken. Dazu wird der Gesamtwärmebedarf entsprechend aufgeteilt und es resultieren die Daten aus Tabelle 3.10. In Abbildung 3.16 ist der jährliche Energiebedarf in MWh dargestellt und Abbildung 3.17 zeigt die Verteilung des Energiebedarfs auf die Gebäudeklassen. Hier wird deutlich, dass die Industriegebäude einen großen Einfluss auf den Energieverbrauch der Region Straubing haben.

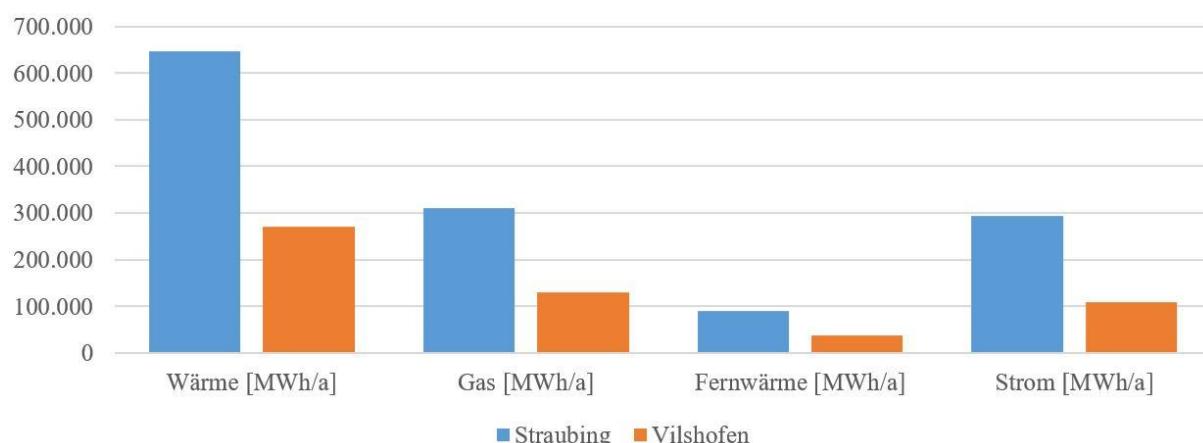


Abbildung 3.16: Regional ermittelter Bedarf an Energieträgern in MWh/a (Bauer et al. 2022)

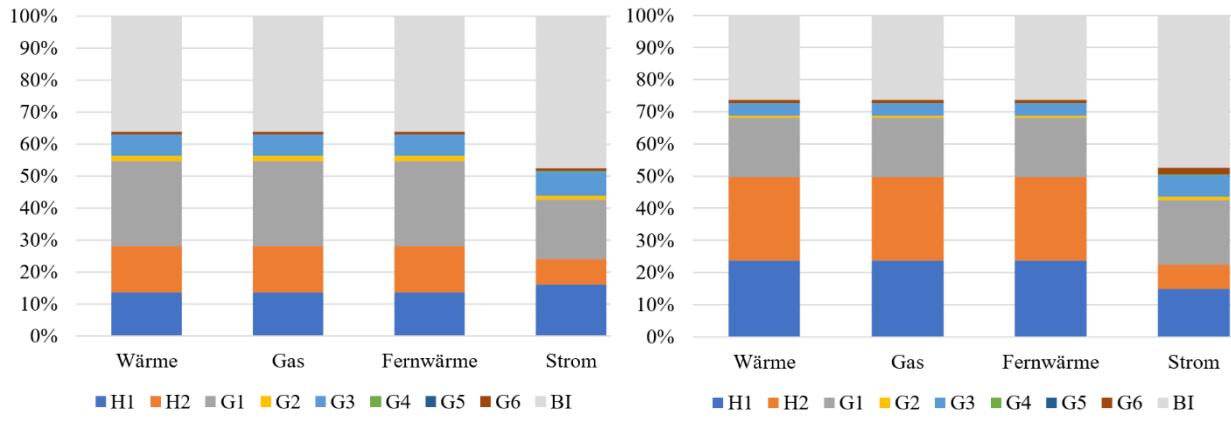


Abbildung 3.17: Bedarf nach Region und Gebäudekategorie in SR und VOF (Bauer et al. 2022)

Tabelle 3.10: Gas- und Fernwärmeverbrauch Gebäudeklassen SR und VOF (Bauer et al. 2022)

SLP Strom	SLP Gas	SR [n]	Gebäude	Bedarf	Bedarf	Bedarf	Gebäude	Bedarf	Bedarf	Bedarf
			Fläche [m ²]	Wärme [MWh/a]	Gas [MWh/a]	Fernwärme [MWh/a]	VOF [n]	Fläche [m ²]	Wärme [MWh/a]	Gas [MWh/a]
H1 GHEF03		6.985	890.154	87.899	42.192	12.306	5.081	581.255	63.939	30.691
H2 GHMF03		3.417	1.250.391	94.104	45.170	13.175	2.557	777.499	70.420	33.801
G1 GGMK03		598	317.549	172.368	82.736	24.131	171	78.303	49.289	23.658
G2 GGGA03		38	18.683	9.964	4.783	1.395	8	3.654	2.098	1.007
G3 GG0		243	353.313	43.488	20.874	6.088	57	62.087	10.201	4.896
G4 GGHA03		9	7.968	468	225	66	2	355	104	50
G5 GGBA03		2	189	227	109	32	0	0	0	0
G6 GG0		28	20.456	5.011	2.405	702	17	5.254	3.042	1.460
BI GGKO03		139	634.944	234.350	112.488	32.809	42	192.042	70.811	33.989
										9.913

3.2 Analyse lokaler Energieerzeugung

Der unter Kapitel 3.1.2 ermittelte Energiebedarf muss mit den verfügbaren Energieerzeugern abgedeckt werden, wobei regional unterschiedliche Technologien zur Verfügung stehen können.

Die Erzeugertechnologien benötigen, wie der Energiebedarf, ein Lastprofil, um diese im gleichen Zeitschritt miteinander vergleichen zu können. Hierfür wird die verfügbare Erzeugerkapazität mit dem technischen Wirkungsgrad, sowie weiterer In- und Output von Energie- oder Stoffströmen benötigt. Zusätzlich werden die Investitions- und Betriebskosten zur Technologiebewertung für das Modell benötigt. Diese Werte werden im nächsten Punkt für die betrachtete Region ermittelt.

Die regionale Stromerzeugung wird dabei aus den fossil betriebenen Kraftwerken und den erneuerbaren Technologien wie Photovoltaik und Wasserkraft gedeckt. Diese werden aus offiziellen Quellen und dem Energieatlas Bayern auf dem Stand 2019 ermittelt (Bayerische Staatsregierung 2020). Technologische Anlagenkenndaten werden der Literatur entnommen.

3.2.1 Erneuerbare Stromerzeugung

Im Raum SR standen zum Zeitpunkt der Untersuchung 1306 Datensätze zu PV Anlagen zur Verfügung. Dabei lagen 971 Anlagen unter 20 kWp und in Summe ergibt sich für SR 54.028,7 kWp. Für VOF stehen 1044 Datensätze zur Verfügung, mit 805 Anlagen unter 20 kWp, die in Summe 23.543,5 kWp ergeben. Das dazugehörige, auf 1 kWp genormte, Lastprofil für die regionale Solareinstrahlung wurde von der Website renewable.ninja entnommen. Die zur Verfügung gestellten Wetterdaten beruhen auf dem MERRA-2 Datenset der NASA und wurden von Staffell et al. zusammengetragen (Staffell and Pfenninger 2016). Sie stellen verzerrungskorrigierte Kapazitätsfaktoren für PV und Windkraftanlagen für verschiedene Jahre dar.

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme hat einschlägige Parameter für eine durchschnittliche PV Anlage ermittelt (Wirth 2020). Der durchschnittliche Wirkungsgrad bezogen auf die angegebene Nennleistung liegt bei 90 %. Die durchschnittliche Lebensdauer wird mit 25 Jahren angegeben (Kost, Schlegl, and Ise 2018). Die für 2019 ermittelten Investitionskosten liegen bei 1.050 €/kWp und die jährlichen Wartungskosten bei 1 % des Invest (Posch 2010).

Bezüglich Wasserkraft (HP) steht in SR ein großes Laufwasserkraftwerk mit einer Leistung von 21,5 MW zur Verfügung. In VOF wurden zehn Kleinanlagen mit je bis zu 500 kW ermittelt. Das Stromproduktionsprofil von Wasserkraftanlagen schwankt aufgrund wechselnder saisonaler Wasserstände. Jedoch wird im Modell eine über das Jahr gleich verteilte Stromerzeugung angenommen, da durch sensible Datenlage keine Zeitreihen zu den verschiedenen, lokalen Wasserkraftwerken ermittelt werden konnten.

In beiden Regionen stand 2019 keine Windkraft (WF) zur Verfügung.

Um den Strom aus erneuerbaren Energien vollständig auszunutzen und SUP durch erneuerbare Energien sichtbar zu machen, wird in der Betrachtung immer 100 % der PV und Wasserkraftanlagen ins Stromnetz eingespeist. Dies entspricht der in Deutschland vorliegenden Gesetzgebung, welcher der erneuerbaren Stromerzeugung Vorrang gegenüber der fossilen Stromerzeugung einräumt (Bundesamt für Justiz 2020c).

3.2.2 Heizkraftwerke

In SR stehen drei mit Biomasse oder Biogas befeuerte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 1.354 kW zur Verfügung, wobei zwei der Anlagen auch Wärme ausspeisen. In VOF stehen zehn Anlagen, wobei drei ausschließlich mit Hackschnitzel befeuerte Heizwerke ohne Stromproduktion darstellen. Die zusammengefasste elektrische Leistung liegt bei 4.780 kW. Der elektrische Wirkungsgrad von mit Biogas betriebenen KWK-Anlagen wird von Märtel (MärTEL 2011) mit 35 %

angegeben. Die Lebensdauer wird auf 20 Jahre angesetzt (Wang et al. 2016). Die mögliche Wärmeauskopplung ist laut Konstantin (Konstantin 2018) von der Nennleistung, vom Wärmeträgermedium und dessen Eigenschaften, sowie vom Anlagentyp abhängig. Für die mit Biomasse oder Biogas betriebenen Anlagen wird eine mögliche Strom-zu-Wärmeauskopplungsrate von 0,65 gewählt. Die Investitionskosten liegen laut Kost et al. (Kost, Schlegl, and Ise 2018) bei ca. 3.000 €/kW, die Wartungskosten werden mit 1 % veranschlagt. Bei der Versorgung mit Biomasse werden von Kost et al. Kosten von 0,03 €/kWh angegeben.

Zusätzlich benötigter Strom- und Fernwärmebedarf wird über konventionelle gasbefeuerte KWK-Technologien zur Verfügung gestellt. Diese befinden sich nicht direkt in der Region, sind aber in entsprechender kumulierter Größe umliegend vorhanden. Die aggregierten 65 MW_{el} werden als erdgasbefeuertes Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) mit einem elektr. Wirkungsgrad von 33,2 % (Posch 2010) und einer Strom-zu-Wärmeauskopplungsrate von 0,55 angesetzt. In einer europäischen Studie (Vatopoulos et al. 2013) werden die Investitionskosten für eine 65 MW_{el} GuD mit 787,5 €/kW mit ca. 3 % Wartungskosten angegeben.

Die Anlage mit 22 MW_{el} wird als erdgasbefeuertes Blockheizkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 0,46 % und einer Auskopplungsrate Strom-zu-Wärme von 0,85 definiert (ASUE 2011). Die Investitionskosten werden von der ASUE für eine Anlage dieser Größe mit ca. 400 €/kW, mit Wartungskosten von ca. 5 %, beziffert.

Zusätzlich zum erzeugten Methan aus PtM wird Erdgas mit Preis und Zusammensetzung Stand 2019 aus dem deutschen Gasnetz bezogen (BMWK 2022b; Bundesnetzagentur 2021). Die Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2021) beziffert das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden (alle Vertragskategorien) mit 1,56 ct/kWh für 2019. Deutschlandweit liegt die Preisschwankung 2019 zwischen 0,65 ct/kWh und 3,65 ct/ kWh. Im Modell wird daher ein Wert von 1,6 ct/kWh hinterlegt. Das Einsatzgebiet für Erdgas liegt dabei in der Versorgung der KWK-Anlagen und der Gebäudebeheizung und ist in seiner Kapazität nicht limitiert. Dadurch wird jederzeit eine vollständige Versorgung aller Technologien und Bedarfe gewährleistet.

In das Modell werden die Investitionskosten, die Produktions- sowie die Betriebs- und Wartungskosten (O&M) für jede Technologie einbezogen (Morgenthaler et al. 2020; Parra et al. 2017; Schiebahn et al. 2015). Die jährliche Teuerungsrate wird mit 2 % angenommen, basierend auf den KFW Sätzen 2019 (KFW-Bank 2020).

Die technischen und ökonomischen Kenndaten der regionalen Energieerzeugungstechnologien sind in Tabelle 3.11 zusammengefasst.

Tabelle 3.11: Techno-ökonomischer Dateninput für regionale Energieerzeugung (Bauer et al. 2022)

	Kapazität SR [kW]	Kapazität VOF [kW]	Invest [€/kW]	Verbrauch [€/m³]	Fix O&M [%]	Laufzeit [a]	Effizienz
Wasserkraft	21.500	5.000	5.250	0	1	80	0.85
PV	54.028	24.517	1.050	0	1	25	0.90
KWK bio	1.354	4.780	3.000	-	1	20	0.35
KWK 65 MW	65.000	65.000	788	-	2	25	0.33
KWK 22 MW	22.000	22.000	400	-	2	25	0.46
Erdgas	Inf	Inf	0	0.016	0	50	1.00
Biomasse	Inf	Inf	0	0.030	0	50	1.00

*Inf: Keine Limitierung zur Technologieoptimierung

3.3 Modellierung mit Calliope

In Calliope kann die jeweilige betrachtete Region in unterschiedliche hypothetische Standorte (Abbildung 3.18) strukturiert werden, welche entweder einem realen Ort über Ortskoordinaten, oder einem fiktiven Standort mit zugewiesenen Attributen entsprechen (z.B. Zusammenfassung aller G1 Gebäude).

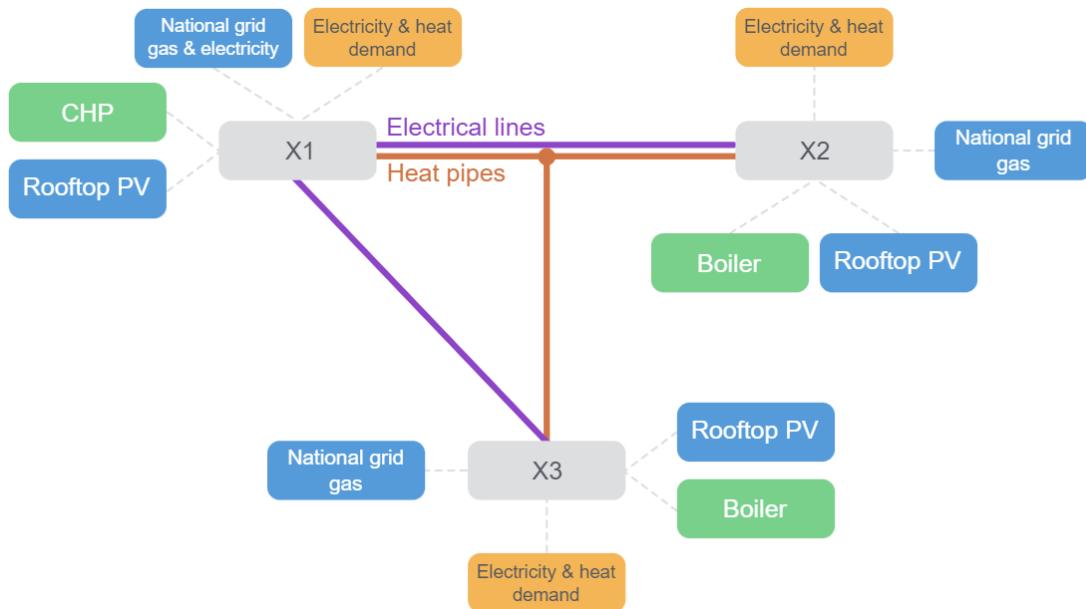


Abbildung 3.18: Aufbau Technologiestruktur Calliope (Pfenninger and Pickering 2018)

Diese Standorte werden direkt über theoretische Netzverbindungen miteinander verbunden, was nicht dem realen Netzaufbau entsprechen muss. Die Netzverbindungen sind im Modell als direkte Standortverbindungen hinterlegt, welche mit einem Wirkungsgrad für den Energietransport beaufschlagt werden können. Den Standorten können Technologien oder Bedarfe zugeordnet werden.

Durch dieses System können unterschiedliche Energieträger eingebunden werden (Pontes Luz and Amaro e Silva 2021; Laha and Chakraborty 2021). So ist in Abbildung 3.18 in Region X1 eine KWK-Anlage als Technologie und eine PV zugeordnet. Die KWK kann über den zugeordneten Gasnetzanschluss versorgt werden und kann in das Stromnetz einspeisen, um die Regionen X2 und X3 zu versorgen.

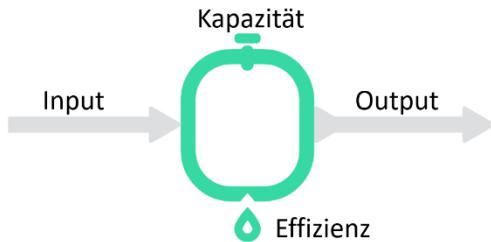


Abbildung 3.19: Grundsatzaufbau von Technologie in Calliope (Pfenninger and Pickering 2018)

Grundsätzlich sind die den Standorten zugeteilten Technologien wie in Abbildung 3.19 aufgebaut. Somit besteht die Möglichkeit, bei jeder Technologie eine Kapazität, einen Wirkungsgrad und deren In- und Outputs zu definieren. Dabei kann es sich beispielsweise um einen Versorger handeln, wie z.B. um eine Gaspipeline, welche dem System Ressourcen zur Verfügung stellt, oder eine Wandlungstechnologie wie einer KWK-Anlage, welche mit Gas unterschiedliche Energieträger produziert. Es besteht die Möglichkeit, mehrere Ströme für Input und Output fest zu definieren und über „resource“ Zeitreihen einzubinden (Abbildung 3.20).

```
supply_grid_power:
  essentials:
    name: 'National grid import'
    color: '#C5ABE3'
    parent: supply
    carrier: electricity
  constraints:
    resource: inf
    energy_cap_max: 2000
    lifetime: 25
  costs:
    monetary:
      interest_rate: 0.10
      energy_cap: 15
      om_con: 0.1 # 10p/kWh electricity price #ppt
```

Abbildung 3.20: Technologiedefinition in Calliope (Pfenninger and Pickering 2018)

Dafür werden CSV-Dateien mit den Zeitreihen in der Modellstruktur hinterlegt. Die Definition von Technologien und Bedarfen erfolgt über YAML-Dateien nach Abbildung 3.20. Das bedeutet, dass die Optimierung nur mit einem fixen Set von Parametern mit Zahlenwerten arbeiten kann. Diese Parameter können die hinterlegten Zeitreihen, z.B. für PV, begrenzen oder überschreiben.

Bauer et al. (Bauer et al. 2022) definiert die Struktur einer Energiezelle wie in Abbildung 3.21 dargestellt. Darin werden der Energiebedarf und die Technologien für Energieerzeugung und -speicherung in separaten Standorten platziert. Zwar kann jeder Technologie und jeder Gebäudeklasse ein eigener Standort zugewiesen werden, doch da eine Lastflussanalyse nicht Gegenstand der Untersuchung ist, wird für eine schnellere Berechenbarkeit auf diese Gruppierung zurückgegriffen.

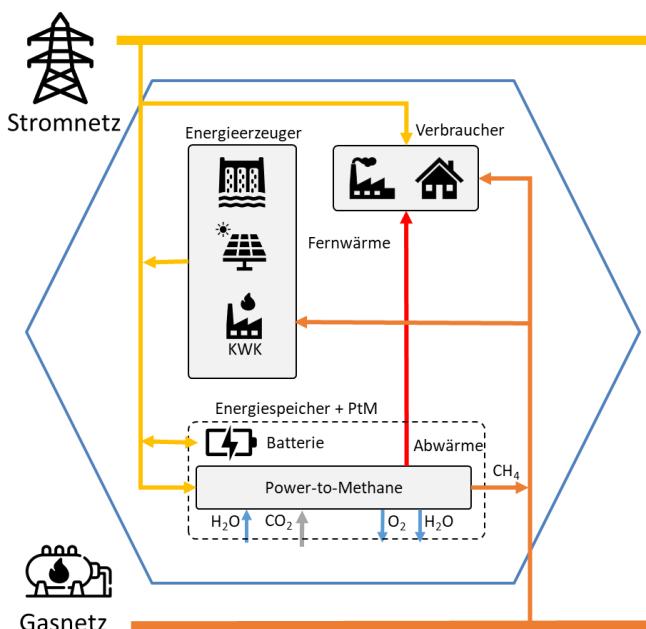


Abbildung 3.21: Technologiestruktur in Calliope für Energiezellensimulation

Das zu lösende Optimierungsproblem in Abbildung 3.21 stellt die Strom-, Gas- und Wärmeversorgung dar. Dabei wird versucht, den ausgewiesenen Bedarf der Verbraucher möglichst genau zu treffen. Die Optimierung kann z.B. über Kosten erfolgen, bzw. über die Wirtschaftlichkeit der Technologien. Dies wird im nächsten Punkt detaillierter dargestellt.

3.3.1 Optimierung

Das Optimierungsproblem wird in Calliope mit einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung (MILP) gelöst, wobei vorher ein zu optimierender Parameter festgelegt wird, z.B. Kostenminimierung für Energieerzeugung.

$$\begin{aligned} \text{min: } z = & \sum_{\text{loc::tech}_{cost,k}} (\text{cost(loc::tech, cost = cost}_k) \times \text{weight}_k) \\ & + \sum_{\text{loc::carrier,timestep}} (\text{unmet_demand(loc::carrier, timestep)} \times \text{bigM}) \end{aligned} \quad (9)$$

Die Optimierung zur Kostenminimierung des Energiesystems nach Gleichung (9) beruht auf den Technologiekosten „cost“ und einem Gewichtungsfaktor „weight_k“. Der Gewichtungsfaktor beinhaltet die vom Nutzer festgelegte Teuerungsrate bezogen auf den Betrachtungszeitraum. Zusätzlich besteht die Option, mit „unmet_demand“ den Bedarf durch die Optimierung nicht treffen zu müssen. So wird der Optimierung die Möglichkeit gegeben, einen Bedarf mit einer vorher festgelegten Genauigkeit „bigM“ näherungsweise statt exakt zu decken. Ein „unmet_demand“ kann sich beispielsweise einstellen, wenn nicht genügend Erzeugerkapazitäten existieren, oder aufgrund von Technologiekombinationen eine Überproduktion erfolgt.

Mit dieser Optimierung wird für jeden Zeitschritt eine Kostenhierarchie der beteiligten Technologien aufgebaut. Diese wird dann auf einen Energiebedarf eines Zeitschrittes bezogen, welcher mit den kostengünstigen Technologien zuerst abgedeckt wird.

Um die Kosten einer Technologie zu ermitteln, müssen deren Investitionskosten und die variablen Kosten miteinander kombiniert werden. Der Invest hängt von der Kapazität ab, welche vom Nutzer definiert wird. Die variablen Kosten ergeben sich aus der zeitlichen Technologieausnutzung und können vom Nutzer zusätzlich bepreist werden.

Um diese unterschiedlichsten Faktoren einfließen zu lassen, wurde die Methodik der gemittelten Gestehungskosten verwendet. Diese Methodik wird üblicherweise zum Vergleich von Stromerzeugungstechnologien verwendet (Larsson et al. 2014) und bezieht sich dabei auf den Preis pro produzierter Einheit, z.B. kWh. Diese Methodik lässt sich leicht auf andere Erzeugungstechnologien übertragen, um die Wirtschaftlichkeit zu bewerten. Die technologische Systemgrenze, bei der keine weiteren Kosten für Infrastruktur mehr berücksichtigt werden, muss hierfür genau definiert werden. In dieser Arbeit werden die standardisierten, anlagenbezogenen Gestehungskosten für PtM verwendet, das heißt es wird ein Investitionswert €/kW im Modell hinterlegt, welcher mit der gewählten Kapazität skaliert. Zusätzliche fallspezifische Faktoren wie Baugrundkosten oder benötigte zusätzliche Infrastruktur werden nicht berücksichtigt.

In der Kombination mit dem Annuitätsfaktor und der produzierten Stoffmenge, im Fall von PtM erneuerbares Methan (RNG), werden nach Gleichung (11) die gemittelten Gestehungskosten einer Technologie ermittelt. Die gemittelten Gestehungskosten „LC“ setzen sich aus den in der Modellierung definierten annualisierten Investkosten „cost_{invest}“, durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten und Wartungskosten „O&M“ und dem produzierten Produkt „RNG_{prod}“ der verwendeten Technologie PtM zusammen.

Der Annuitätsfaktor „af“ errechnet sich aus der Teuerungsrate „i“ und der Lebenszeit „T“ nach Gleichung (10).

$$af = \frac{i * (1 + i)^T}{(1 + i)^T - 1} \quad (10)$$

$$LC_{RNG} = \frac{(\Sigma(af * cost_{Invest}) + \Sigma(O\&M)_{var/fix})}{\Sigma(RNG_{prod})} \quad (11)$$

Beim Annuitätenansatz werden die Kosten in jährliche, beziehungsweise stündliche Kosten umgerechnet. Dieser Ansatz soll den Kostenvergleich von Technologien mit unterschiedlichen Lebensdauern ermöglichen. Da diese gemittelten stündlichen Kosten selbst mit diversen Annahmen verbunden sind, ist nur eine ungefähre Bewertung der Technologie möglich. So spielt die verwendete Teuerungsrate eine wichtige Rolle, stellt aber selbst nur eine abgeleitete Größe der durchschnittlichen Kapitalkosten dar. Die Zinssätze sind abhängig von Technologie, Investitionsumfang und Eigenkapitalfinanzierung und sind daher schwankend. Im Modell kann ein globaler oder ein anlagenspezifischer Wert hinterlegt werden.

$$\begin{aligned} & \sum_{loc::tech::carrier_{prod} \in loc::carrier} carrier_{prod}(loc :: tech :: carrier, timestep) \\ & + \sum_{loc::tech::carrier_{con} \in loc::carrier} carrier_{con}(loc :: tech :: carrier, timestep) \\ & + \sum_{loc::tech::carrier_{export} \in loc::carrier} carrier_{export}(loc :: tech :: carrier, timestep) \forall timestep \\ & \in timesteps \end{aligned} \quad (12)$$

Die Energiebilanzierung im System erfolgt mit der Gleichung (12). Durch die Bilanz wird sichergestellt, dass innerhalb jedes Standortes die Energieproduktion „carrier_{prod}“ und der -verbrauch „carrier_{con}“ ausgeglichen ist. „Carrier“ bezeichnet in diesem Fall den einer Technologie zugewiesenen Energie- oder Stoffstrom. Neben dem internen Abgleich wird mit „carrier_{export}“ die Möglichkeit geschaffen, auch über die Standortgrenzen hinweg Energie- oder Stoffströme zu senden.

Weitere mathematischen Formeln zur Lösung der Optimierung sind auf der Internetseite von Calliope (Pfenninger and Pickering 2021) ausführlich dokumentiert. Weitere Details der Optimierung und die verschiedenen Einschränkungen und Bedingungen sind in der Literatur beschrieben (Pfenninger and Pickering 2018; Pontes Luz and Amaro e Silva 2021).

Ziel der Kostenoptimierung ist es, zu jedem Zeitpunkt das Energiesystem mit der optimalen Technologie zu bedienen, um den Energiebedarf zu decken. Hierfür müssen die regionalen Energieerzeuger erfasst und die Daten in das Modell hinterlegt werden. Des Weiteren können regional bestehende Energiespeicher implementiert oder zusätzliche Speicher definiert werden, um die Speicherverwendung zu untersuchen.

3.3.2 Energiespeicher und Power-to-Methane

Zur Energiespeicherung und -wandlung wird eine PtM Anlage und eine zentrale Batteriespeicherung als negative Regelenergie nach Abbildung 3.22 definiert (Valdes et al. 2020; Bauer et al. 2022). Konzeptionell arbeitet die PtM Anlage mit einer Batterie und einem CH₄-Speicher zusammen. Das entstehende SUP soll hauptsächlich in der PtM genutzt werden, während die Batterie unterstützend wirken soll. Im Konzept für die Unterteilung in SUP für Batterie und PtM ist als Maß die Mindestkapazität für die PtM zum Anfahren angegeben. Das Konzept wurde in Javier et al. veröffentlicht (Valdes et al. 2020).

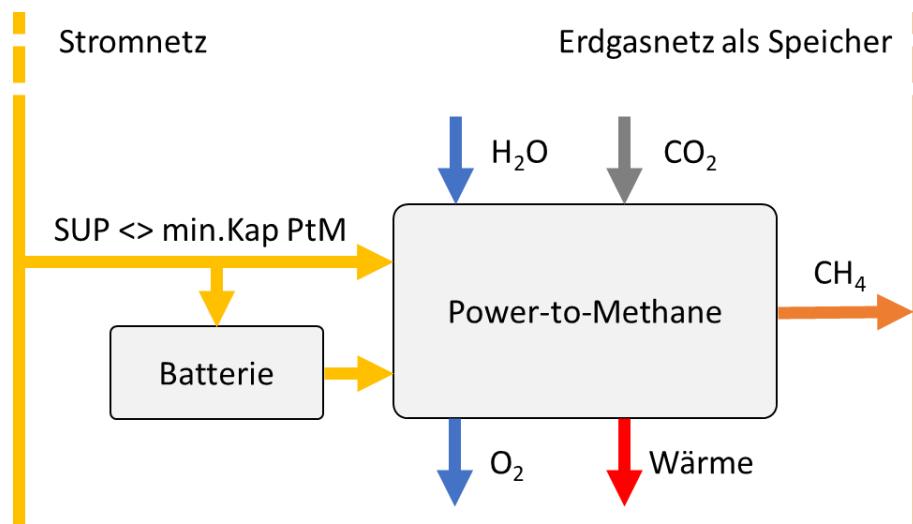


Abbildung 3.22: Power-to-Methane Konzept in Calliope (Valdes et al. 2020)

Tabelle 3.12 weist die notwendigen Stoffparameter für die Elektrolyse und Methanisierung nach den Formeln (1) und (2) auf (VDI e. V. 2013). Die Formeln geben das Stoffmengenverhältnis in mol vor, in dem die Stoffe umgewandelt werden. Die Parameter für Elektrolyse und Methanisierung sind auf 1 kW Strominput zur Elektrolyse genormt. Im Modell werden die Energieflüsse in kWh und die Stoffflüsse in Nm³ gerechnet.

Tabelle 3.12: Stoffparameter für Elektrolyse und Methanisierung, normiert auf 1 kW Input

Stoff	O ₂ (g)	H ₂ O (l)	H ₂ (g)	CO ₂ (g)	CH ₄ (g)
Brennwert [kWh/Nm ³]			3,5400		11,0600
Heizwert [kWh/Nm ³]			3,0000		9,9600
Molmasse [g/mol]	31,9980	18,0148	2,0158	44,0090	16,0426
Dichte [kg/Nm ³]	1,4290	1.000,0000	0,0899	1,9767	0,7177
Teilchen [mol/Nm ³]	44,6590	55.509,9141	44,5977	44,9158	44,7352
Elektrolyse					
Stoffmengenverhältnis	1,0000	2,0000	2,0000		
Volumen [Nm ³]	0,1040	0,0002	0,2083		
Stoffmenge [mol]	4,6456	9,2912	9,2912		
Masse [kg]	0,1486	0,1674	0,0187		
Wasserdampf [kg]		0,0187			
Methanisierung					
Stoffmengenverhältnis		2,0000	4,0000	1,0000	1,0000
Volumen [Nm ³]		0,0001	0,2083	0,0517	0,0519
Stoffmenge [mol]		4,6456	9,2912	2,3228	2,3228
Masse [kg]		0,0837	0,0187	0,1022	0,0373

Da aufgrund der zu erwartenden schwankenden SUP ein flexibles Lastverhalten des Elektrolyseurs benötigt wird, wird die Proton-Austausch-Membran Elektrolyse (PEM) im Modell hinterlegt. Die nominale H₂-Produktion für einen PEM-Elektrolysestack wird von H-TEC (H-TEC Systems 2019) mit 0,22 Nm³/h bei einer normierten elektrischen Nennlast von 1 kWh für die S-Serie in Bezug auf den oberen Heizwert angegeben. Für die 225 kW Anlage wird eine Leistung von 4,9 kWh/Nm³H₂ angegeben. Dies führt zu einem Systemwirkungsgrad von 74 - 75 %, der nahe an dem von Thema et al. (Thema, Bauer, and Sterner 2019) ermittelten Durchschnittswert von 77 % für realisierte Elektrolyseprojekte liegt. Der Lastbereich der S-Serie wird mit 0,26-1,88 kW angegeben, d.h. dass ab 26 % anliegender Leistung angefahren werden kann. Durch die Erhöhung der Kapazität durch Stackerausweiterung kann die minimal benötigte Anfahrkapazität verringert werden. So wird bei der 225 kW Anlage ein Leistungsbereich von 40-330 kW angeben, d.h. ab 17,77 % Grundlast kann angefahren werden. Mit diesen Werten wird nach den Gleichungen (13) und (14) die Grundlast „Cap_{min}“ berechnet, um bei späteren Änderungen im Leistungsbereich „Cap_{max}“ diese Grundlast anzupassen.

$$x = \lg(Cap_{min,2}/Cap_{min,1}) / \lg(Cap_{max,2}/Cap_{max,1}) \quad (13)$$

$$Cap_{min,2} = (Cap_{max,2}/Cap_{max,1})^x * Cap_{min,1} \quad (14)$$

Wie aus dem Leistungsbereich ersichtlich, kann der Elektrolyse Stack auch auf Überlast fahren. Dies geht jedoch auf die Lebensdauer der Zellen und wird im Modell nicht berücksichtigt. Somit ist die maximale Stackleistung auf 100 % der Kapazitätsangabe begrenzt. Die Lebensdauer der Stacks wird mit 35.000 Betriebsstunden angegeben (H-TEC Systems 2019). Der austretende H₂-Strom liegt mit einem Druck bis zu 30 bar vor und liegt damit auf einer geeigneten Druckstufe für die biologische Methanisierung, ohne eine Druckerhöhung zu benötigen. Die Betriebstemperatur liegt zwischen 30 - 70 °C, was eine Abwärmeausspeisung von ca. 65°C erlaubt. Diese Temperatur liegt auf dem gleichen Niveau, wie die Abwärme aus der biologischen Methanisierung, welche bei ca. 65 °C liegt. Die Investitionskosten lagen laut Thema et al. und durch eigene Nachforschungen 2018 bei ca. 1.900 €/kW für die PEM Elektrolyse (Thema et al. 2019). Thema et al. erwarten, dass die Preise in den nächsten Jahren bei steigender Nachfrage fallen und die Marke von 600 €/kW in 2030 und 500 €/kW in 2050 erreichen. Jedoch wird basierend auf einem konkreten Angebot von H-TEC in Calliope für die Elektrolyse ein Wert von 3.000 €/kW hinterlegt.

Der durch die Methanisierung erreichbare thermodynamische Wirkungsgrad in Bezug auf den oberen Heizwert gemäß Gleichung (2) beträgt 78 %. Laut Graf et al. (Graf, Krajete, and Schmack 2014) wird der Wirkungsgrad auch durch den energetischen Eigenverbrauch der PtM beeinflusst. Graf et al. geben für die biologische Methanisierung einen Bereich für den elektrischen Eigenverbrauch von 0,4 – 1,8 kWh/m³ RNG an.

Bezüglich der Methanisierung wird hier die biologische Variante aufgrund ihrer flexiblen Lastwechselcharakteristik und ihrer Robustheit gegenüber Gasverunreinigungen gewählt. Dies ermöglicht die einfache Nutzung von Klärgas aus den in den regionalen Kläranlagen vorhandenen Faultürmen ohne zusätzliche Gasreinigung als CO₂-Quelle. Darüber hinaus kann Biogas aus Biogasanlagen ohne Aufbereitung zur Methananreicherung verwendet werden. Die CO₂-Quelle wird nicht weiter detailliert und im Modell wird die CO₂-Versorgungskapazität als Infinitiv definiert, um jederzeit genügend CO₂ bereitzustellen zu können. Die Methanisierung wird konservativ mit einem elektrischen Energiebedarf „P con“ von 1,8 kWh/Nm³CH₄ für Pumpen, Heizung und unterstützende Systeme angenommen (Graf, Krajete, and Schmack 2014). Da der Eigenenergiebedarf vom verfügbaren SUP abgezogen werden muss, sinken H₂ und CH₄ Produktion. Dieser Schritt stellt eine zu iterierende Größe dar und die daraus resultierenden idealen (ohne Stromeigenverbrauch der Anlage) und realen Parameter werden in Tabelle 3.13 nach einer Iteration verglichen.

Der Eigenstromverbrauch der Methanisierung „bioMeth P con“ führt zu einem Output von 0,508 kW Methan pro 1 kW Leistungsaufnahme der PtM und senkt den Wirkungsgrad der biologischen PtM auf 51 %. Dieser Wert liegt etwas niedriger als der von Götz et al. (Götz et al. 2016a) und Graf et al. (Graf, Krajete, and Schmack 2014) dargestellte Wirkungsgrad von 54 %.

Tabelle 3.13: Stoff- und Energieströme für Elektrolyse und Methanisierung

Stoff- und Energieströme	ideal	real
Elektrolyse		
P _{el} , in [kW]	1,00000	0,90250
H ₂ O, in [Nm ³ /h]	0,00018	0,00016
H ₂ , out [Nm ³ /h]	0,20408	0,18418
H ₂ , out [kg/h]	0,01835	0,01656
O ₂ , out [Nm ³ /h]	0,10190	0,09196
O ₂ , out [kg/h]	0,14562	0,13142
H ₂ O, out [Nm ³ /h]	0,00002	0,00002
H ₂ , out Brennwert [kW]	0,72245	0,65200
H ₂ , out Heizwert [kW]	0,61224	0,55254
Q _{ab} Abwärme [kW]	0,27755	0,25049
Q _n Abwärme nutzbar [kW]	0,22204	0,20039
Q _v Verlustwärme [kW]	0,05551	0,05010
Methanisierung		
H ₂ , in [Nm ³ /h]	0,20408	0,18418
CO ₂ , in [Nm ³ /h]	0,05066	0,04572
CH ₄ , out [Nm ³ /h]	0,05086	0,04590
CH ₄ , out [kg/h]	0,03650	0,03294
H ₂ O, out [Nm ³ /h] (flüssig)	0,00008	0,00007
CH ₄ , out Brennwert [kW]	0,56255	0,50769
CH ₄ , out Heizwert [kW]	0,50660	0,45720
Q _{ab} Abwärme [kW]	0,15991	0,14432
Q _n Abwärme nutzbar [kW]	0,12793	0,11545
Q _v Verlustwärme [kW]	0,03198	0,02886

In Calliope wird das Gasnetz als ein Gasspeicher definiert, dessen Kapazität nicht begrenzt ist, damit jederzeit die gesamte Methanproduktion von PtM gespeichert werden kann. Dies soll eine direkte Rückverstromung im System durch gasgeführte KWK aufgrund von nicht speicherbarem Methan verhindern. Für den Speicher wird ein Wirkungsgrad von 99% jeweils für Be- und Entladen angenommen, sowie dass keine Speicherverluste über Zeit auftreten. Es werden keine Kosten für den Speicher angenommen.

Der als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff und der Wassereinsatz für die Elektrolyse werden berechnet. Die Wassergrundkosten hängen stark von der Wasserverfügbarkeit und der benötigten Aufreinigung für die Elektrolyse ab. Im Modell wird ein Preis von 3,27 €/m³ für Wasserbezug, Aufreinigung für Elektrolyse und Abwasserbehandlung angesetzt. Der anfallende Sauerstoff wird finanziell nicht bewertet.

Die für die Methanisierung benötigte CO₂-Menge wird berechnet. Da jedoch in den untersuchten Regionen Anlagen zur Biogas- und Faulgaserzeugung vorhanden sind, wird angenommen, dass das benötigte CO₂ von diesen kostenneutral zur Biogasaufbereitung bereitgestellt wird.

Die Investitionskosten (CAPEX) für die Biomethanisierung lagen laut Thema et al. (Thema, Bauer, and Sterner 2019) 2018 bei ca. 1.200 €/kW. Thema et al. (Thema, Bauer, and Sterner 2019) erwarten, dass die Preise in den nächsten Jahren bei steigender Nachfrage fallen und die Marke von 700 €/kW in

2030 und 300 €/kW in 2050 erreichen. Basierend auf eigener Recherche lag der Preis bei Angeboten 2019 höher, daher wird in Calliope für die Methanisierung ein Wert von 1.568 €/kW hinterlegt. Damit ergibt sich für PtM (Elektrolyse und Methanisierung) ein Invest von 4.568 €/kW für 2019.

Als Datengrundlage für die Batterie wird eine Kapazität von 10 % der regionalen PV Leistung angenommen. Zusätzlich wird die Lade- und Entladegeschwindigkeit der Batterie mit 25 % der maximalen Kapazität pro Stunde angenommen. Dies ermöglicht es der Batterie, kleinere Leistungsüberschüsse auszugleichen, die zum Hochfahren eines PtM-Systems immer noch zu gering wären. Es wird angenommen, dass die Batterie aufgrund der kurzen Speicherdauer keinen Verlust von gespeichertem Strom aufweist. Der Wirkungsgrad des Ladens und Entladens wird mit 90 % angesetzt. Die Investitionskosten von 1.008 €/kW sind einer Marktübersicht für Batteriespeicher entnommen (C.A.R.M.E.N. e.V. 2020) (S. 20) und werden mit einer Lebensdauer von 11 Jahren verrechnet. Die jährlichen Wartungskosten werden auf 2,5 % vom Invest festgelegt.

Die technischen und ökonomischen Kenndaten sind in Tabelle 3.14 zusammengefasst.

Tabelle 3.14: Techno-ökonomischer Dateninput für regionale Speichertechnologien (Bauer et al. 2022)

	Kapazität SR [kW]	Kapazität VOF [kW]	Invest [€/kW]	Verbrauch [€/m³]	Fix O&M [%]	Laufzeit [a]	Effizienz
PtM	Inf	Inf	4.568	-	3	25	0,51
Batterie	5.403	2.452	1.008	-	2,5	11	0,90
CH ₄ -Speicher	Inf	Inf	0	0	0	50	0,99
H ₂ O	Inf	Inf	0	3,27	0	25	1,00
CO ₂	Inf	Inf	0	0/0,198/-0,05	0	25	1,00

*Inf: Keine Limitierung zur Technologieoptimierung

Die PtM Technologie wird in Calliope als komplexe Wandlungstechnologie mit mehreren Inputs und Outputs definiert. Da das Calliope Modell nicht alle unterschiedlichen Stoffströme und Wechselwirkungen von PtM dynamisch simulieren kann, wird eine lineare Betrachtung über Gesamtwirkungsgrade genutzt. Im Code wird dies, wie in Abbildung 3.23 dargestellt, über die direkte Wirkungsgradumrechnung gemäß Gleichung (3) hinterlegt. Da in den Regionen kein Wasserstoffbedarf vorliegt, kann jeglicher Wasserstoff direkt in Methan umgewandelt werden. Das erzeugte Methan wird in das Gasnetz eingespeist und in den Regionen für die Bedarfsabdeckung von Strom und Wärme genutzt. Die Kapazität der PtM wird in der ersten Betrachtung unterschiedlicher Szenarien nicht begrenzt, um den maximalen SUP und dessen Verwertung durch PtM zu untersuchen.

```

# conversion
PtM:
    essentials:
        name: PtM
        color: '#E4AB97'
        parent: conversion_plus
        carrier_in: power
        carrier_in_2: co2
        carrier_in_3: h2o
        carrier_out: gas
        carrier_out_2: heat
        carrier_out_3: o2
        primary_carrier_in: power
        primary_carrier_out: gas
    constraints:
        energy_eff: 1
        energy_cap_max: inf
        carrier_ratios:
            carrier_in.power: 1
            carrier_in_2.co2: 0.04572
            carrier_in_3.h2o: 0.00016
            carrier_out.gas: 0.50769
            carrier_out_2.heat: 0.31584
            carrier_out_3.o2: 0.09196
        lifetime: 25
    costs:
        monetary:
            interest_rate: 0.02
            energy_cap: 4568
            om_annual: 137
            om_prod: 0

```

Abbildung 3.23: Calliope Code für Power-to-Methane

Die angedachte Regelung, dass das entstehende SUP die Batterieladung bestimmt, konnte in Calliope nicht umgesetzt werden. Stattdessen werden in Calliope die Gestehungskosten (LC) als Kriterium für die Technologiehierarchie genutzt, welche mit den Daten unter „monetary“ berechnet werden. Da die Betriebskosten der Batterie geringer sind, wird somit die Batterie vorrangig gegenüber der PtM für die SUP Verwertung genutzt. Jeglicher nicht durch die Batterie verwerteter SUP steht dann der PtM zur Verfügung. Die daraus resultierenden Probleme der Batterie werden unter Punkt 3.3.2.2 erläutert.

3.3.1 Auswertung

Die im Kapitel 3.1.2 dargelegten validierten Bedarfsdaten sind bezogen auf das Jahr 2019. Die nachfolgenden Ergebnisse geben somit den konkreten gemessenen Jahresbedarf für Strom der Regionen wieder. Das ermittelte SUP kann aber wegen der getroffenen Annahmen von der Realität abweichen. Die Ergebnisse der Calliope Optimierung basieren auf der Version 0.6.6 und dem Solver Gurobi (“Gurobi Optimizer” n.d.).

Es werden 30 verschiedene Szenarien für SR und VOF in Calliope berechnet. Dabei wird der Zeitraum zwischen 2015 – 2019 gewählt, um den Einfluss der Wetterdaten zu untersuchen. Der Energiebedarf

der Gebäudekategorien und die Technologien werden für die Szenarien nicht variiert. Die beiden verschiedenen Lastprofile (SLP und RLP) werden mit je drei Varianten von PtM untersucht.

In der ersten Variante ohne PtM (no PtM) werden die Auswirkungen auf die Entnahme des Gasnetzes untersucht. In der zweiten Variante wird PtM ohne Gasnetzanschluss betrachtet (PtM unstored), so dass keine Speichermöglichkeit für das erzeugte Gas besteht und es direkt verwertet werden muss. Ein Beispiel für dieses Szenario wäre eine Insellösung für eine Biogasanlage mit nachgeschalteter KWK ohne Gasnetzanschluss. Die dritte Variante wird mit dem Gasnetzanschluss als Speichermöglichkeit simuliert (PtM stored). In allen drei Varianten wird die Kapazität der verwendeten Technologien nicht variiert.

Die folgenden Abbildungen zeigen den beispielhaften Verlauf der Nachfragekurven für Strom und Wärme vom 1. bis 7. Februar 2019, einer typischen Winterwoche. Auf der y-Achse ist der Strombedarf und die -erzeugung in MWh aufgetragen, auf der x-Achse eine stündliche Zeitunterteilung. Die rote Stromnachfragelinie mit den typischen Mittagsspitzen (Abbildung 3.24 und Abbildung 3.25) ist am Wochenende deutlich niedriger als unter der Woche. Die Stromerzeuger sind als positive Balken dargestellt, während die Stromentnahme durch Batterie oder PtM in den negativen Bereich geht. Durch die Vorgabe, die erneuerbaren Energiesysteme immer vollständig auszunutzen, nutzt die Optimierung die vorhandenen gasbefeuerten KWK, um den restlichen Strombedarf flexibel abzudecken. Dies entspricht der in Deutschland vorliegenden Gesetzgebung, welcher der erneuerbaren Stromerzeugung Vorrang gegenüber der fossilen Stromerzeugung einräumt (Bundesamt für Justiz 2020c). Wird in Calliope die Nutzung von EE-Erzeugern nicht erzwungen, dann regelt Calliope die EE-Erzeugung ab und gewährt der KWK Vorrang. Dies liegt daran, dass die KWK für die Abdeckung der Fernwärme benötigt wird (Abbildung 3.26 und Abbildung 3.27). Calliope entscheidet dabei anhand des integrierten Entscheidungskriterium, welche Technologien am besten für die Abdeckung einzusetzen ist. Aus diesem Grund fehlt in den aufgeführten Technologien beispielsweise die mit Biomasse befeuerte KWK, da diese höhere Gestehungskosten aufweist als die gasbefeuerte Variante und genügend Kapazität zur Verfügung steht, um den ausgewiesenen Bedarf abzudecken.

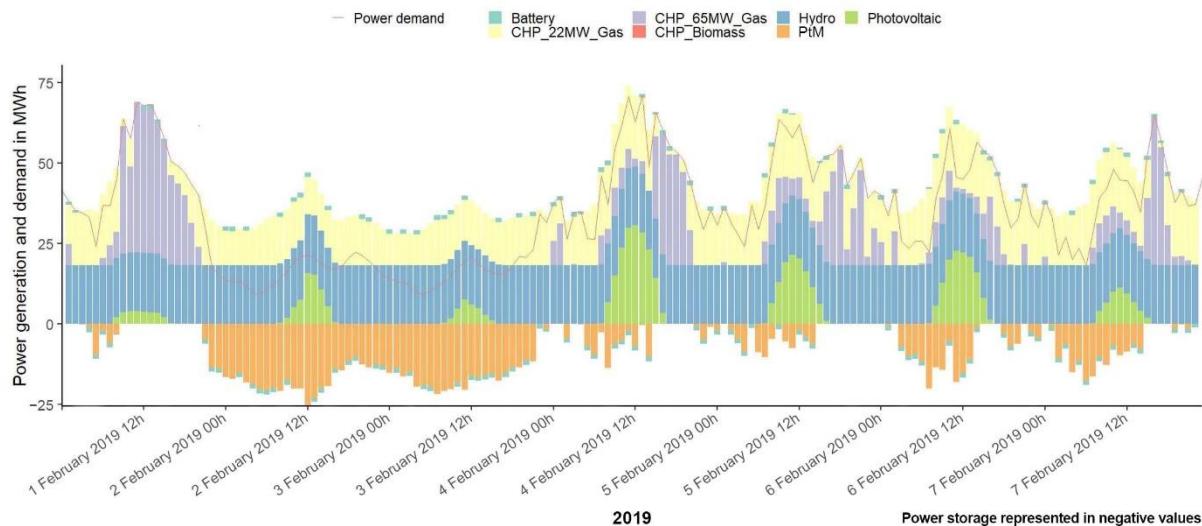


Abbildung 3.24: Strombedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019 (Bauer et al. 2022)

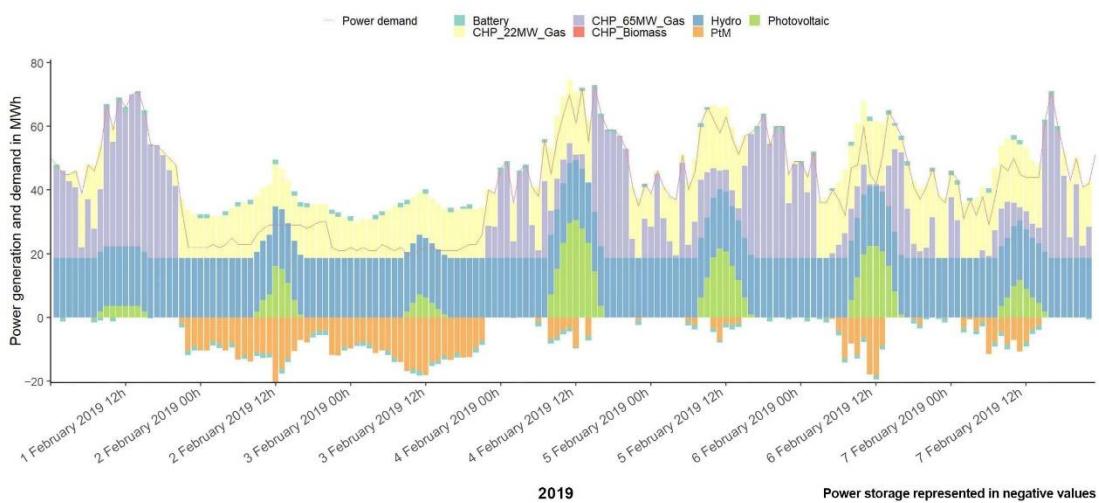


Abbildung 3.25: Strombedarf für Reallastprofil Straubing Februar 2019 (Bauer et al. 2022)

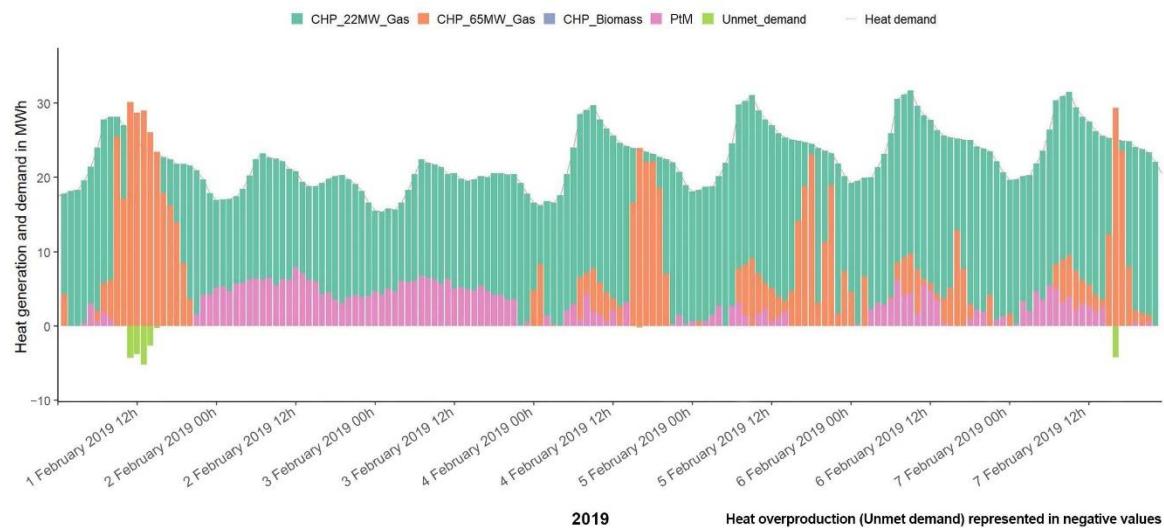


Abbildung 3.26: Wärmebedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019 (Bauer et al. 2022)

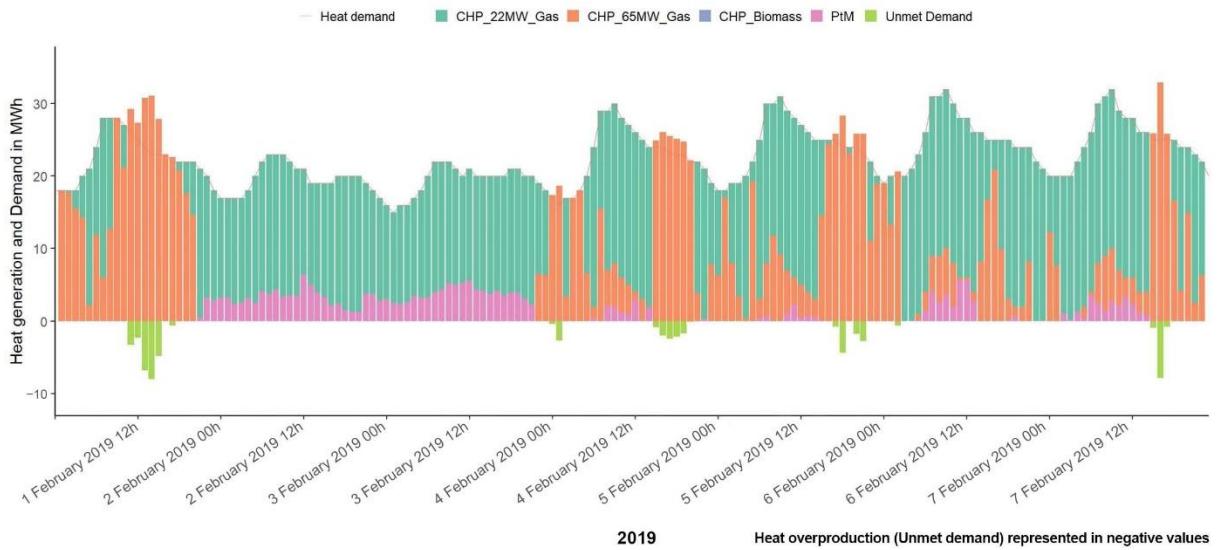


Abbildung 3.27: Wärmebedarf für Reallastprofil Straubing Februar 2019 (Bauer et al. 2022)

Abbildung 3.26 und Abbildung 3.27 zeigen, dass der Fernwärmebedarf sehr gut gedeckt wird. Die Wärmeüberschussspitzen liegen an dem benötigten Strom aus der KWK, wenn mehr Strombedarf vorliegt. Im Gegensatz dazu zeigen Abbildung 3.24 und Abbildung 3.25, dass die vorrangige Nutzung der erneuerbaren Energien zu einem Überschuss bei der Stromerzeugung durch KWK führt. Da die Anforderungen ständig wechseln und die Technologien unterschiedliche Effizienzen in der Energieproduktion aufweisen, kann dies im Zusammenspiel der Technologien für die Abdeckung des Wärme- und Strombedarfs einen Stromüberschuss erzeugen. Dieser Stromüberschuss liegt in Wirklichkeit dann als Stromüberschusspotenzial (SUP) vor, denn um das Stromnetz vor Überladung zu schützen, muss das SUP abgeregelt, in Stromspeichern abgenommen oder ins überregionale Netz rückgespeist werden. Wird mehr Wärme als nötig erzeugt, wird dieser Wärmeüberschuss an die Umwelt über entsprechend dimensionierte Kühltürme abgegeben. In der Optimierung wird das entstehende SUP in einer Batterie gespeichert und/oder durch PtM in Methan umgewandelt. Die Methanproduktion durch PtM kann wiederum zur Deckung des Gasbedarfs verwendet werden. Der Unterschied zwischen der Verwendung von SLP in Abbildung 3.24 gegenüber RLP in Abbildung 3.25 ist an der Variation der roten Strombedarfslinie zu erkennen. Das RLP weist hierbei wesentlich größere und abrupte Sprünge und ein eher uneinheitlicheres Verhalten auf. Auch die Strombedarfssenken fallen bei RLP nicht so tief aus. Doch genau diese Lastkurven beeinflussen das Betriebsszenario für Energiespeicher und werden deshalb nachfolgend detaillierter untersucht. Die Batterie weist aufgrund der im Vergleich zu PtM niedrigeren LC (0,22 €/kWh für Batterie zu 0,31 €/kWh für PtM) viele Ladezyklen auf, da Calliope versucht, das SUP mit der Batterie zu verwerten bzw. abzubauen.

3.3.1.1 Ergebnisse mit Standardlastprofilen

Das erste Szenario „no PtM“ ohne PtM dient als erste Abschätzung des resultierenden regionalen Stromüberschusspotenzials und der Entnahme aus dem Gasnetz. Dies ermöglicht einen Vergleich, wie sich PtM in diesem Zusammenhang auswirken wird.

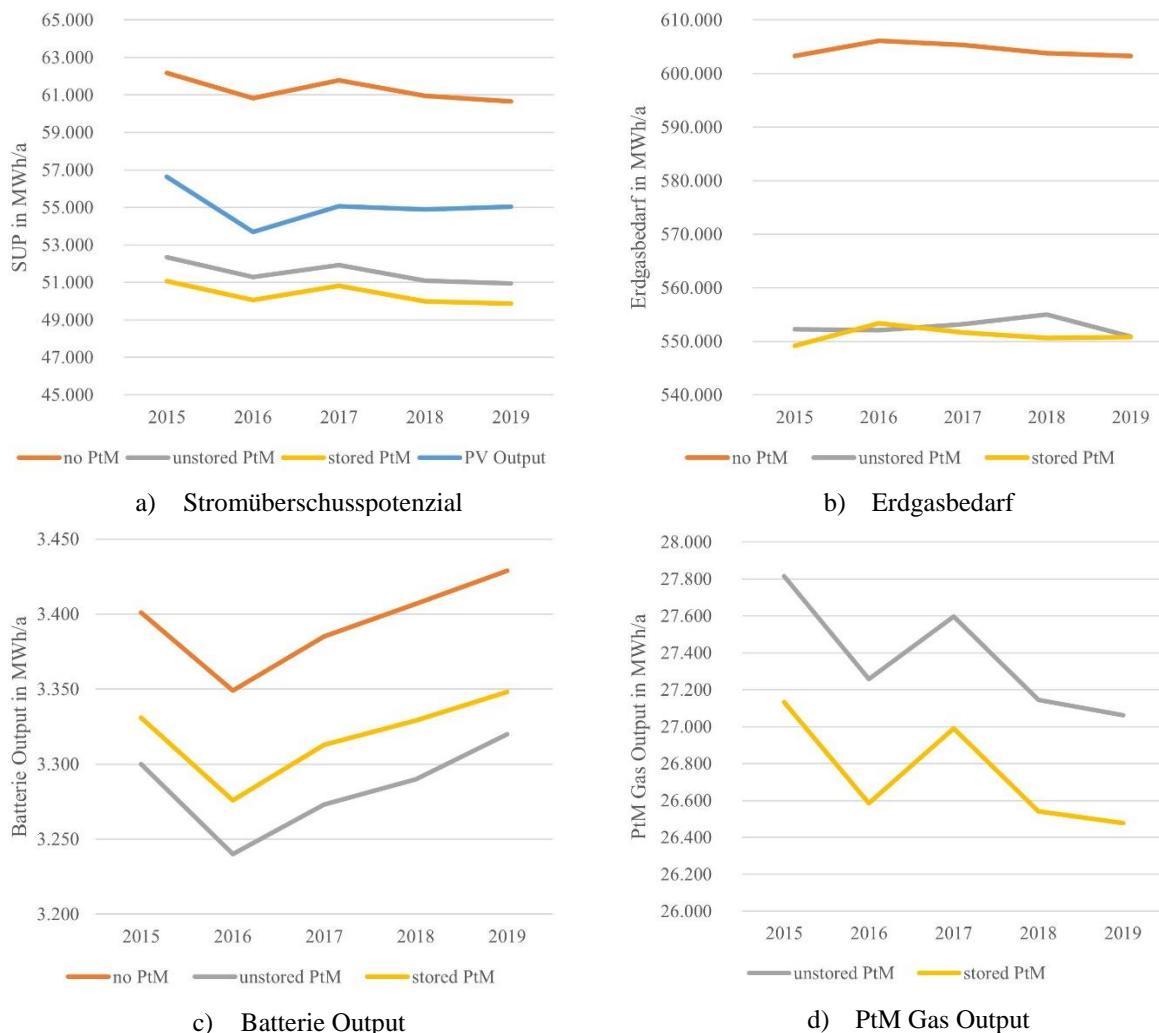


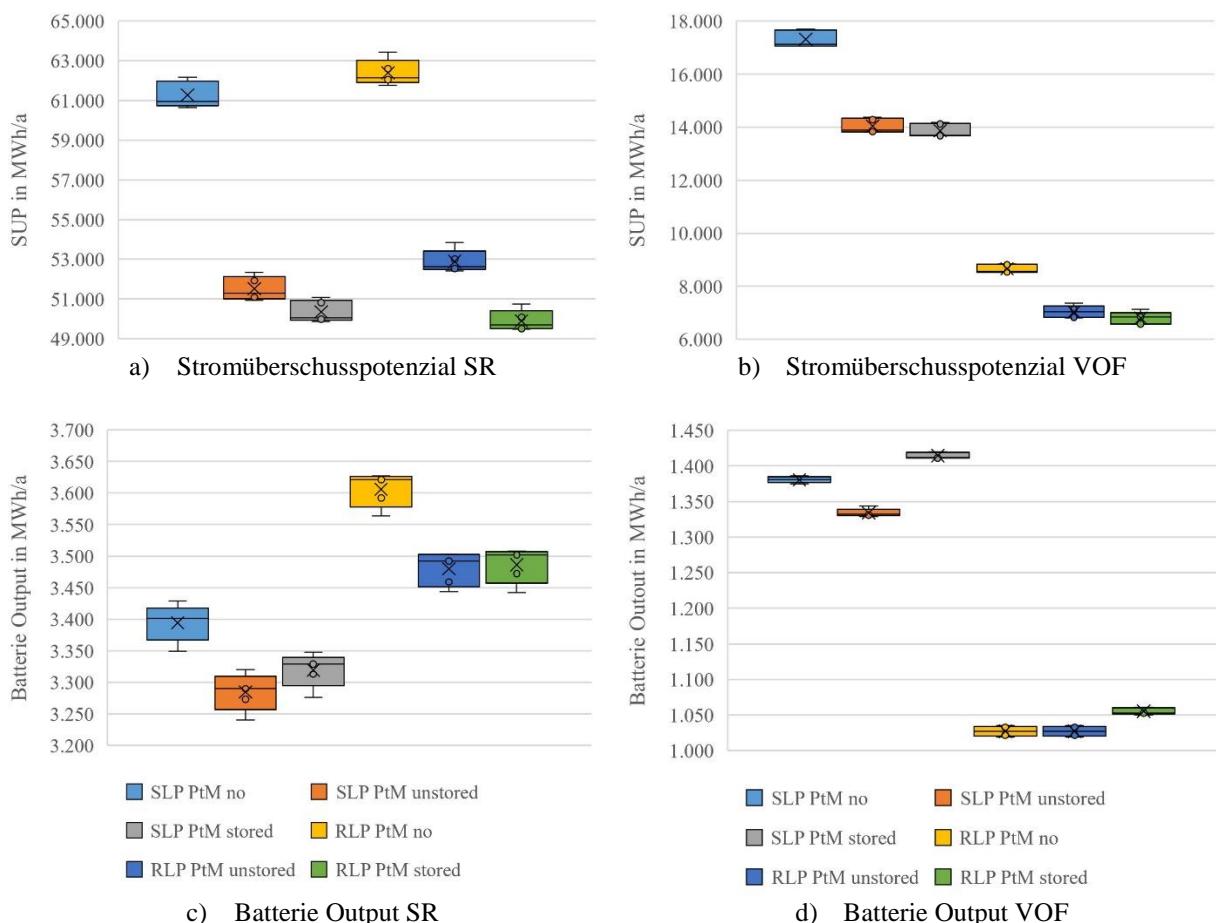
Abbildung 3.28: Ergebnisse für Standardlastprofil Straubing unterschiedlicher Szenarien (Bauer et al. 2022)

Abbildung 3.28 zeigt unter a) die Ergebnisse der SUP aus den drei PtM Szenarien im Vergleich zur Stromproduktion aus PV, die in den verschiedenen Jahren durch die Wetterlage variiert. Es ist zu erkennen, dass sich der Trend in der PV-Stromerzeugung in den ersten Jahren auf das Stromüberschusspotenzial auswirkt, auch wenn der Trend im Jahr 2019 leicht divergiert. Dies mag auf den ersten Blick überraschen, da sich nur die Daten zur Sonneneinstrahlung geändert haben. Dieses Phänomen ist jedoch auf den Stromüberschuss zurückzuführen, der durch die KWK zur Deckung des Wärmebedarfs erzeugt wird. Das SUP wird durch den Einsatz von PtM im Szenario „unstored PtM“ um 16,4 % und durch eine geeignete Speicherung oder Netzanbindung im Szenario „stored PtM“ um 18,9 % reduziert. Im Vergleich zwischen b) und d) zeigt der Einsatz von PtM eine reduzierte

Erdgasentnahme um mehr als seine eigene erzeugte Gasmenge. Dies liegt an der ausgespeistenen Abwärme, durch die weniger wärmegeführte KWK benötigt wird. Der Erdgasbedarf wird durch eine Gaspeichermöglichkeit von PtM im Szenario „stored PtM“ nur inkonsistent gegenüber „unstored PtM“ verringert. Das Profil der Batterie unter c) entspricht in den Szenarien etwa dem der PV. Der Vergleich zwischen a) und d) legt nahe, dass mit einer Speichermöglichkeit die Gasproduktion von PtM effizienter gestaltet wird, obwohl um 2 % weniger Gas produziert wird. Das verringerte SUP könnte aber auch durch eine bessere Auslastung der Batterie zustande kommen, welche die verringerte Gasproduktion von PtM mit Gaspeicher kompensiert.

3.3.1.2 Vergleich Real- zu Standardlastprofil

Abbildung 3.29 zeigt als Boxplots die Lage- und Streuungsmaße der die wichtigsten Ergebnisse der drei Szenarien für PtM über den Betrachtungszeitraum von 5 Jahren für die verschiedenen Lastprofile. Die linke Seite beinhaltet die Ergebnisse für SR, rechts für VOF. Die Ergebnisse sind im Anhang A.1 tabellarisiert.



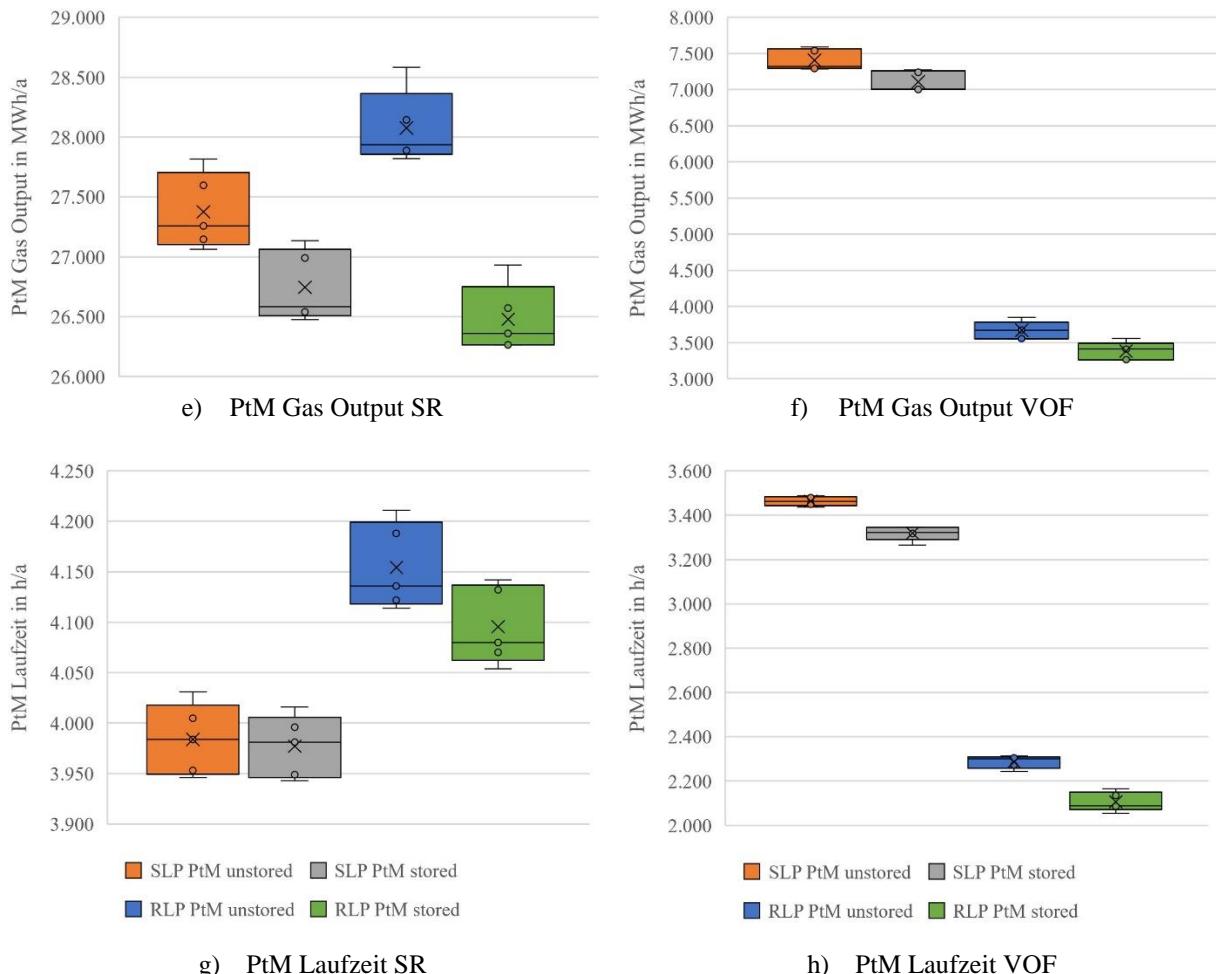


Abbildung 3.29: Evaluierung der verschiedenen Lastprofile für Straubing (SR) und Vilshofen (VOF)

Das SUP in a) zeigt den Unterschied zwischen SLP und RLP für SR. Die mittlere Abweichung zwischen Maximal- und Minimalwert bei SLP liegt bei 2,56 %, bei RLP bei 2,65 %. Dies zeigt, dass die Veränderung der Wetterdaten bezogen auf PV in einer 5 Jahresbetrachtung nur zu einer geringfügigen Veränderung des SUP führt. Im Vergleich zwischen SLP und RLP steigt das SUP beim Szenario „no PtM“ um 1,82%, bei „unstored“ um 2,67 % und bei „stored“ sinkt es um 0,91 %. Die Abweichungen lassen sich auf die stündliche Ausprägung der LP zurückführen. Da das RLP oft sprunghafter verläuft und die Bedarfszeiten zwischen SLP und RLP abweichen, kann es zu Bedarfsverschiebungen kommen, welche sich auf die Betriebsweise der beteiligten Technologien auswirkt. Durch den steigenden SUP steigt auch die Nutzung der Batterie und PtM. Im Vergleich der Szenarien „PtM unstored/stored“ zeigt sich, dass zwar für „stored“ der SUP sinkt und dies mit einer Verringerung des PtM Betriebes einhergeht, jedoch die Batterie mehr leistet. Dies ist für alle Szenarien gültig.

In VOF schwankt der SUP bei SLP im Mittel um 3,84 %, bei RLP um 4,15 %. Der Einsatz von RLP führt zu einer drastischen Verringerung des SUP um 49,71 %. Dieser Einbruch wird direkt in PtM

übertragen und der PtM Output sinkt um 47,59 %. Da für beide Regionen die gleichen Technologien und Bedarfskurven angesetzt wurden, kann dies nur an den Gebäudeprofilen und der Gebäudeanzahl liegen. Die verwendeten gewerblich und industriell genutzten RLP zeigen im Vergleich zu den SLP größere Sprünge und Veränderungen in den Lastkurven. Daten zu den RLP-Haushalten zeigen dagegen weniger Schwankungen im Tagesverlauf. Dies führt zu einer Glättung der Lastkurve für Regionen mit einem hohen Anteil der Stromnachfrage von Haushalten und geringeren Anteilen von Gewerbe und Industrie. Da dies für die ländliche Region VOF der Fall ist, hat die Zusammensetzung der Nachfrage einen viel größeren Einfluss auf den SUP als in SR. Ansonsten war die Batterie- und PtM Auslastung über die Jahre hinweg relativ konstant. Die mittlere Abweichung der Batterie beträgt 2,07 % für SLP, 2,30 % für RLP. Für PtM liegen die Werte bei 4,01 % und 4,82 %.

Die Laufzeit der PtM ergibt sich aus den Zeiten, wenn SUP vorhanden ist. Nach Abbildung 3.24 zeigt sich, dass der hauptsächliche SUP durch Überproduktion unter der Woche oder durch geringen Bedarf am Wochenende vorliegt. Wenn eine PV Anlage im Jahresmittel täglich 12 h läuft, ergibt sich eine Laufzeit von 4368 h. Wenn die PtM jedes Wochenende zwei Tage durchläuft, ergeben sich 2.500 h. Dementsprechend sind Laufzeiten zwischen 2.500 - 4.000 h zu erwarten. Für SR ergeben sich für die SLP PtM Szenarien ähnliche Laufzeiten, wobei „stored“ im Mittel um 1,71 % niedriger liegt. Der PtM Output ist im Vergleich um 2,35 % niedriger. Für VOF ergeben sich hierfür bei „stored“ im Mittel um 4,34 % niedrigere Werte, was fast der gleichen Senkung des PtM Output mit 4,22 % entspricht. Die durch das RLP Szenario hervorgerufene Änderung des SUP überträgt sich auf die PtM Laufzeit. So bricht in VOF auch die Laufzeit um 57,58 % ein. Während in SR die Laufzeit für alle Szenarien um die 4.000 h beträgt und auch für RLP nicht einbricht, ist in VOF die SLP Projektion mit ca. 3.400 h bei RLP nicht zu halten. Dies verdeutlicht, dass die Kenntnis über den regionalen Energiebedarf für eine zuverlässige PtM Auswertung nicht nur mit SLP betrachtet werden sollte. Gerade dann nicht, wenn bestimmte Gebäudearten in der Region stark über- oder unterrepräsentiert sind. Dann ist die Verwendung von regionalen realen Lastprofilen für die Auswertung entscheidend.

Obwohl das SUP in VOF deutlich geringer war, sank die Laufzeit der PtM nicht in gleichem Maße. Dies kann daran liegen, dass die Zeiten für einen Stromüberschuss in beiden Regionen gleich waren. Allerdings korrelierte die Größe des SUP in VOF in einer plausiblen Größenordnung.

Abbildung 3.30 zeigt die Differenz des gesamten Strombedarfes über das Jahr 2019 für SR durch Subtraktion der RLP von der SLP in kWh. Jeder Wert über Null bedeutet, dass die SLP vorherrschend ist und umgekehrt. Es ist zu erkennen, dass im Winter die Stromnachfrage durch die SLP tendenziell unterschätzt wird, während im Sommer in SR eher eine Überschätzung auftritt. Dennoch zeigt sich, dass über das gesamte Jahr hinweg starke tägliche Spitzen auftreten, die überwiegend im positiven Bereich liegen. Diese Spitzen sind im Stromnetz entscheidend, wenn es um die Nutzung des SUP mit Regelennergien geht. Aufgrund dessen ist es wichtig, nicht nur eine Betrachtung mit standardisierten

Werten vorzunehmen. Durch eine genaue Standortanalyse mit der Erhebung lokaler Daten kann eine viel konkretere Bewertung und Auslegung von Speichern und deren Kapazität vorgenommen werden.

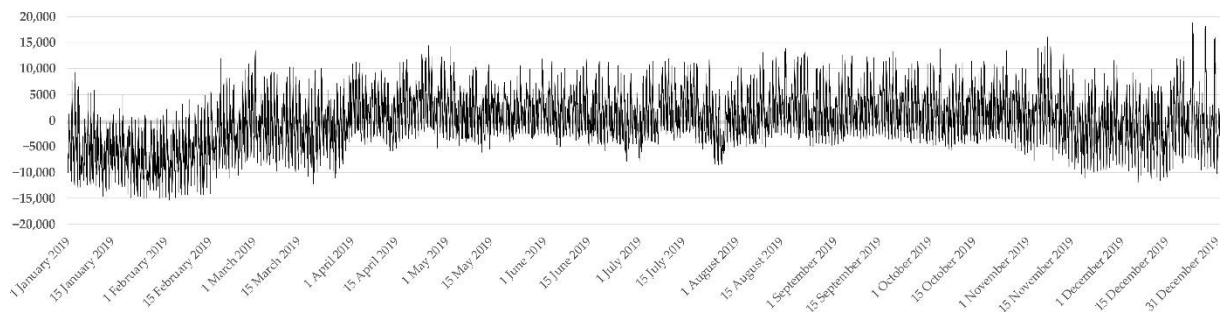


Abbildung 3.30: Mittlere Abweichung zwischen Standard- und Reallastprofil für Straubing 2019 (Bauer et al. 2022)

3.3.2 Diskussion

Aus den Ergebnissen der verschiedenen Szenarien der Energiezellensimulation lassen sich allgemeine Aussagen darüber treffen, ob Energiespeichersysteme in den betrachteten Regionen ein Anwendungspotenzial besitzen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Konzepte PtM und Batterie kombinierbar sind und sich nicht gegenseitig ausschließen. In VOF hat die SLP-Variante eine Laufzeit unter 4.000 h für PtM, doch der Rückgang der Laufzeit unter 2.500 h bei Verwendung der RLP Daten in VOF zeigt, dass eine detaillierte Datenerfassung auf lokaler Ebene für eine genaue Standortanalyse unerlässlich ist, um eine verlässliche Abschätzung für eine PtM Auslastung zu gewährleisten. Die Wasserstofferzeugung wird in der Optimierung nicht separat betrachtet.

3.3.2.1 Auswirkungen von raumzeitlichen Entscheidungen

Die Auswertung zeigt, dass in kleinen Städten und ländlichen Regionen Stromüberschusspotenziale vorhanden sind, auch in Regionen ohne Windkraftanlagen. Die Witterungseinflüsse auf die Szenarien werden anhand unterschiedlicher Jahre für die Solarstrahlungsdaten untersucht. Diese Unterschiede werden oft als entscheidend bezeichnet, wenn es um die Schwankungen in den Stromüberschüssen geht (Ramirez Camargo et al. 2019). Es zeigt sich, dass die Witterung in den betrachteten Jahren einen Einfluss auf die PV-Laufzeit und PV-Leistung hat, die Schwankungen sind aber bis auf 2016 gering. Der Einbruch in 2016 spiegelt sich auch im Stromüberschuss in Abbildung 3.28 wieder und überträgt sich auf die Laufzeit und den Output der Speichertechnologien.

Die getroffenen regionalen Vereinfachungen betreffen sowohl den Dateninput aus den OSM-Daten, als auch die verfügbaren Bedarfsdaten. In der Wissenschaft ist bekannt, dass die OSM-Daten hauptsächlich von Hobbygeographen und Nichtfachleuten erhoben werden, was Zweifel an der

Qualität der verwendeten OSM-Daten aufkommen lässt (Mooney, Corcoran, and Winstanley 2010). Je größer eine Stadt ist, desto besser ist die Qualität der Daten, da die Zahl der freiwilligen Kartierer mit der Stadtgröße deutlich zunimmt (Pach 2012).

Weitere Abweichungen in den Bedarfsdaten ergeben sich durch die Standardisierung der Gebäudeklassifizierung, vor allem durch fehlende Informationen über Gebäudetyp, Gebäudeeigenschaften oder gemischte Gebäudenutzung. Je größer die gewählte geografische Energiezelle, desto größer sind die erforderlichen Vereinfachungen. Abhängig davon, wie man die Anzahl der Gebäude bestimmt, kann es auch hier zu entsprechenden Abweichungen kommen. Zur Ermittlung der Gebäudeanzahl müssen viele Faktoren einbezogen werden. So kann beispielsweise eine große Garage in die Kategorie Einfamilienhaus fallen und wird somit mit einem nicht vorhandenen Energiebedarf belastet. Dieser Fall würde sich zwar nicht auf den Jahresendverbrauch in der Forschungsarbeit auswirken, da dieser anders ermittelt wird, wohl aber auf den errechneten Durchschnittsverbrauch für die Gebäudekategorie. Dies führt zu einer Veränderung des stündlich aufgelösten Lastprofils. Die Auswirkungen eines veränderten stündlichen Lastprofiles sind im RLP-Vergleich in Abbildung 3.29 in Bezug auf VOF mit einer Halbierung des zur Verfügung stehenden SUP verdeutlicht. Daher wird mit der Einführung der Gebäudeklasse „ZD“ eine Gebäudekorrektur zur Verbesserung der Gebäudeklassifizierung vorgenommen (Tabelle 3.3). In dieser Klasse werden Gebäude, die unter einer bestimmten Dachfläche liegen, einer Gebäudekategorie ohne Bedarf zugeordnet.

Valdes et al. (Valdes et al. 2020) untersuchen die Problematik der teilweise stark variierenden Korrelationen zwischen SLP und RLP. SLP kommen dem realen Verbrauch nur dann nahe, wenn die entsprechenden Gebäudenummern größer als 400 sind (Von Appen, Haack, and Braun 2014). Da dies nicht für alle Gebäudeklassen der Fall ist (Tabelle 3.3), müssen für die möglichst realitätsnahe Beschreibung RLP Daten verwendet werden. Allerdings sollten die RLP auch von diesen regionalen Gebäuden stammen. Wenn zudem eine Gebäudeklasse verschiedene Gebäudearten umfasst, z.B. fallen Schulen und Bürogebäude in ein und dieselbe Gruppe, unterliegen die RLP-Zuordnungen zusätzlichen Schwankungen im lokalen Bereich (Tabelle 3.8), was wiederum zu Verfälschungen führt. Hier könnte eine weitere Unterteilung der Gebäudeklassen bei einer räumlichen Betrachtung unterhalb der Landkreisebene noch weitere Detaillierungen für die Energiezellensimulation liefern. Ist eine solche Detaillierung aufgrund fehlender Messeinrichtungen oder sensibler Daten nicht möglich, muss man zwangsläufig auf Annahmen, Vereinfachungen und schlussendlich doch wieder auf SLP zurückgreifen.

3.3.2.2 Effekte von technologischen Entscheidungen

In Zeiten immer besserer und billigerer Stromspeicher, die zunehmend auch in Privathaushalten zu finden sind (Figgeler et al. 2020), kann die Batterie mittlerweile als dezentral verteilt betrachtet werden. Allerdings fehlen Daten zu diesen Speichern in Privathaushalten. Außerdem stehen diese Speicher nicht zur Netzstabilisierung zur Verfügung und regeln nur die angeschlossene hauseigene PV. Es stehen auch keine Daten zu zentral genutzten Stromspeichern zur Verfügung. Deswegen wird in Calliope die Batterie als Einzelgerät mit einer Größe von 10 % der installierten PV-Leistung angenommen.

Als Einzelgerät wird per Befehl eine zeitgleiche Be- und Entladung der Batterie wie in Abbildung 3.31 a) verhindert. Eine zeitgleiche Be- und Entladung kann im Energienetz durch mehrere angeschlossene Batterien plausibel sein und würde die Begrenzung der Schnellladung auf 25 % einer einzelnen Batterie umgehen. Dadurch könnte die genutzte Ladegeschwindigkeit in der Region erhöhen werden. Doch Calliope nutzt die zeitgleiche Be- und Entladung nur, um den SUP mit der maximalen Laderate im gleichen Zeitschritt zu schmälern und die SUP Nutzung für PtM zu verringern. Dies geschieht aufgrund der niedrigeren Gestehungskosten gegenüber PtM und würde die Ergebnisse verfälschen. Doch auch in Abbildung 3.31 b) zeigt Calliope immer noch dieses Verhalten, jedoch mit weitaus geringerer Ausprägung.

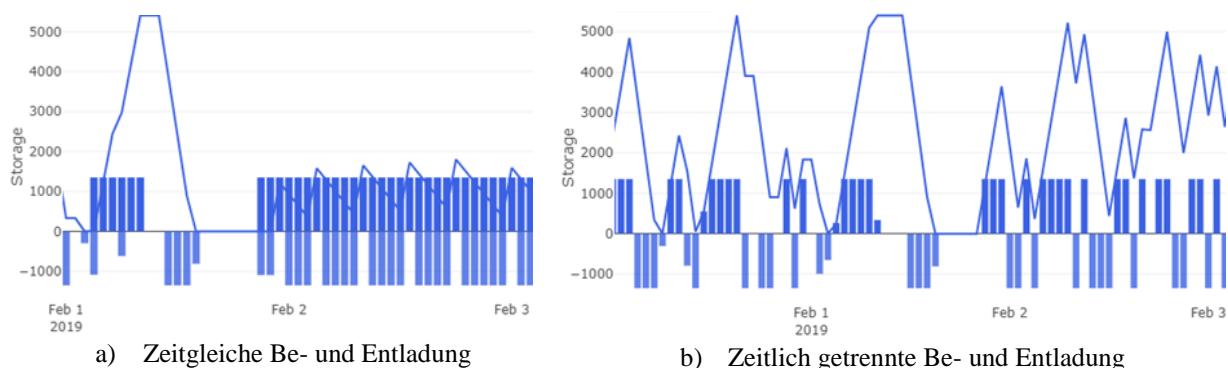


Abbildung 3.31: Calliope Batterie Ladezyklen (Balken) und Ladestand (Linie) in kWh

Eine weitere Problematik der Optimierung stellt sich hinsichtlich komplexer Technologien wie PtM dar, welche sich stark verändernde Betriebsparameter durch schwankende Inputs aufweisen. Der Output und Eigenenergiebedarf dieser Technologien wird vom Wirkungsgrad beeinflusst, welcher bei PtM von Laufzeit, Standort, Stromkosten, H₂/CO₂-Verfügbarkeit und Nutzbarkeit von Abwärme und Methan abhängt. Dadurch ergeben sich zusätzlich benötigte Optimierungen, die im Programm gelöst werden müssten. Doch die Energiesystemoptimierung kann diese nicht lösen, da nicht gegen mehrere unterschiedliche Optimierungsebenen optimiert werden kann (Bauer et al. 2022). Dies führt in der

Optimierung zu Iterationsloops. Dies bedeutet, dass auch komplexe Systeme nur mit statischen Betriebsparametern in die Systemoptimierung einfließen können und die Simulationsergebnisse deutlich von dem tatsächlichen Gas- und Wärmeertrag abweichen können.

Kriechbaum et al. (Kriechbaum et al. 2018) schlagen eine Verbesserung der Ergebnisse durch Simulationskombination vor. Dazu könnten in einer ersten Calliope-Simulation die jeweiligen lokalen Rahmenparameter ermittelt werden, die dann in ein anderes, für eine PtM Simulation geeignetes Simulationstool übertragen werden. Der resultierende Output müsste dann in eine zweite Calliope-Simulation einfließen, um festzustellen, ob sich das Ergebnis signifikant verändert. Dazu bräuchte das Simulationswerkzeug aber auch geeignete Schnittstellen, um mit Calliope zu kommunizieren.

Doch schon bei den gewählten Vereinfachungen führt der Versuch der Festlegung von Kapazitäten für die PtM in der Optimierung zu Problemen. Der Versuch die PtM mit einer Kapazität zu belegen, führt dazu, dass Calliope das für ein Jahr angesetzte SLP Szenario nicht mehr auflösen kann. Es ist möglich die erste Januarwoche abzubilden, doch dann fällt die Optimierung in einen nicht endenden Loop. Calliope verfügt über keine Analysemöglichkeiten, was gerade oder zu welchem Zeitschritt in der Optimierung geschieht, daher ist die Fehlererkundung und -behebung schwierig bis nicht möglich. Diese Probleme treten bereits in den vorgestellten Szenarien bei der Verwendung von RLP mit Rohdaten in kWh auf. Durch die Erhöhung auf MWh werden die Zahlenwerte verkleinert und das Optimierungsproblem wird behoben. Dies könnte ein Indiz sein, dass die abrupten Änderungen im RLP und die verwendeten Dezimalzahlen in den Technologiedefinitionen es für die Optimierung erschweren, diese Unstetigkeit des Bedarfes mit der Erzeugung zu treffen. Mit der Verwendung einer PtM Kapazität scheint dies bereits für den einfachen SLP Verlauf der Fall zu sein.

Der Versuch, die PtM mit einer detaillierten Aufteilung - wie einer separaten Elektrolyse, Methanisierung und weiterer Komponenten in Calliope zu analysieren - konnte nicht umgesetzt werden. Calliope konnte vermutlich die Vielzahl der auftretenden Iterationsschleifen, welche durch die jeweiligen Abhängigkeiten unter den Technologien auftreten, nicht mehr lösen.

Auf der Grundlage dieser Limitierungen wird ein neues, einfache parametrierbares Simulationstool „Energiezellensimulation Modell+“ entwickelt, welches auf der Basis der Technologiedefinitionen in Calliope den Einsatz der PtM in den Netzen Strom, Wärme und Gas simuliert. Dies basiert auf der in Kapitel 3.1 dargelegten Energiebedarfsmodellierung. Die PtM wird wieder nach Abbildung 3.22 als negative Regelenergie in Kombination mit einer Batterie in die Energiezellensimulation integriert und stellt damit im Gesamten wieder die Energiezellensimulation (EZS) dar. Das Ziel ist es, die unter Calliope vorliegenden Algorithmen freier zu definieren und eine bessere und detaillierte Analyse der PtM zu ermöglichen.

3.4 Modell+ für Power-to-Methane Analyse

Im eigenen entwickelten Energiezellensimulationsmodell EZS Modell+ für die PtM Analyse werden die Ausgangsdaten der regionalen Energiebedarfsmodellierung nach Punkt 3.1 und der Energieerzeugung nach Punkt 3.2 verwendet. Damit liegen die gleichen Ausgangsbedingungen bezüglich des Energiebedarfs und der Erzeugertechnologien vor wie in Calliope. Die Definition und der Aufbau der Technologien wird von Calliope übernommen. Somit liegt auch hier wieder ein festes Set an Parametern je Technologie vor. Im Gegensatz zu Calliope wird die Auswahl der Technologien nicht durch das Programm anhand einer Kostenhierarchie vorgenommen, sondern durch den Nutzer. Damit können die in der Region aktiven Technologien in der EZS besser integriert werden. Die PtM soll dadurch nach Abbildung 3.32 in weitere Komponenten unterteilt werden und somit eine detailliertere Analyse ermöglichen.

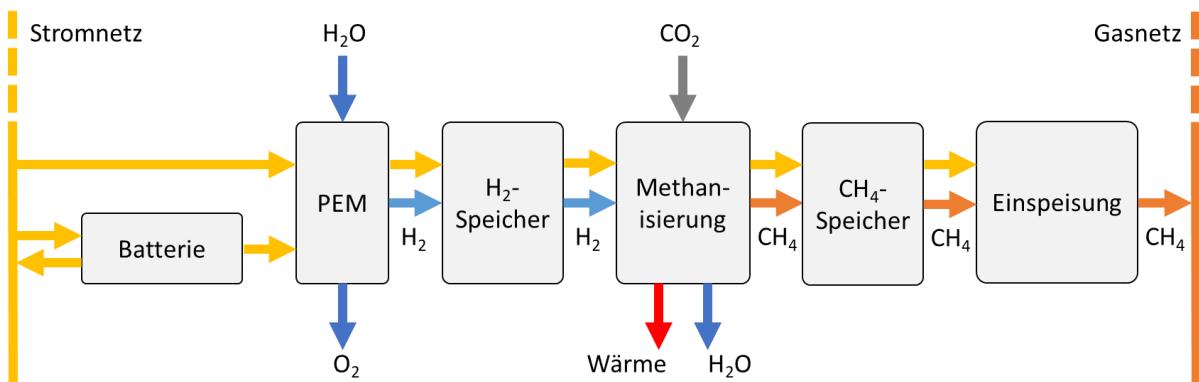


Abbildung 3.32: Power-to-Methane Konzept im EZS Modell+

Die Energieerzeugungstechnologien werden nach dem Flussdiagramm in Abbildung 3.33 integriert und nach erneuerbaren Stromerzeugern und KWK-Technologien getrennt. Die erste Strombilanz „PB 1“ erfolgt im EZS Modell+ nach Gleichung (15) nach den erneuerbaren Stromerzeugern, da diese hier vorrangig genutzt werden. Hier fließt auch ein eventuell vorliegender Strombedarf von Power-to-District-Heat (PtDH) für Umweltwärme im Fernwärmennetz ein, z.B. bestehend aus Grundwasserwärmepumpen zur Nutzung von Geothermie. Nach dieser Fernwärmeproduktion erfolgt eine erste Wärmebilanz „HB 1“ nach Gleichung (16). Wenn eine PtM Nutzung vorliegt, dann fließt der Eigenstrombedarf und die Abwärmeausspeisung in diese ersten Bilanzen mit ein. Weitere Gleichungen finden sich im Anhang A.2. Die Abkürzungen sind im Abkürzungsverzeichnis beschrieben.

$$\mathbf{PB \ 1} = P \ con + HP \ Prod + PV \ Prod + WF \ Prod - PtDH \ P \ con - Meth \ P \ con \quad (15)$$

$$\mathbf{HB \ 1} = DH \ con + PtDH \ H \ Prod + PtM \ DH \ feed \quad (16)$$

Wenn eine im Stromnetz zentral platzierte Batterie im System definiert ist, kann ein in der ersten Strombilanz auftretendes SUP durch diese Batterie in Abhängigkeit von Kapazität „Bat Cap“ und ihrer Laderate „Bat load“ genutzt werden und in eine zweiten Strombilanz münden.

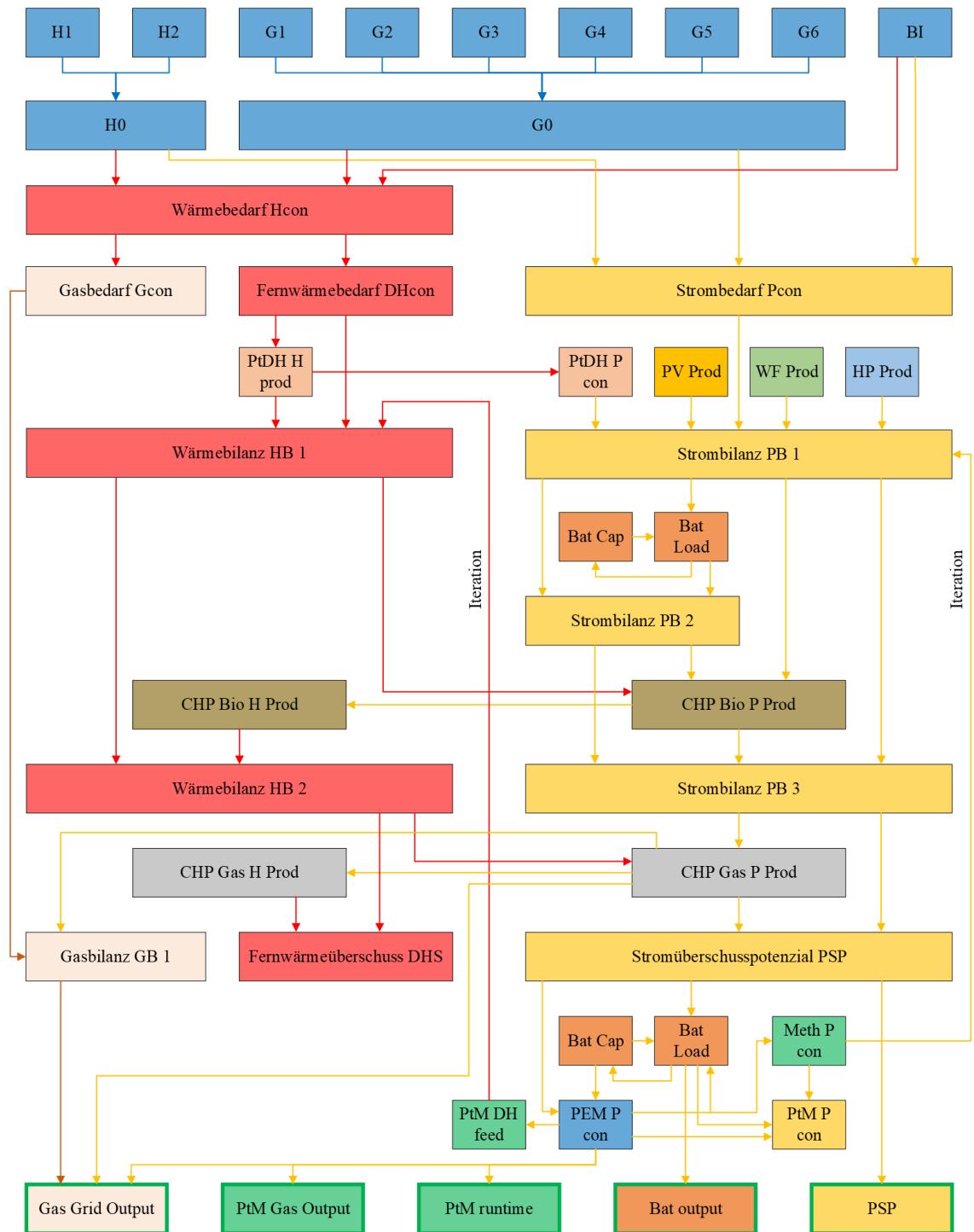


Abbildung 3.33: Flussdiagramm Energiezellensimulation mit Power-to-Methane Analyse

Die KWK-Anlagen werden bedarfsgerecht nach den Gleichungen (25) bis (28) in Anhang A.2 betrieben, um den restlichen Strom über „CHP P prod“ oder Wärmebedarf über „CHP H prod“ nach den ersten Bilanzen abzudecken. Im Modell wird dem mit Biomasse betriebenen KWK trotz höherer Gestehungskosten Vorrang gegenüber dem mit fossilem Erdgas betriebenen eingeräumt, da das Biomasse-KWK in der Realität ein eigenes Wärmenetz speist. Daher erfolgt nach jeder KWK eine Energiebilanz. Im Gegenzug dazu, wird nur auf das gasbetriebene 65 MW KWK zugegriffen, es können aber weitere KWK-Anlagen einzeln oder zusammengefasst integriert werden. Der Gasbedarf der Gas-KWK wird dem regionalen Gasbedarf für Wärme aufgeschlagen. Je nach Art der genutzten Technologie kann ein Strom- oder Wärmeüberschuss in der letzten Energiebilanz entstehen. Der Stromüberschuss liegt in Wirklichkeit nur als Potenzial vor, kann aber durch negative Regelenergie regional nutzbar werden. Im Modell wird dieses Potenzial durch die Batterie und PtM genutzt. Da jedoch innerhalb PtM eine zeitversetzte Verarbeitung des SUP zu einem zeitversetzten Stromeigenbedarf führt, fließt der Stromeigenbedarf in die lokale Stromerzeugung ein, damit dieser Strom auch produziert wird. Dies führt im entstehenden Stromüberschuss zu einer Iterationsschleife. Das Gleiche geschieht mit der entstehenden PtM Abwärme, welche in der Wärmebilanz vorrangig vor der KWK genutzt wird und somit die KWK-Laufzeit und dadurch ebenfalls das SUP beeinflusst. Die grün umrandeten Felder stellen die Hauptergebnisse in den Tabellen in Anhang A dar. Da in Abbildung 3.33 nur auf die Energieflüsse für Strom, Wärme und Gas der PtM eingegangen wird, wird in Abbildung 3.34 das PtM Modell nochmals detailliert ab dem SUP dargestellt.

In Abbildung 3.34 ist das Flussdiagramm für die Verwertung von SUP durch Batterie und PtM als negative Regelenergie in unterschiedlichen, den Technologien zugeordneten Farben dargestellt. Ein lila Rahmen zeigt auf, an welchen Stellen ein Nutzer Daten vorgeben kann. Bei der PtM-stützenden Batterie wird diese der PtM vorgeschaltet und lädt sich mit dem SUP „PSP“, wenn die Elektrolyse zu groß oder zu klein für die Nutzung des SUP ist. Die Batterie entlädt sich und speist die Elektrolyse, wenn das SUP sinkt. Die Ladung der Batterie erfolgt über den Wert „Bat load“, welcher in Abhängigkeit vom SUP, von der maximalen Kapazität „Bat cap“, dem Wirkungsgrad „Eff.“, der Laderate „loadrate“ und dem aktuellen Stromverbrauch der Elektrolyse „PEM P con“ mit Gleichung (32) Anhang A.2 berechnet wird. Das heißt, obwohl die Batterie der Elektrolyse vorgeschaltet ist, ist die Beladung von der aktuellen Elektrolyseleistung abhängig. Die Elektrolyseleistung „PEM P con“ nach Gleichung (40) Anhang A.2 ist abhängig vom verfügbaren SUP, der Elektrolysekapazität „PEM cap“ und dem Batterieladestand „Bat cap“, sowie der Batterieentladeleistung. Da dies zu einer Abhängigkeits- und Iterationsschleife führt, wird der Batterieladestand zeitversetzt. So greift die Elektrolyse auf einen um einen Zeitschritt früheren Ladestand der Batterie als Auswahlkriterium für einen etwaigen Zugriff zu. Die Batterie ist wie in Calliope als ein einzelnes Bauteil definiert und kann zu jedem Zeitschritt nur entweder be- oder entladen werden. Die Nutzerangabe einer nominalen bzw. maximalen Elektrolysekapazität „PEM cap max“ wird mit den Gleichungen (13) und (14) in die

minimale Anfahrleistung „PEM cap min“ umgerechnet. Auch in diesem Modell wird die Möglichkeit der Überlast für Elektrolyseure nicht umgesetzt.

Zusätzlich weist die Methanisierung einen Eigenstrombedarf „Meth P con“ durch Pumpen und Messinstrumente auf. Der Eigenstrombedarf „P con“ wird vom Nutzer mit $\text{kWh}_e/\text{Nm}^3_{\text{RNG}}$ vorgegeben und bezieht sich auf die Methanproduktion, die von der Methanisierungskapazität „Meth cap“ und der Wasserstoffproduktion „PEM H₂ prod“ abhängt. Zusätzlich fließen in den Eigenstrombedarf die Stromverbräuche für Verdichter bei Druckunterschieden zwischen Gasspeichern und der Gaseinspeisung ein. Da der Eigenstrombedarf vom SUP abgezogen werden muss, ergibt sich ein verringelter Elektrolyseinput und es entsteht eine Iterationsschleife. Eine weitere Iterationsschleife ergibt sich aus der PtM Wärmeproduktion, welche als Input „PtM DH feed“ in das Fernwärmennetz überführt wird. Dadurch werden der abgedeckte Fernwärmeverbrauch und damit die KWK-Laufzeiten beeinflusst, was zu einer Änderung im vorliegenden SUP führt (PSP after PtM – vgl. Abbildung 3.34).

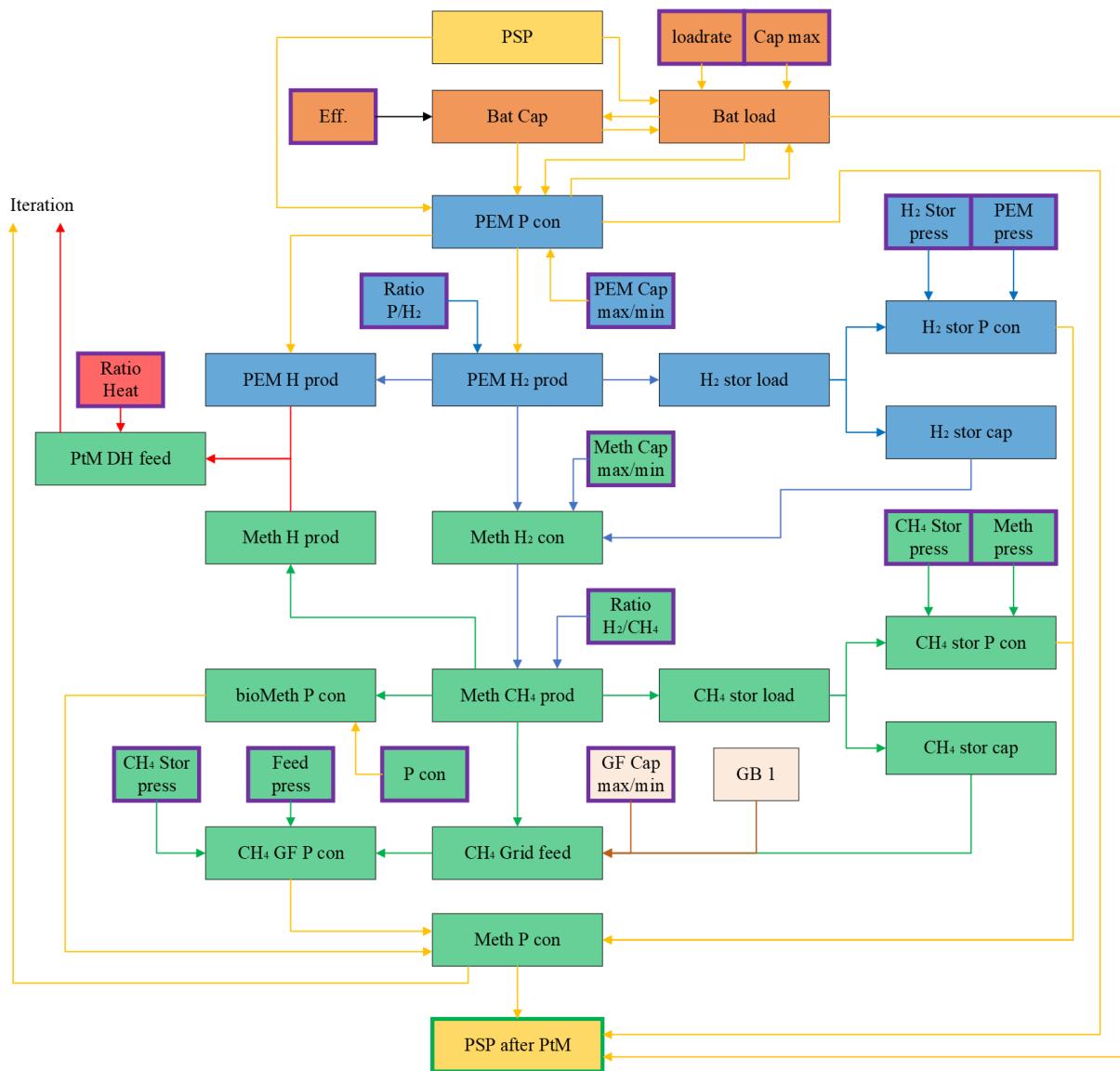


Abbildung 3.34: Flussdiagramm Power-to-Methane mit Batterie

Die H₂-Produktion „PEM H₂ prod“ wird durch das Verhältnis „Ratio P/H₂“ berechnet, was die Stromverwertung bzw. den Wirkungsgrad bei der Wasserstofferzeugung beschreibt. Dieser Wert kann durch die gewählte Elektrolyse variieren und ist vom Nutzer anzugeben. Die Wärmeausspeisung „PEM H prod“ errechnet sich über den Wirkungsgradverlust der Elektrolyse und wird mit der Methanisierungsabwärme nach Gleichung (3) zu „PtM DH feed“ addiert. Wenn kein Wasserstoffbedarf für andere Technologien vorliegt, wird der gesamte Wasserstoff in die Methanisierung geführt. Wenn die Produktionsrate „PEM H₂ prod“ die maximale Methanisierungskapazität „Meth cap max“ überschreitet, wird über „H₂ stor load“ ein H₂ Druckspeicher beladen. Der Speicher ist in der Kapazität nicht begrenzt, um so im Zusammenspiel der Kapazitätsauswahl Elektrolyse und Methanisierung des Nutzers selbst eine passende Größe zu finden. Ob für die Speicherbeladung ein weiterer Strombedarf „H₂ stor P con“ für einen Verdichter anfällt, ergibt sich aus der Differenz zwischen Elektrolyseausgangsdruck „PEM press“ und Speicherdruck „H₂ stor press“. Beide Werte sind vom Nutzer anzugeben.

Die maximale Methanisierungskapazität wird vom Nutzer angegeben, während sich die minimale Kapazität wie bei der Elektrolyse berechnet. Die Methanproduktionsrate wird über das Verhältnis „Ratio H₂/CH₄“ berechnet, welche auf der Gleichung (3) beruht, und ist abhängig von „PEM H₂ prod“ und „H₂ stor cap“. Aus dieser Methanisierungsrate errechnet sich der Eigenstrombedarf „bioMeth P con“, welcher durch die Nutzerangabe „P con“ definiert wird. Die Gaseinspeisung „CH₄ grid feed“ definiert sich wieder über die maximale Laderate nach Nutzervorgabe. Wenn dieser Wert die Methanisierungsrate unterschreitet, wird ein Druckgasspeicher mit dem überschüssigen Methan beladen. Dieser ist identisch zum H₂-Speicher definiert und ebenfalls nicht in der Kapazität begrenzt. Die Gaseinspeisung wird zusätzlich von der Gasbilanz „GB 1“ beeinflusst, welche den aktuellen Gasbedarf wiedergibt. Wenn dieser unter der minimalen Einspeiseleistung liegt, wird nicht mehr eingespeist. Ob für die Gaseinspeisung ein Verdichter benötigt wird, wird wieder über den Druckunterschied zwischen Methanspeicher und Erdgasleitung bestimmt.

Die technischen und ökonomischen Kenndaten sind in Tabelle 3.15 zusammengefasst. Im Gegensatz zu Calliope werden im EZS Modell+ unterschiedliche Kapazitäten betrachtet. Die Gestehungskosten basieren auf den im nächsten Punkt definierten Kostenszenarien.

Tabelle 3.15: Erweiterter techno-ökonomischer Dateninput für regionale Speichertechnologien

	Kapazität SR [MW]	Kapazität VOF [MW]	Invest [€/kW]	Verbrauch [€/m ³]	Fix O&M [%]	Laufzeit [h]	Effizienz
Elektrolyse	1/5/10/25/50	1/5/10/25/50	1.900	-	3	35k	0,722
H ₂ -Speicher	Inf	Inf	23,40	-	1	140k	
Methanisierung	1/5/10/25/50	1/5/10/25/50	1.200	-	3	140k	0,779
CH ₄ -Speicher			2,43	-	1	140k	
Einspeisung			fix	-	7	50k	
Batterie	5,403	2,452	1.008	-	2,5	66k	0,900
H ₂ O	Inf	Inf	0	3,27	0	140k	1,000
CO ₂	Inf	Inf	0	0/0,198/-0,05	0	140k	1,000

*Inf: Keine Limitierung zur Technologieoptimierung

3.4.1 Kostenszenarien

Viele Studien weisen darauf hin, dass PtM aufgrund der hohen Investitionskosten von Elektrolyseuren noch nicht ökonomisch abbildbar ist (Morgenthaler et al. 2020; Götz et al. 2016a; Parra et al. 2017; McKenna et al. 2018; Graf, Krajete, and Schmack 2014; Thema, Bauer, and Sterner 2019). Thema et al. 2019 haben in Abbildung 3.35 die Investitionskosten von Elektrolyse und Methanisierung untersucht und bis 2050 projiziert.

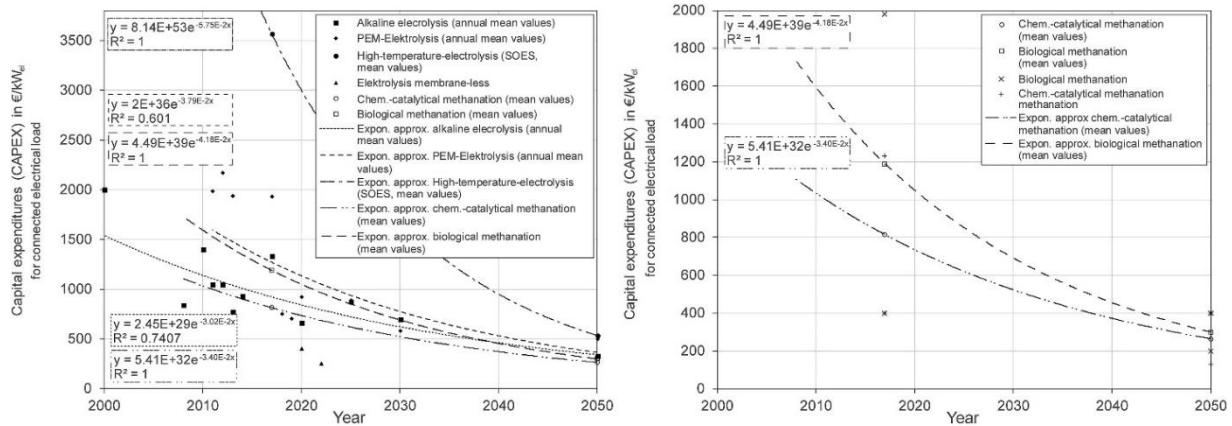


Abbildung 3.35: Investitionskosten Status quo und Projektion bis 2050 für Elektrolyse und Methanisierung (Thema, Bauer, and Sterner 2019)

Diese Studien diskutieren eine Vielzahl von möglichen Optionen, um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen. PtM weist viele potenzielle Verwertungspfade auf, welche sich je nach Szenario unterschiedlich auf die Ökonomie auswirken. Hauptsächlich wird über zukünftige Technologieverbesserungen durch Reife- und Kapazitätserhöhung, sowie durch eine erhöhte Produktionsrate von PtM Anlagen mit dadurch sinkenden Preisen durch Wettbewerb diskutiert. Außerdem wird auf die Vermarktung von Nebenprodukten wie Sauerstoff oder Abwärme, oder Beiträge zur Frequenzregelung eingegangen. Für die Vermarktung von Methan gibt es ebenfalls verschiedene Marktoptionen, welche vom Gebrauch als Koch- oder Heizgas über die Verwendung als Treibstoff bis hin zur Nutzung in der chemischen Industrie reicht. Auch die Platzierung kann die Ökonomie beeinflussen, da z.B. die Platzierung an einer CO₂-Quelle die CO₂-Kosten vermindern oder sogar in einen Erlös wandeln kann. Die in Deutschland eingeführte CO₂-Umlage (Bundesregierung 2020), welche mit 25 €/t CO₂ gestartet ist und jedes Jahr um weitere 5 €/t steigen soll, ist Teil des Klimaschutzprogramms 2030 und könnte über das nationale Emissionshandelssystems einen finanziellen Erlös darstellen.

In den Kostenszenarien werden für den Strompreis, welcher die höchsten Betriebskosten darstellt, drei Optionen betrachtet.

Im ersten Fall wird die PtM Anlage als Endverbraucher betrachtet, welcher einem Strompreis von 2019 von 0,2428 €/kWh unterliegt (SWM 2019). Dieser Preis umfasst alle Abgaben, z.B. Stromsteuer, Netzgebühren, etc., und stellt damit den höchsten Strompreis dar.

Durch eine Platzierung direkt an einem Stromerzeuger besteht die Möglichkeit Strom zum Erzeugungspreis zu beziehen, da hier ohne die Nutzung des Stromnetzes noch keine Netzentgelte anfallen. Diese Variante wird im zweiten Fall mit dem Börsenpreis von Strom dargestellt. Hierfür werden die Daten von 2019 der Website open-power-system-data (“Open Power System Data” 2019) genutzt, welche auf der ENTSO-E Transparency Platform (Unicorn Systems 2019) basiert. Diese Daten stellen die 15-min Preise für die Stromzone Deutschland-Luxemburg dar.

Um die Auswirkung von minimalen Betriebskosten durch eine Nutzung von reinem Überschussstrom darzustellen, welcher nicht anderweitig benötigt wird, wird im dritten Fall 0 €/kWh für den Bezugspreis angenommen.

Da der CO₂-Bezug eine große Kostenbandbreite darstellen kann, werden in den Szenarien zwei Fälle angenommen. Zum einen ein CO₂-Kostenszenario mit einem CO₂-Flaschen Einkaufspreis von 1,79 €/Nm³ auf Basis von Linde 2019, welcher als Höchstpreis auch andere CO₂-Beschaffungsoptionen abdecken sollte, und zum anderen ein CO₂-Erlösszenario mit einem Emissionspreis von 25 €/t CO₂. Ein möglicher Einfluss durch CO₂-Vermeidungskosten wird aufgrund der komplexen Thematik hier nicht berücksichtigt. Diese Kosten hängen stark von der betrachteten Industrie und deren CO₂-Kosten sowie den drohenden Strafzahlungen bei Nichteinhaltung von CO₂-Ausstoßgrenzen ab.

Bei der Verwertung von CH₄ wird nur die Vergütung von Biomethan bei Einspeisung ins Erdgasnetz berücksichtigt. In der Simulation ist der Wert 0,0793 €/kWh auf Basis des EEG 2012 nach der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Adler et al. 2014) hinterlegt. Dieser Wert kann sich mit neuen EEG Novellierungen ändern und hängt von der Anlagenkapazität und den eingesetzten Einsatzstoffen ab und muss daher für jede reale Anlage separat ermittelt werden. Die Abwärmeausspeisung ins Fernwärmennetz wird mit 0,058 €/kWh bewertet (SWM 2020).

Aus diesen Kostenansätzen werden fünf Szenarien nach Tabelle 3.16 angesetzt.

Tabelle 3.16: Kostenszenarien Power-to-Methane

Szenario S.1	Szenario S.2	Szenario S.3	Szenario S.4	Szenario S.5
• Strom Endverbraucher	• Strom Endverbraucher	• Strom Börse	• Strom Börse	• Strom kostenfrei
• CO ₂ Kosten	• CO ₂ Erlös	• CO ₂ Kosten	• CO ₂ Erlös	• CO ₂ Erlös

Die Ergebnisse der Zukunftsszenarien in Kapitel 3.5, welche 2030 und 2045 betrachten, basieren auf dem Datenset von 2019, da sich die zukünftigen Änderungen des Strombedarfes und der Stromerzeugung nicht abschätzen lassen. In Bezug auf Kosten werden daher nur die reduzierten Investitionskosten der Elektrolyse und der Methanisierung nach Thema et al. angesetzt (Thema, Bauer, and Sterner 2019). Von weiteren Datenprojektionen und -schätzungen zu Kosten wird abgesehen. Die Ergebnisse der Kostenauswertung finden sich unter Punkt 3.4.2.4.

3.4.2 Auswertung

Für die Modellauswertung werden je 50 verschiedene Szenarien für SR und VOF basierend auf den in Kapitel 3.1.2 dargelegten validierten Bedarfsdaten von 2019 berechnet. Dabei wird wie mit Calliope der Zeitraum zwischen 2015 – 2019 betrachtet, um den Einfluss der Wetterdaten zu untersuchen. Die zwei verschiedenen Lastprofile SLP und RLP werden mit je fünf Kapazitätsvarianten von PtM untersucht. Der Gesamtverbrauch der Gebäudekategorien für Strom, Wärme und Gas wird für die Szenarien nicht variiert. Ebenso werden die Technologien und ihre Parameter für alle Simulationen gleich belassen und nur PtM für die Szenarien variiert. Die Ergebnisse werden mit der Calliope Auswertung verglichen.

Das erste Szenario ohne PtM aber mit Batterie dient wieder als aktuelle Referenz und soll den aktuellen Stand der Regionen darstellen. Allerdings mit der Einschränkung, dass hier bereits eine fiktive Batterie mit einer Kapazität von 10 % der aktuell existierenden PV Kapazität eingesetzt wird. In dieser Variante wird der SUP und die Entnahme des Gasnetzes untersucht und den späteren Varianten mit PtM gegenübergestellt. In der zweiten Variante wird PtM mit 5 unterschiedlichen Elektrolysekapazitäten betrachtet. Hier soll in Abhängigkeit des SUP die Wirtschaftlichkeit und Auslastung von unterschiedlichen Kapazitäten geprüft werden.

3.4.2.1 Standardlastprofile ohne Power-to-Methane

Die nachfolgenden Ergebnisse spiegeln den konkreten gemessenen Jahresbedarf für Strom der Regionen wieder. Das ermittelte SUP kann von der Realität durch die getroffenen Annahmen abweichen.

Die nachfolgende Abbildung 3.36 stellt den Strombedarf der Region Straubing als rote Linie „P con“ in der ersten Februarwoche in 2019 als typische Winterwoche dar. Das Wochenende zeichnet sich durch den geringeren Stromverbrauch aus. Dem gegenüber stehen die in der Region verfügbaren Technologien zur Stromerzeugung als gestapelte Flächen.

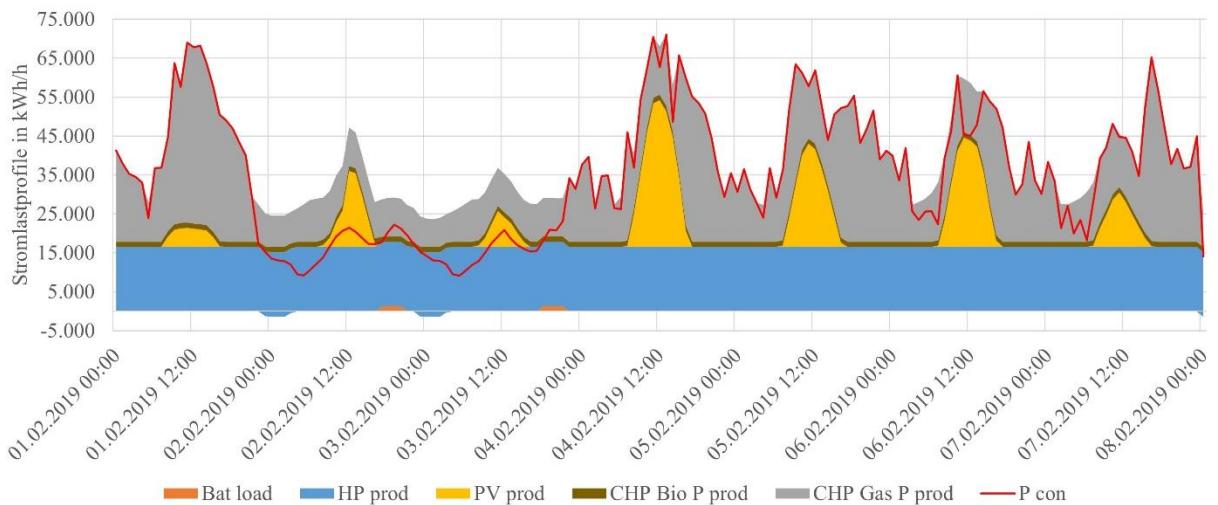


Abbildung 3.36: Strombedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft „HP prod“ und PV „PV prod“ wird als regenerative Stromerzeugung nicht abgeregelt, um SUP für Speichertechnologien sichtbar zu machen. Dies entspricht der in Deutschland vorliegenden Gesetzgebung, welcher der erneuerbaren Stromerzeugung Vorrang gegenüber der fossilen Stromerzeugung einräumt (Bundesamt für Justiz 2020c). SUP zeichnet sich durch eine Überschreitung der roten Bedarfslinie durch Stromerzeugungstechnologien ab. Als weitere Technologien zur Stromproduktion stehen KWK-Anlagen zur Verfügung. Dabei wird zuerst auf mit Biomasse oder Biogas befeuerte KWK „CHP Bio“ zurückgegriffen, bis diese an ihre Kapazitätsgrenze gelangt, bevor auf die mit fossilem Erdgas befeuerte Variante „CHP Gas“ zurückgegriffen wird. Die definierte Batterie ist in der Region nicht vorhanden, wird in diesem Szenario aber mit betrachtet, um den Einfluss der PtM im nachfolgenden Szenario besser zu verdeutlichen. Die Batterie steht in der Hierarchie hinter Wasserkraft und PV und speichert ein eventuell noch vorhandenes Überschusspotenzial, bis wieder Strom benötigt wird. Erst danach wird der restliche Strombedarf mit KWK erzeugt. Die Ladezyklen der Batterie „Bat load“ sind als gestapelte Flächen um die x-Achse enthalten. Wenn die Batterie entladen wird, verschieben sich die Flächen nach oben, wenn sie lädt überlappen andere Technologien die negative Fläche (in diesem Fall Wasserkraft).

Warum die KWK in Abbildung 3.36 läuft, obwohl kein Strom benötigt wird, zeigt Abbildung 3.37. Hier wird die rote Fernwärmebedarfslinie „DH con“ wieder mit den verfügbaren Wärmeerzeugungstechnologien abgedeckt. Da nur KWK zur Abdeckung zur Verfügung steht und die Anforderungen ständig wechseln, wird bei geringem Strombedarf mit hohem Wärmebedarf ein Stromüberschuss generiert. Dies bedeutet, dass die KWK wärmegeführt wird. Bei hohem Strombedarf aus KWK bei zeitlichem niedrigem Wärmebedarf wird das Kraftwerkstrom geführt. Dies führt dazu,

dass die Fernwärmebedarfslinie überschritten wird und stellt somit einen Wärmeüberschuss dar. Dieser muss durch entsprechend dimensionierte Kühltürme an die Umgebung abgeführt werden.

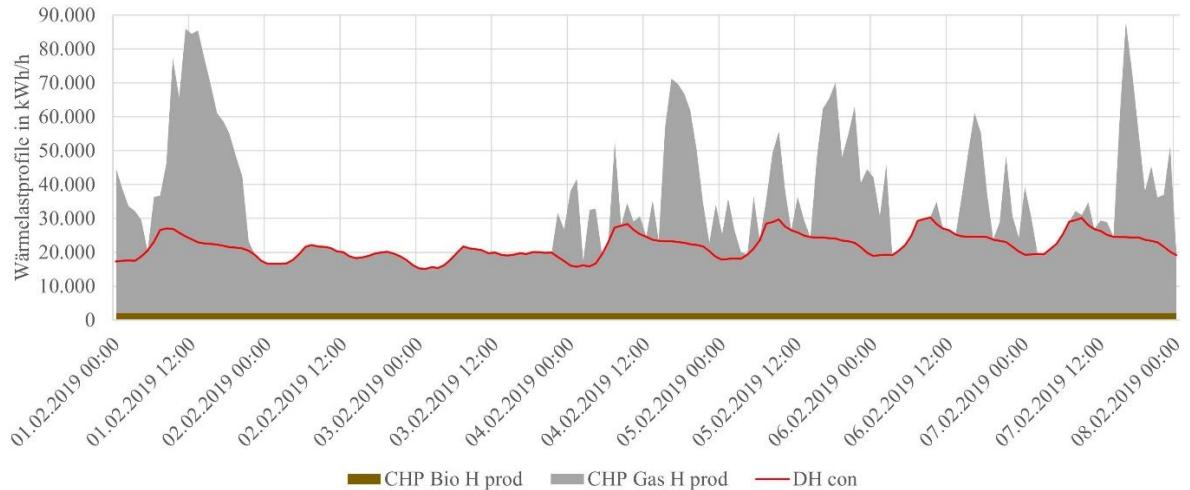


Abbildung 3.37: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019

Das Gaslastprofil in Abbildung 3.38 setzt sich aus dem für alle Gebäudeklassen aggregierten regionalen Erdgasbedarf „Gas con“ und dem für die gasbefeuerte KWK benötigte Erdgasmenge „CHP Gas con“ zusammen.

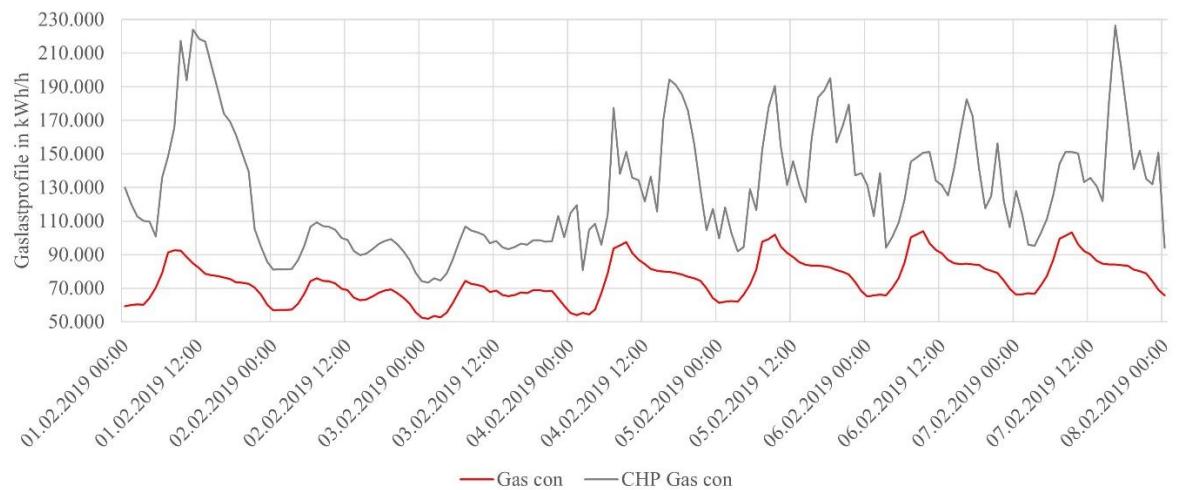


Abbildung 3.38: Gasbedarf für Standardlastprofil Straubing Februar 2019

Das Stromlastprofil im August in Abbildung 3.39 weist als klassische Sommerwoche im Bedarfsverlauf ähnliche Charakteristiken auf wie die Winterwoche. So sind wieder die täglichen Spitzen auf bis zu 70 MW und der Bedarfseinbruch auf 8,4 MW am Wochenende sichtbar. Andererseits ist der PV Ertrag konstant auf einem hohen Niveau und der Anteil der gasbefeuerten KWK aufgrund der geringen Wärmenachfrage in Abbildung 3.40 entsprechend niedriger.

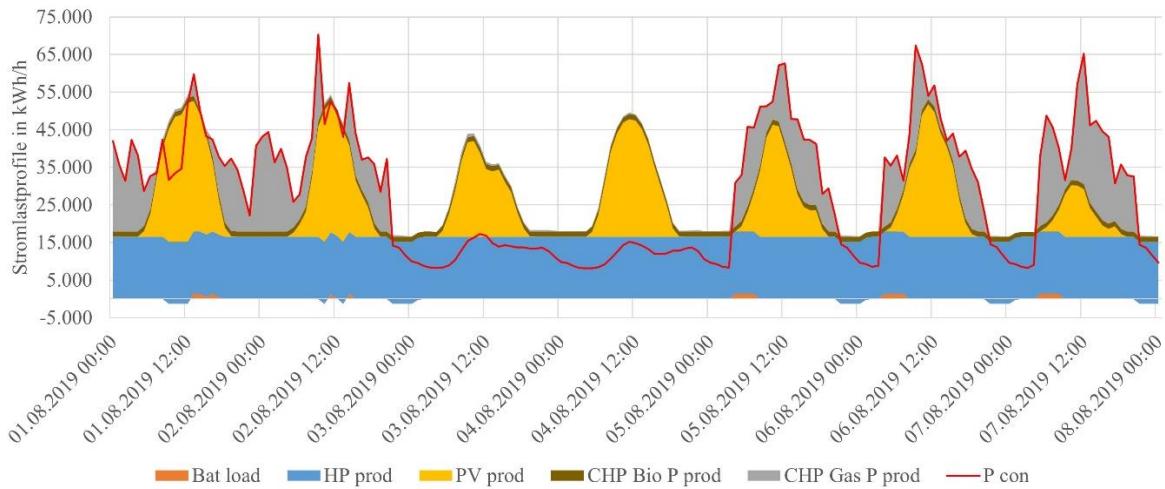


Abbildung 3.39: Strombedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019

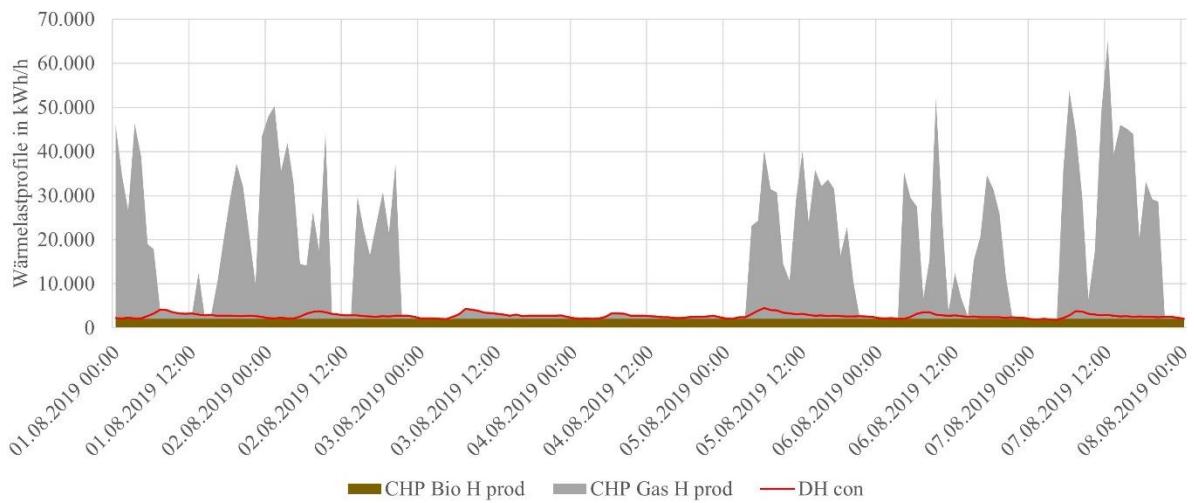


Abbildung 3.40: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019

Die Leistung der Biomasse-KWK reicht fast aus, um den Grundsatzbedarf für Fernwärme im Sommer zu decken. Das Gaslastprofil im August in Abbildung 3.41 zeigt den deutlich niedrigeren fossilen Gasbedarf aufgrund der geringen Gas-KWK Nutzung und des niedrigen Wärmebedarfs zu dieser Jahreszeit.

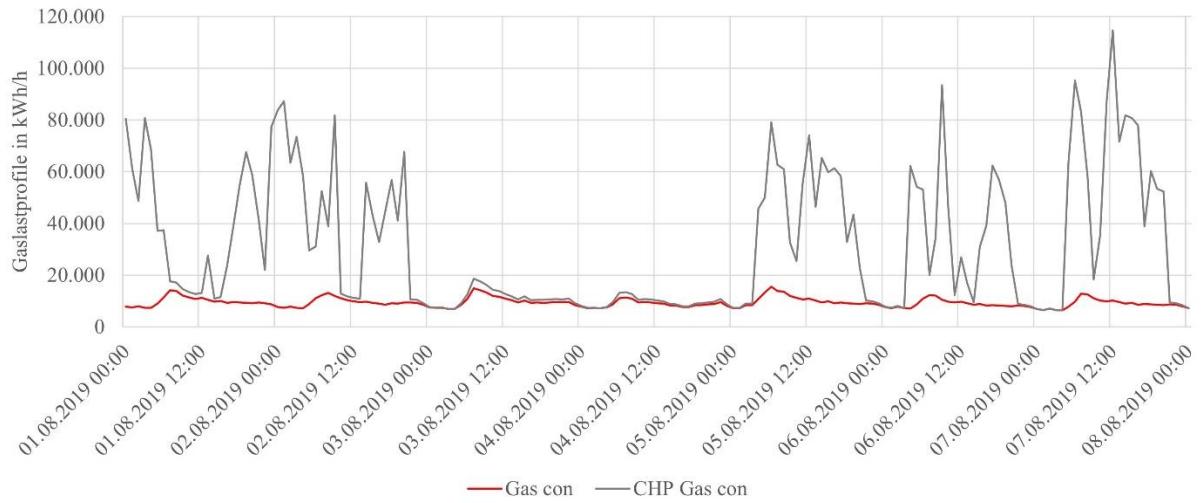


Abbildung 3.41: Gasbedarf für Standardlastprofil Straubing August 2019

Im Vergleich zur Stadt Straubing zeigen die Grafiken für die ländliche Region Vilshofen im Winterszenario den deutlich geringeren Strombedarf in Abbildung 3.42, welcher wieder durch die gesetzten Technologien gedeckt wird. Auch hier bietet die Wasserkraft bereits eine gute Stromgrundversorgung. Die Kapazität für Wasserkraft und PV ist in Vilshofen geringer, wird aber durch einen höheren Ausbau von Biomasse-KWK ausgeglichen. Daher kann der Fernwärmebedarf im Winter in Abbildung 3.43 fast komplett und im Sommer in Abbildung 3.46 komplett mit Biomasse-KWK gedeckt werden. Dies spiegelt sich in Abbildung 3.44 und in Abbildung 3.47 im Gaslastprofil wieder.

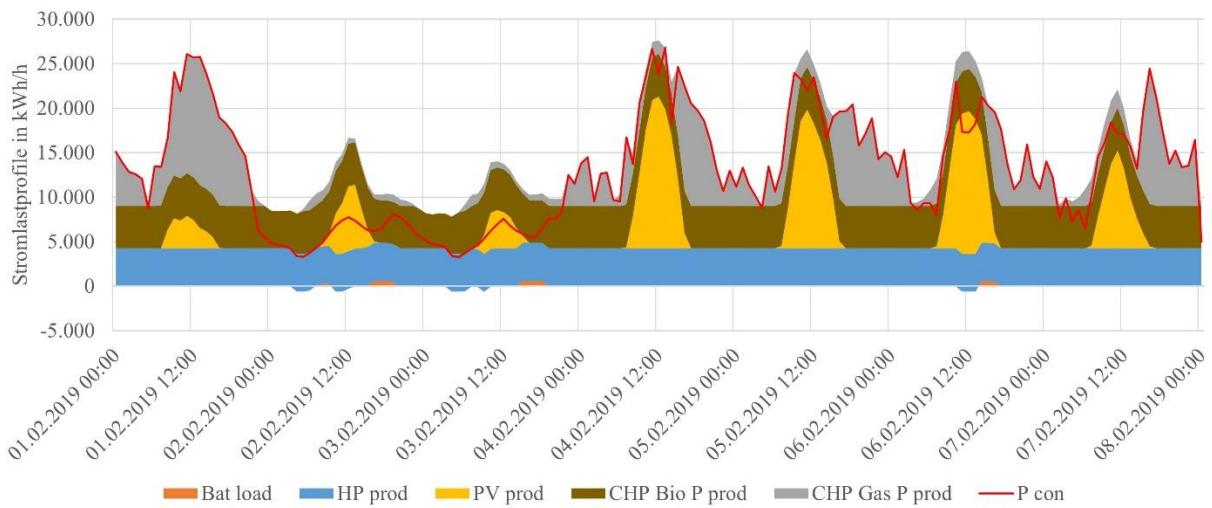


Abbildung 3.42: Strombedarf für Standardlastprofil Vilshofen Februar 2019

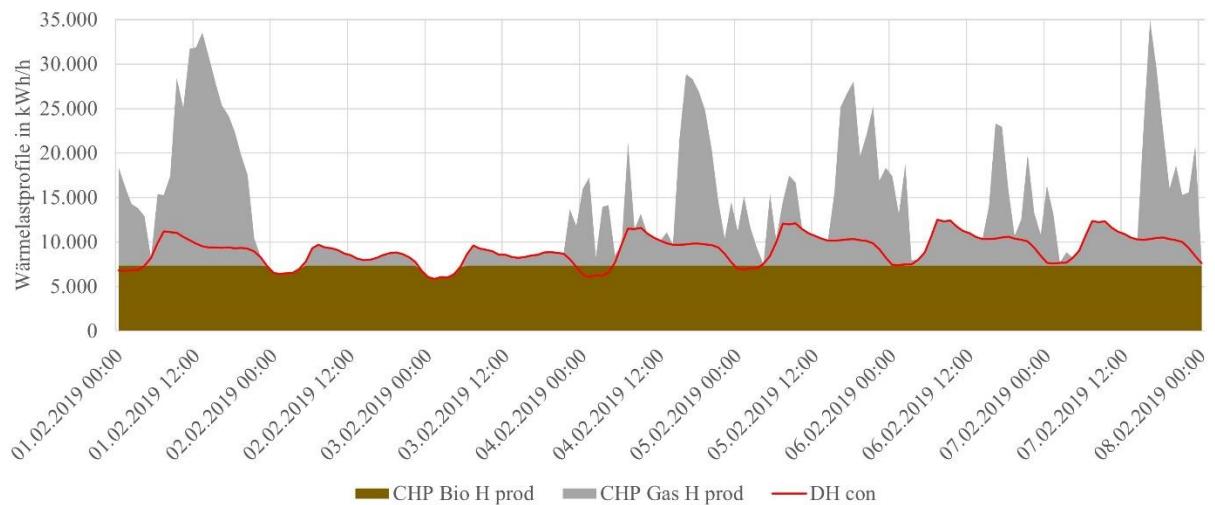


Abbildung 3.43: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Vilshofen Februar 2019

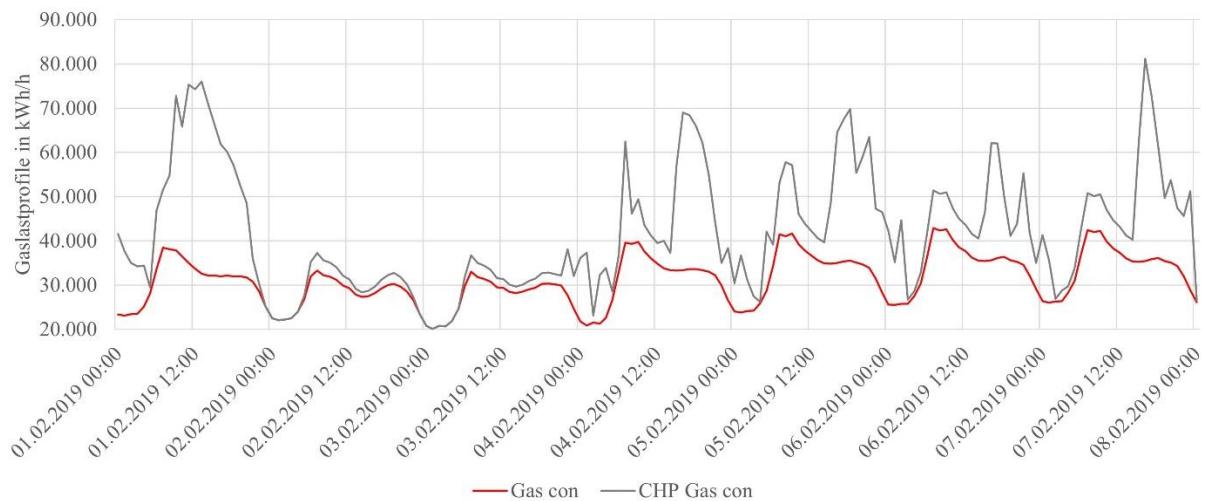


Abbildung 3.44: Gasbedarf für Standardlastprofil Vilshofen Februar 2019

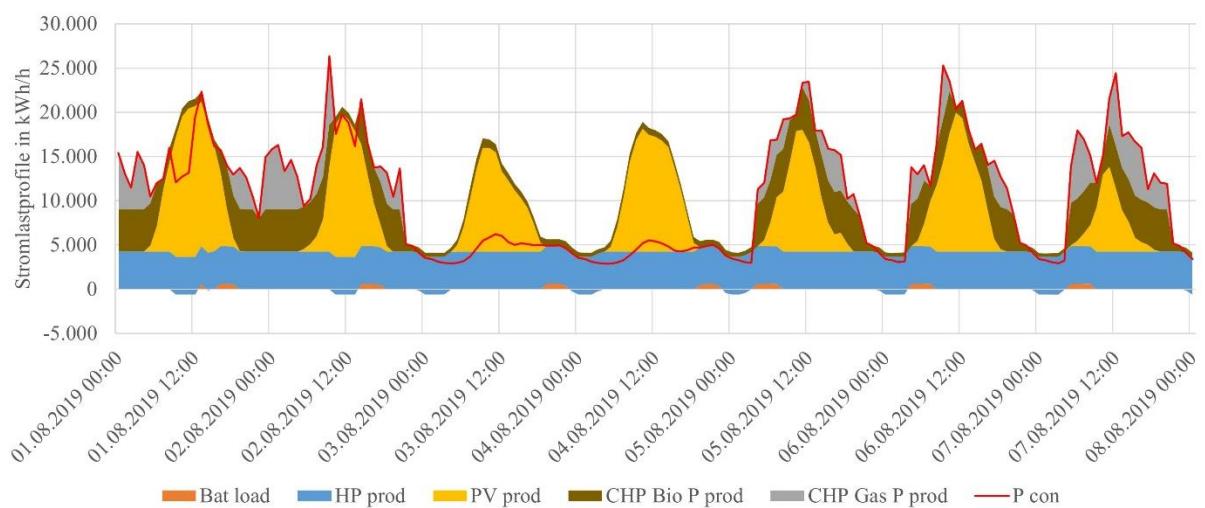


Abbildung 3.45: Strombedarf für Standardlastprofil Vilshofen August 2019

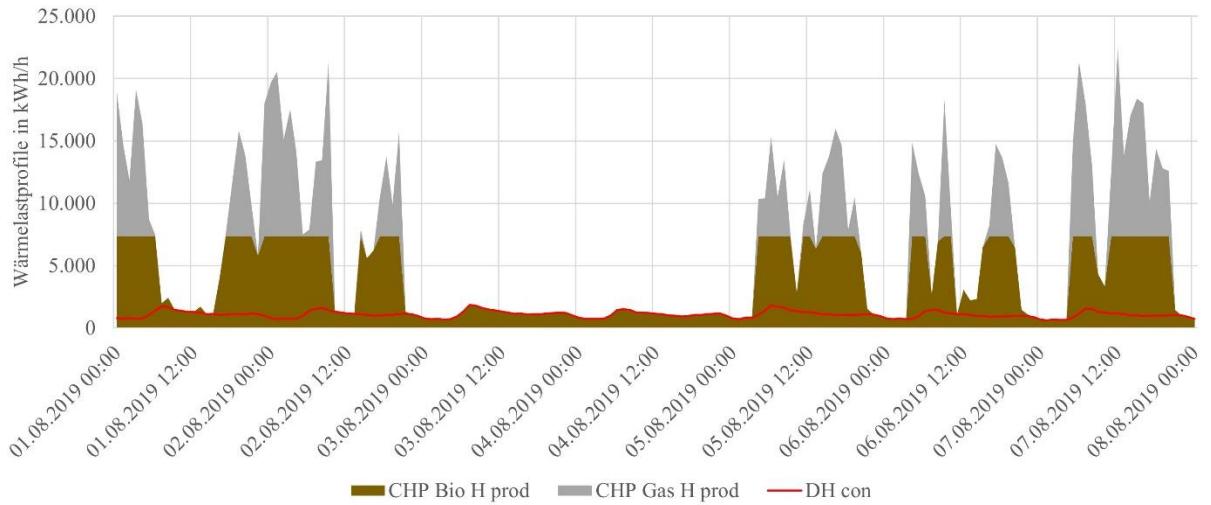


Abbildung 3.46: Fernwärmebedarf für Standardlastprofil Vilshofen August 2019

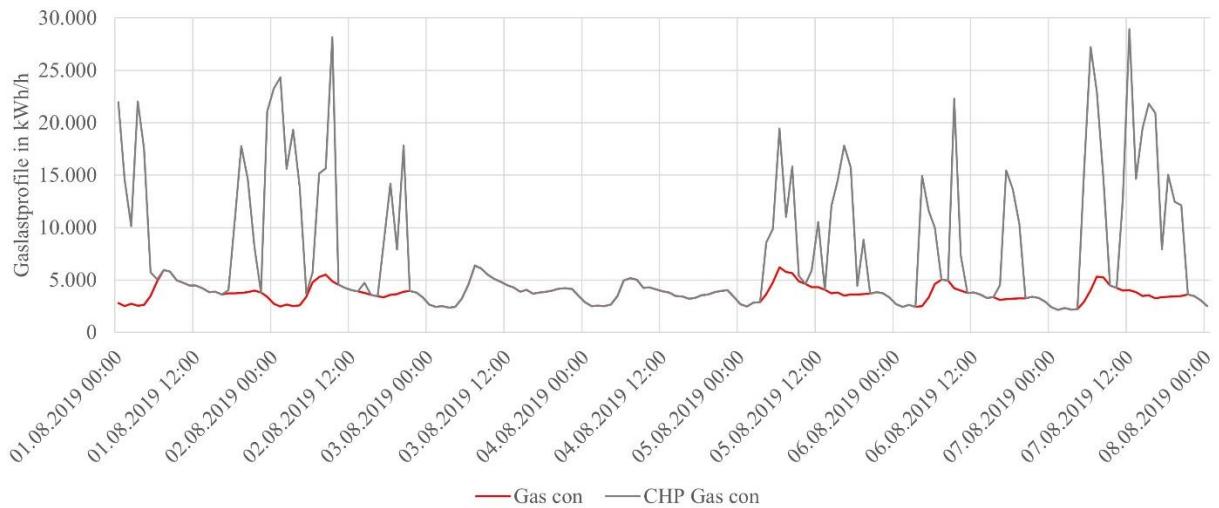


Abbildung 3.47: Gasbedarf für Standardlastprofil Vilshofen August 2019

Die Abbildungen ähneln denen der in Kapitel 3.3.1 dargestellten Calliope Auswertung. Die umgesetzte Biomasse-KWK und die 65 MW Gas-KWK Nutzung reicht für die Versorgung der Energiespitzen aus und substituiert die 22 MW Gas-KWK. Durch die im Modell genutzte Technologiehierarchie finden harte Schnitte zwischen den Technologien statt. Die Optimierung in Calliope nutzt die je Stunde anfallenden Gestehungskosten und wechselt daher stündlich die Technologiezusammensetzung, um den Bedarf bestmöglich zu decken. Im Gegensatz dazu zeigt im EZS Modell+ die Batterie das gewünschte unterstützende Verhalten ohne Dauerbetrieb auf.

Tabelle 3.17: Stromüberschusspotenzial ohne Power-to-Methane für Standardlastprofil beider Regionen 2019

Jahr SLP	PV Laufzeit [h]	PV Output [MWh/a]	Strom SUP [MWh/a]	Batterie Lfz [h]	Batterie Output [MWh/a]	Gasnetz Output [MWh/a]
SR 2019	4.379	67.959	49.322	2.691	984	666.391
VOF 2019	4.380	30.966	16.944	3.159	558	204.617
SR 2019	4.379	67.959	49.999	-	-	668.270
VOF 2019	4.380	30.966	17.235	-	-	205.101

In Tabelle 3.17 wird das SUP in 2019 beider Regionen mit den verfügbaren Daten ohne PtM dargestellt. Die PV Laufzeit ist in beiden Regionen fast identisch, während der Output entsprechend den installierten Kapazitäten abweicht. Das identifizierte SUP liegt in Straubing mit SLP und Batterienutzung bei 49,3 GWh. Im Vergleich dazu wurde mit Calliope ein SUP von 60,7 GWh ermittelt. Ohne Batterie steigt das SUP in SR um 1,4 % und in VOF um 1,7 %. Nach Rücksprache mit den Stadtwerken Straubing konnte ein regionales SUP von ca. 40 GWh bestätigt werden, welches komplett in die überregionalen Netze eingespeist wird. Dies bedeutet, dass das Ergebnis für das SUP in Straubing im Szenario SLP mit Batterie um 18,4 % abweicht. Calliope weicht um 34,1 % ab.

Für die Region Vilshofen konnte dieser Wert nicht auf die ganze Region bezogen ermittelt werden. Nach Rücksprache mit den Stadtwerken Vilshofen, welche nur für das Nieder- und teilweise für das Mittelspannungsnetz zuständig sind, konnte ein SUP von 8.264 MWh ermittelt werden, welches ebenfalls in höhere Netze rückgespeist wird. Dies entspricht der Hälfte des im EZS ermittelten SUP. Der von den Stadtwerken betreute Netzabschnitt umfasst im Kern die Stadt Vilshofen mit einer Stromabnahme von 57,88 GWh/a. Dies entspricht der Hälfte der in der Region Vilshofen ermittelten Stromabnahme. Vor diesem Hintergrund scheint die Abweichung von 51,2 % plausibel, da die ländlichen erneuerbaren Stromerzeuger nicht in das von den Stadtwerken Vilshofen erfasste Netz einspeisen. Das Ergebnis aus Calliope ergab eine geringfügig höhere Abweichung mit einem SUP von 17,1 MWh.

3.4.2.2 Vergleich Real- zu Standardlastprofil

In diesem Szenario werden die Standardlastprofile Strom mit den aggregierten realen Lastprofilen verglichen.

In Abbildung 3.48 und Abbildung 3.49 sind die Reallastprofile für SR in der betrachteten Winter- und Sommerwoche dargestellt. Im direkten Vergleich mit Abbildung 3.36 und Abbildung 3.39 zeigt sich, dass die rote Bedarfslinie einerseits viel gezackter und abrupt ist, andererseits aber auch konstantere Werte, z.B. am Wochenende, aufweist.

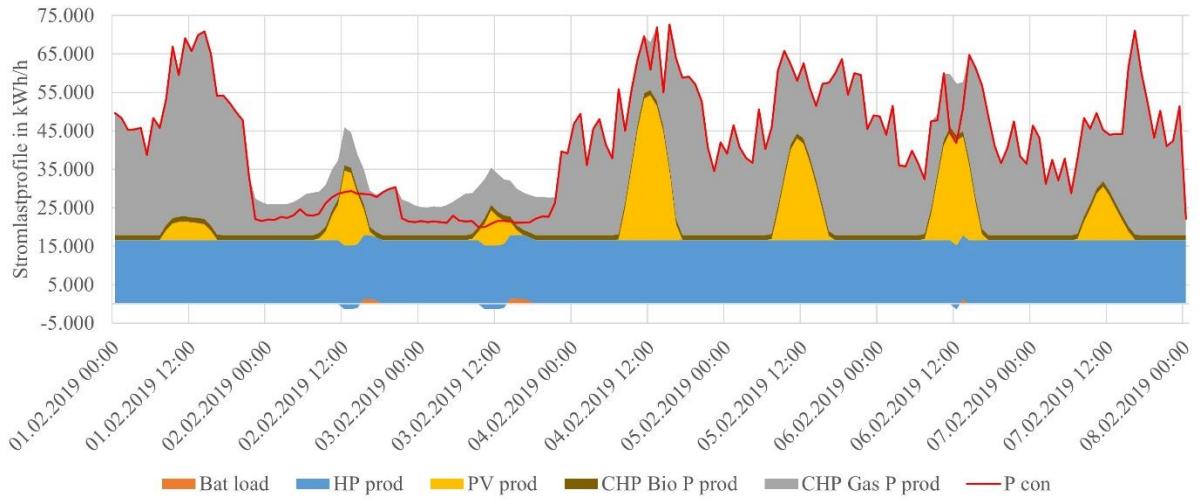


Abbildung 3.48: Strombedarf für Reallastprofil Straubing Februar 2019

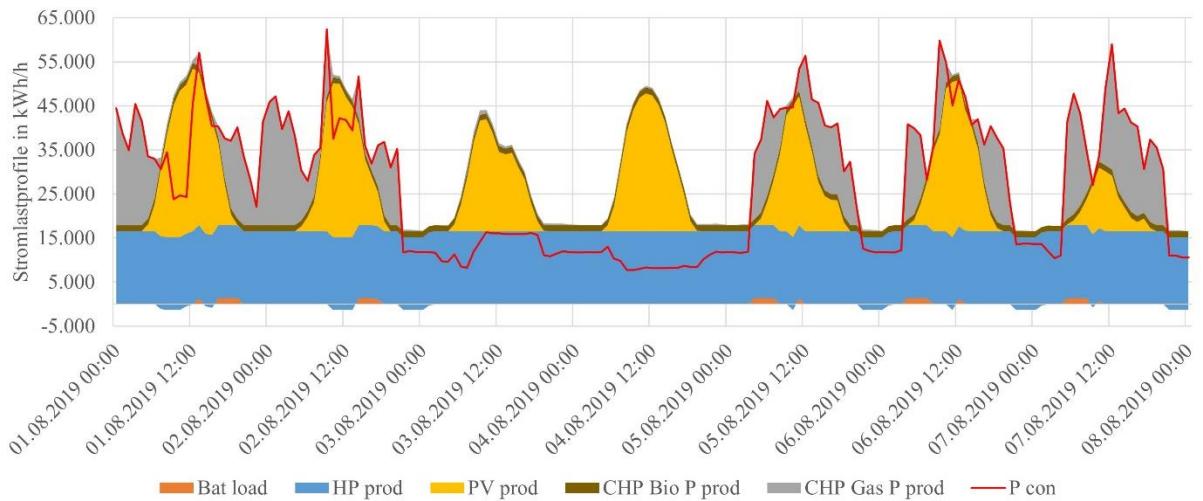


Abbildung 3.49: Strombedarf für Reallastprofil Straubing August 2019

In Tabelle 3.18 wird das SUP in 2019 bei Verwendung von RLP aufgezeigt. Es zeigt sich im Vergleich zu Tabelle 3.17, dass der PV Output gleichbleibt, da dieser nicht von einer veränderten Bedarfslinie betroffen ist, sich aber das ermittelte SUP erhöht. Die Steigerung beträgt mit Batterie 2,3 % für SR und 3,3 % für VOF, ohne Batterie 2,7 % für SR und 3,5 % für VOF. Dies deutet auf eine veränderte Nutzung von KWK-Anlagen hin, welche den geänderten Bedarf abdecken. Dies wird durch die erhöhte Gasentnahme bestätigt. Mit Calliope ergab sich für SR 62,1 GWh und damit ebenfalls eine leichte Steigerung, für Vilshofen allerdings mit 8,7 GWh eine deutliche Reduzierung. Der Vilshofener Wert weicht damit nur 3,3 % von dem tatsächlich gemeldeten Wert ab. Die größere SUP Reduzierung in Calliope resultiert wahrscheinlich aus der gewählten Technologie-Kombination der beiden Gas-KWK, welche scheinbar mit bestimmten Output-Konstellationen den Strom- und Wärmebedarf besonders gut treffen. Dies konnte allerdings nicht abschließend bewiesen werden.

Tabelle 3.18: Stromüberschusspotenzial ohne Power-to-Methane für Reallastprofil beider Regionen 2019

Jahr RLP	PV Laufzeit [h]	PV Output [MWh/a]	Strom SUP [MWh/a]	Batterie Laufzeit [h]	Batterie Output [MWh/a]	Gasnetz Output [MWh/a]
SR 2019	4.379	67.959	50.446	2.795	1.130	669.771
VOF 2019	4.380	30.966	17.497	3.014	523	208.072
SR 2019	4.379	67.959	51.325	-	-	672.237
VOF 2019	4.380	30.966	17.841	-	-	208.724

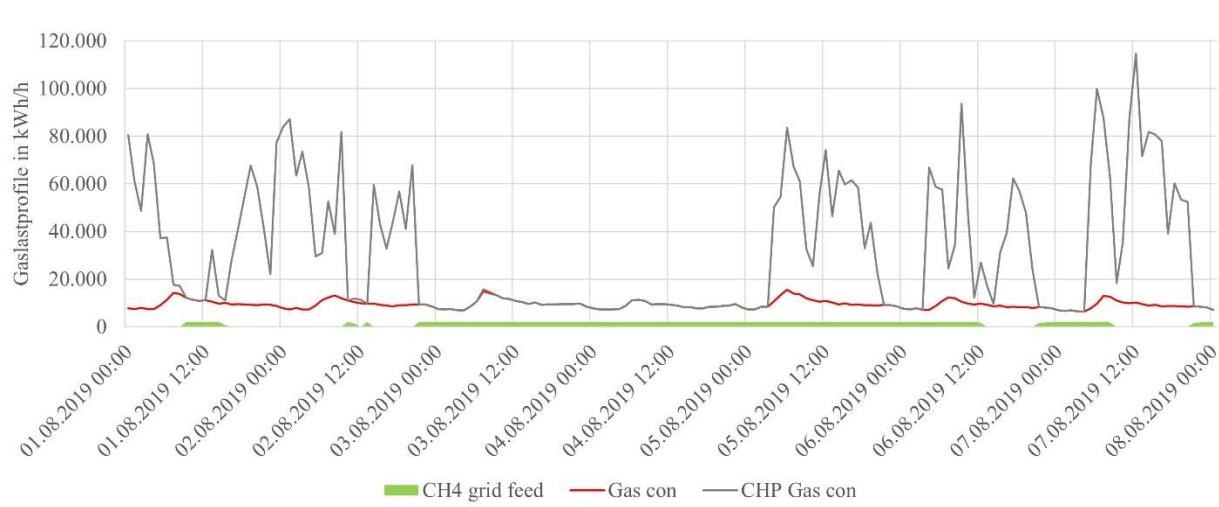
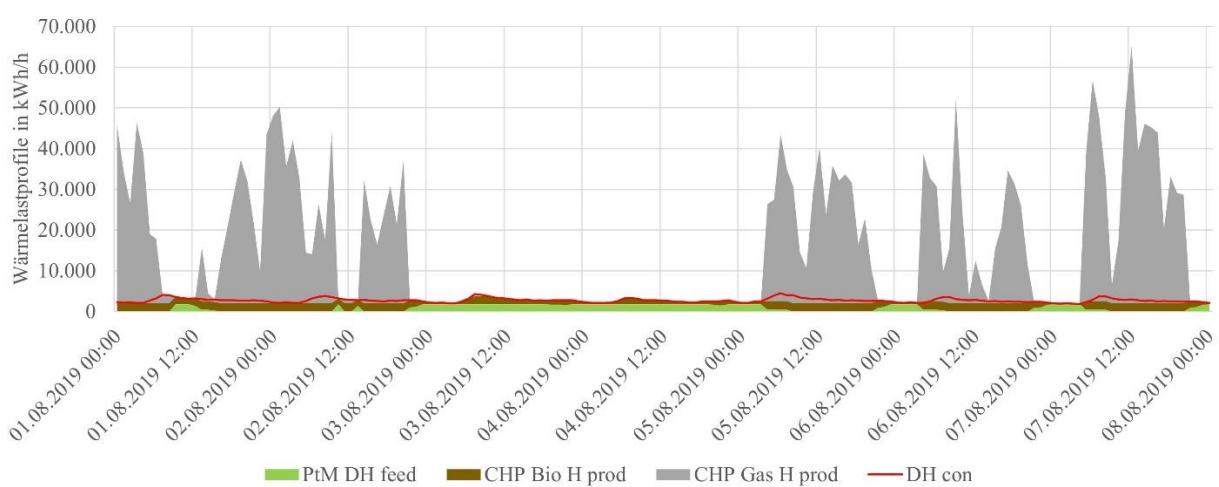
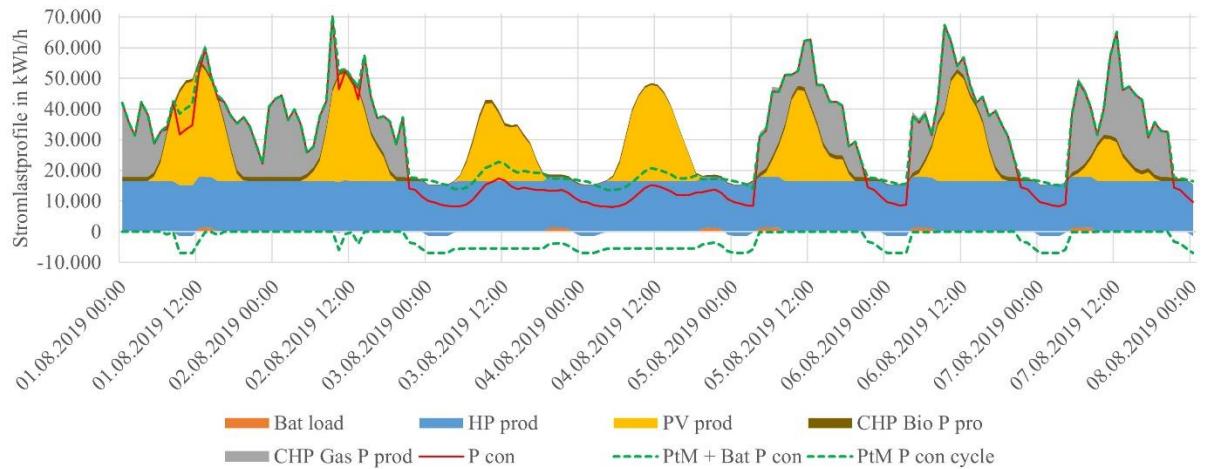
Die Laufzeit der Batterie steigert sich in Straubing um 3,9 %, während der Output um 14,8 % steigt. Dies ist aus der Sicht des erhöhten SUP nachvollziehbar. In Vilshofen sinkt trotz steigenden SUP die Batterie Laufzeit um 4,6 % und der Output um 6,3 %. Dies deutet darauf hin, dass sich die grundsätzlichen Zeiten für entstehenden SUP durch die Verwendung von RLP verringern, aber sich der Ausschlag der Stromerzeugungsspitzen vergrößert. Im Vergleich weisen die Calliope Ergebnisse in SR eine Steigerung der Batterielaufzeit von 4,18 % und Output um 5,77 % auf. Aufgrund der starken Reduzierung des SUP für VOF liegt die Reduktion der Laufzeit bei 15 % und Output bei 24,9 %.

3.4.2.3 Power-to-Methane Szenarien

Im PtM Szenario werden unterschiedliche Kapazitäten für PtM betrachtet. Abbildung 3.50 zeigt das Stromlastprofil der Augustwoche 2019 in SR mit einer 5 MW PtM Anlage. Die 5 MW beziehen sich dabei auf die Kapazität des Elektrolyseurs und bedeuten, dass eine Leistung von bis zu 5 MW in Wasserstoff gewandelt werden kann. Die gestrichelte grüne Linie „PtM+Bat_P_con“ ist auf die rote Strombedarfslinie gestapelt und weicht von dieser ab, wenn Strom konsumiert wird. Am 01.08.2019, um 12:00 Uhr, fährt die PtM aufgrund des existierenden SUP an und hebt sich somit von der roten Bedarfslinie ab. Die grüne Linie „PtM_P_con_cycle“ ist identisch zur „PtM_P_con“ Linie, allerdings ins Negative gespiegelt, um die Anfahrzyklen besser darzustellen.

Die verwertbare Abwärme der PtM wird in Abbildung 3.51 in das Fernwärmennetz eingespeist und ist als grüne Fernwärmeverzeugungstechnologie als gestapelte Fläche „PtM_D.H_feed“ dargestellt. Hier zeigt sich, dass bereits ein großer Anteil an der benötigten Fernwärme durch die PtM Abwärme gedeckt werden kann. Durch diese priorisierte Verwertung von Abwärme wird weniger mit fossilem Erdgas betriebene KWK für die Wärmeversorgung benötigt, was zu einem geringeren SUP führt. Dies stellt ein Optimierungsproblem dar, welches in der Berechnung durch Iteration gelöst werden muss.

Abbildung 3.52 stellt die Gaseinspeisung der PtM ins Gasnetz als grüne Fläche „CH₄_grid_feed“ dar. Hier wird mit dem erzeugten Methan fossiles Erdgas substituiert und für die Gasheizungen und die gasbefeuerte KWK genutzt.



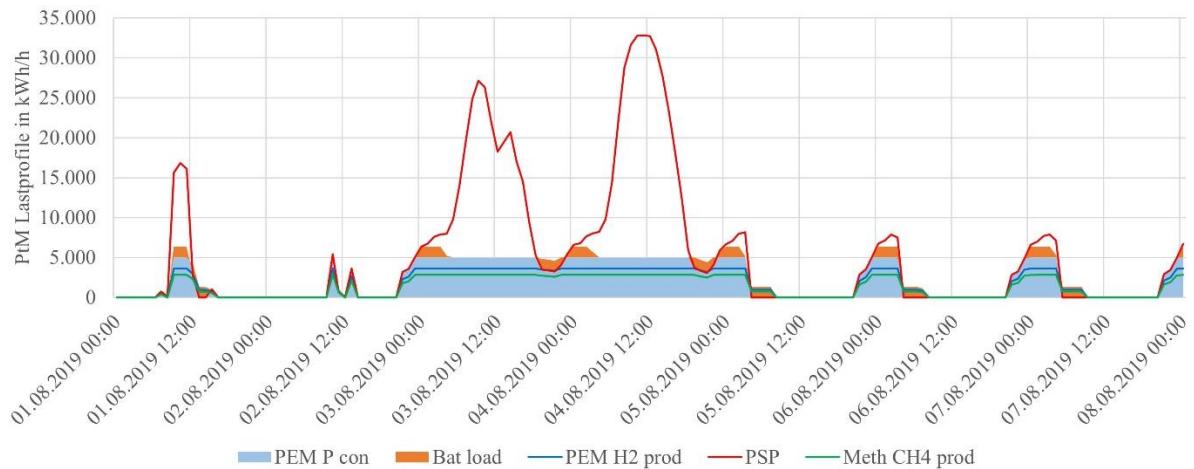


Abbildung 3.53: Verwertung Stromüberschusspotenzial für Standardlastprofil Straubing August 2019 mit 5 MW PtM

In Abbildung 3.53 ist ein genaueres PtM Profil für das SLP Szenario in der Augustwoche in SR dargestellt. Die rote Linie „P surplus“ stellt das SUP aus Abbildung 3.50 dar. Dieses wird durch die gestapelte Flächen dargestellten Speichertechnologien genutzt. Die blaue Fläche „PEM P con“ stellt den Stromverbrauch der PEM Elektrolyse für die PtM dar. Die orangefarbene Fläche „Bat load“ stellt den Ladezyklus der Batterie dar. Die Batterie läuft immer, wenn das SUP zu klein für den Elektrolyseur ist, oder wenn bei Erreichen der maximalen Elektrolyse Kapazität immer noch ein SUP vorhanden ist. Am 01.08.2019 um 12:00 Uhr hat die Elektrolyse ihre Kapazitätsgrenze erreicht und der zusätzliche Stromüberschuss wird durch die Batterie aufgenommen. Nach der Stromüberschusspitze stellt sich eine Stufe ein, da die Elektrolyse die Batterie entleert und somit ihre Laufzeit erhöht und den SUP besser ausnutzt. Damit kann von 03.08. - 04.08. die Nacht überbrückt werden und der Elektrolyseur kann das Wochenende durchfahren. Dies wird auch in Abbildung 3.54 durch die orangefarbene Linie „Bat cap“ deutlich, welche die Ladekapazität der Batterie darstellt.

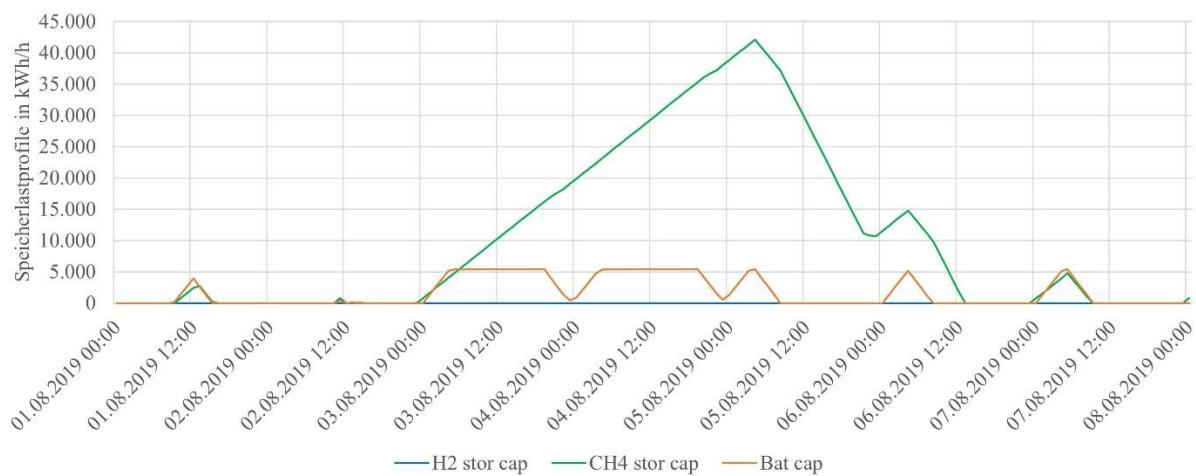


Abbildung 3.54: Auslastung Energiespeicher für Standardlastprofil Straubing August 2019 mit 5 MW PtM

Da der Stromeigenbedarf durch Pumpen und Steuerung für die PtM vom schwankenden Strominput abhängt, gleichzeitig aber ebenfalls durch den SUP abgedeckt werden muss, ergibt sich hier ein weiteres Optimierungsproblem, welches in der Berechnung gelöst werden muss.

Die blaue Linie „PEM H₂ prod“ stellt die Wasserstoffproduktion der Elektrolyse dar, welche durch die Methanisierung in die grüne Linie „Meth CH₄ prod“ überführt wird. In diesem Szenario wird eine Kapazität für die Methanisierung von 3,7 MW zur Wasserstoffumsetzung angenommen. Diese Dimensionierung reicht aus, um jeglichen über das Jahr anfallenden Wasserstoffstrom direkt verstoffwechseln zu können. Daher entfällt in Abbildung 3.54 der Wasserstoffspeicher und die blaue Linie „H₂_stor_cap“ bleibt null. Damit weist die Methanisierung die gleiche Laufzeit von 4.062 h wie die Elektrolyse auf, nur die 3.480 Vollaststunden weichen aufgrund der geringeren Kapazität von den 3.565 Vollaststunden der Elektrolyse ab.

Die in Abbildung 3.53 dargestellte Methanproduktion wird in einen Gasspeicher eingeleitet, sichtbar in Abbildung 3.54 durch die grüne Linie „CH₄ stor cap“. Der Gasspeicher erreicht an diesem Wochenende eine Kapazität von knapp über 40 MWh. In diesem Szenario liegt die höchste Jahreskapazität des Speichers bei 66,4 MWh. Dies entspricht einem Speichervolumen von 5.645 m³, bei einem Überdruck von 0,05 bar. Diese Größe entspricht einem sehr großen Überdruckgasspeicher, wie er in großen Biogasanlagen eingesetzt wird. Die Größe des Gasspeichers ist abhängig von der Gasproduktion durch die Methanisierung und der nachgeschalteten Gaseinspeisung. Die Gaseinspeisung ist in diesem Fall mit einer Einspeisekapazität von 2 MW hinterlegt. Damit ergibt sich eine Laufzeit von 5.177 h und eine Vollast von 5.006 h. Bei steigender Einspeisekapazität sinkt die Betriebszeit der Einspeisung, bei gleichzeitig kleinerem Gasspeicher. Hier muss der Nutzer die Optimierung in Abhängigkeit der gewünschten und möglichen Situation vor Ort selbst vornehmen. Bei einer Reduzierung der Einspeisekapazität auf 1 MW würde sich eine Laufzeit von 8.630 h bei 8.628 h Vollast ergeben, allerdings auch eine Speicherkapazität von 113.095 m³.

Die in Abbildung 3.52 dargestellte grüne Fläche „CH₄ grid feed“ stellt somit die Gaseinspeisung von bis zu 2 MW dar. Am Jahresende verbleibt ein Gasspeicherstand von 1.247 m³.

3.4.2.4 Kostenszenarien

Die unter Kapitel 3.4.1 definierten Kostenszenarien werden anhand der Gestehungskosten betrachtet. In Tabelle 3.19 sind die Ergebnisse der Szenarien für die 5 MW PtM Anlage und einer Methanproduktion von 10 GWh/a dargestellt.

Tabelle 3.19: Gestehungskostenszenarien 5 MW PtM für Standardlastprofil Straubing 2019

Szenarien	S.1 [€/kWh]	S.2 [€/kWh]	S.3 [€/kWh]	S.4 [€/kWh]	S.5 [€/kWh]
LC PtM	0,690	0,667	0,276	0,254	0,194
LC PtM (mit Erlös)	0,610	0,588	0,197	0,175	0,114

In Szenario 1 (S.1) und 2 (S.2) ergeben sich mit dem Strompreis von 0,2428 €/kWh_{el} die höchsten Gestehungskosten. Die Variante mit einem CO₂-Erlös von 0,049 €/Nm³ für CO₂-Nutzung in Szenario 2 resultiert in um 0,02 €/kWh_{RNG} reduzierten Methangestehungskosten im Vergleich zu CO₂-Kosten in Szenario 1 von 0,198 €/Nm³. Dieser Unterschied ist auch in Szenario 3 und 4 gegeben. Im Vergleich Szenario 4 und 5 ergibt sich durch die Senkung der Stromkosten auf 0 €/kWh_{RNG} in Szenario 5 eine Senkung von 0,06 €/kWh_{RNG}. In der zweiten Zeile werden die Gestehungskosten für Methan mit der Vergütung von 0,0793 €/kWh_{RNG} für Biomethan bei Einspeisung ins Erdgasnetz verrechnet. Damit zeigt sich, wie hoch die Kosten pro kWh Methan zur Kostenabdeckung sein müssten, um PtM wirtschaftlich darzustellen.

Tabelle 3.20 zeigt die konkret ermittelten Kosten der Szenarien 4 und 5 für das Jahr 2019. Der vorher dargestellte Unterschied von 0,06 €/kWh in den Gestehungskosten führt in den Gesamtkosten zu einem Unterschied von 608.937 €/a. Trotzdem lässt sich auch in Szenario 5 aufgrund des teuren Elektrolyseurs, der 82 % der Kosten verursacht, keine Wirtschaftlichkeit darstellen.

Tabelle 3.20: Stromkostenszenarien 5 MW PtM für Standardlastprofil Straubing 2019

Szenarien	S.4 [€/h]	S.4 [€/a]	S.5 [€/h]	S.5 [€/a]
Stromkosten	69,52	608.937	0,00	0
CO ₂ -Kosten	-10,88	-44.679	-10,88	-44.679
Wasserkosten	2,59	10.640	2,59	10.640
Elektrolyseur + Speicher	382,98	1.572.131	382,98	1.572.131
Methanisierung + Speicher	93,88	389.473	93,88	389.473
Gesamtkosten	538,09	2.536.502	468,56	1.927.565
Sauerstoffverlust	-6,33	-25.988	-6,33	-25.988
Wärmeerlös	-88,25	-362.261	-88,25	-362.261
Methanerlös	-193,66	-794.963	-193,66	-794.963
Gesamtergebnis	249,85	1.353.290	180,33	744.353

Bezogen auf die von Thema et al. (Thema, Bauer, and Stern 2019) projizierte Kostenreduktion der Elektrolyse von 1.900 €/kW in 2019 auf 600 €/kW in 2030 und 500 €/kW in 2050 und der Methanisierung von 1.200 €/kW auf 700 €/kW in 2030 und 300 €/kW in 2050, ergeben sich die Gestehungskosten in Tabelle 3.21. Da in Deutschland die Energiewende bereits 2045 vollzogen sein soll, wird der Preis für 2050 auf 2045 projiziert. Diese Kostenreduktion im Invest kann auch als Förderung einfließen.

Es zeigt sich, dass selbst mit einer 4-fachen Investitionskostenreduzierung im Datenrahmen von 2019 die Wirtschaftlichkeit erst im Szenario 5 erreicht wird. Dies bedeutet, dass neben der Reduzierung im Invest, die PtM weitere Erlösoptionen erschließen muss, oder für das eingespeiste Biomethan mehr als die 7,93 ct/kWh bezahlt werden muss.

Tabelle 3.21: Gestehungskostenszenarien 5 MW PtM für Standardlastprofil Straubing 2030 und 2045

Szenarien	S.1 [€/kWh]	S.2 [€/kWh]	S.3 [€/kWh]	S.4 [€/kWh]	S.5 [€/kWh]
2030					
LC PtM	0,570	0,547	0,156	0,133	0,073
LC PtM (mit Erlös)	0,490	0,468	0,076	0,054	-0,006
2045					
LC PtM	0,548	0,525	0,134	0,111	0,051
LC PtM (mit Erlös)	0,468	0,446	0,054	0,032	-0,028

Eine weitere Erlösoption stellt die in Deutschland steigende CO₂-Umlage dar, welche im Modell mit 25 €/t CO₂ hinterlegt ist. Bei einer Erhöhung auf 120 €/t in 2045 (Bundesregierung 2020) wird der Erlös aus CO₂-Zertifikaten von 44.679 € auf 214.459 € steigen. Damit ergibt sich in Tabelle 3.22 für LC PtM 0,094 in S.4, was einer Senkung um 15,3 % in Kombination mit der Investitionsreduktion entspricht.

Tabelle 3.22: CO₂-Kostenszenarien 5 MW PtM für Standardlastprofil Straubing 2045

Szenarien	S.1 [€/kWh]	S.2 [€/kWh]	S.3 [€/kWh]	S.4 [€/kWh]	S.5 [€/kWh]
2045					
LC PtM	0,548	0,508	0,134	0,094	0,034
LC PtM (mit Erlös)	0,468	0,429	0,054	0,015	-0,045

3.4.2.5 Power-to-Methane Kapazitätsvariationen

Die Ergebnisse für unterschiedliche PtM Kapazitäten im SLP Szenario mit Batterie sind in Tabelle 3.23 zusammengestellt. Die Rahmenbedingungen im Szenario bleiben gleich, nur die PtM Kapazität ändert sich. Eine vollständige Datenübersicht aller Szenarien befindet sich im Anhang A.1 in Tabelle A.2 mit Batterie und Tabelle A.3 ohne Batterie.

Tabelle 3.23: Vergleich PtM Varianten für Standardlastprofil Straubing 2019

PV Lfz [h/a]	PV Output [MWh/a]	Strom SUP [h]	Batterie Lfz [h]	Batterie Output [MWh/a]	PtM Kap [MW]	PtM Lfz [h/a]	PtM Volllast [MW]	Strom Input [h/a]	CH ₄ Output [MWh/a]	Wärme Output [MWh/a]	PtM LC S4 [MWh/a]	Erdgas Bedarf [€/kWh]
4.379	67.959	49.272	2.918	1.080	14.916	4.765	5.222	2.678	1.667	0,179	663.664	
4.379	67.959	46.584	3.112	1.040	54.062	3.565	19.390	9.945	6.196	0,199	650.360	
4.379	67.959	44.820	2.288	847	103.548	2.794	29.719	15.243	9.497	0,235	640.978	
4.379	67.959	44.480	1.547	846	253.029	1.497	35.970	18.468	11.489	0,435	636.892	
4.379	67.959	45.333	2.158	961	501.999	755	31.278	16.064	9.994	0,795	641.309	

Mit steigender PtM Kapazität steigt die Ausnutzung des SUP und es wird zusätzlich mehr Abwärme und Methan produziert. Doch mit steigender Größe der PtM sinkt das vorliegende SUP und damit der generell zur Verfügung stehende Input. Bei einer Kapazitätserhöhung von 1 auf 5 MW sinkt das Potenzial um 5,5 %. Dies liegt an der steigenden Abwärmennutzung von PtM, welche die Zeiten von wärmegeführter KWK reduziert. Damit ist auch eine Reduzierung des fossilen Erdgasbedarfs für die gasgeführte KWK verbunden.

Mit der Kapazitätserhöhung fällt die Laufzeit (Lfz) von PtM, da neben der Reduzierung des SUP auch die Mindestanfahrleistung steigt. Bei einer Kapazität von 1 MW liegt die Mindestanfahrleistung bei 160 kW bei 16 %. Bei 50 MW liegt diese bei 6.080 kW bei 12,16 %. Daher können mit einer Kapazität von 50 MW viele kleinere Stromüberschüsse nicht mehr genutzt werden und die Laufzeit sowie Volllaststunden sinken. Dies resultiert auch in einem reduzierten Strominput im Vergleich zur 25 MW Kapazität.

Mit steigender Kapazität sinkt auch die Ausnutzung der Batterie, da diese weniger ungenutztes SUP nutzt, welches über der Kapazitätsgrenze von PtM liegt. Stattdessen wird bei großen Kapazitäten die Potenzialdifferenz zur Mindestanfahrleistung genutzt. Dies erklärt die gestiegene Ausnutzung bei der 50 MW PtM.

Die Gestehungskosten der PtM werden für das Szenario 4 dargestellt. Es zeigt sich, dass mit einer Erhöhung der Kapazität die Kosten steigen. Die Elektrolyse als teuerstes Bauteil trägt zu dieser Entwicklung maßgeblich bei.

Tabelle 3.24: Vergleich PtM Varianten für Reallastprofil Straubing 2019

PV Lfz [h/a]	PV Output [MWh/a]	Strom SUP [MWh/a]	Batterie Lfz [h]	Batterie Output [MWh/a]	PtM Kap [MW]	PtM Lfz [h/a]	PtM Volllast [h/a]	Strom Input [MWh/a]	CH ₄ Output [MWh/a]	Wärme Output [MWh/a]	PtM LC S4 [€/kWh]	Erdgas Bedarf [MWh/a]
4.379	67.959	50.556	3.495	1.269	1	5.294	5.160	5.656	2.901	1.805	0,179	667.279
4.379	67.959	47.720	3.287	1.167	5	4.408	3.784	20.582	10.543	6.576	0,199	653.249
4.379	67.959	46.161	2.063	859	10	3.791	2.780	29.389	15.072	9.389	0,235	645.409
4.379	67.959	45.946	1.822	956	25	3.150	1.512	35.832	18.401	11.447	0,435	641.528
4.379	67.959	47.393	2.544	1.049	50	1.661	771	29.539	15.178	9.443	0,795	648.160

Tabelle 3.24 zeigt die PtM Variation für RLP. Die Verwendung von RLP statt SLP zeigt das bereits dargestellte erhöhte SUP. Dadurch verlängert sich auch die Laufzeit und erhöhen sich die Vollaststunden der PtM bei 1 und 5 MW, was mit einer gesteigerten Methan- und Wärmeproduktion verbunden ist. Die Reduktion des SUP bildet sich durch die Kapazitätserhöhung ebenfalls aus und im Vergleich zu 1 auf 5 MW beträgt die Reduzierung 5,6 %. Dies ist vergleichbar mit dem SLP Ergebnis.

Die Vollaststunden sinken im Vergleich zu SLP stärker und liegen bereits bei 10 MW unter dem Niveau von SLP, obwohl die Laufzeit höher ist. Die Laufzeit fällt erst bei 50 MW unter das SLP Niveau. Durch die reduzierte Laufzeit wird bereits ab einer Größe von 10 MW weniger Methan und Wärme produziert.

Im Vergleich zu den Calliope Ergebnissen in Tabelle A.1 für storPtM 2019 zeigt sich, dass Calliope ohne PtM Kapazitätsbegrenzung und ohne minimale Anfahrkapazität mehr Strominput als die 50 MW PtM in Tabelle 3.23 und Tabelle 3.24 bezieht. Mit einem Strominput knapp unter 50 MW kann PtM in Calliope mit der 50 MW PtM im EZS Modell+ verglichen werden. Die Batterie weist aufgrund des unter Punkt 3.3.2.1 beschrieben Verhaltens in Calliope einen wesentlich höheren Output und höhere Laufzeit als mit dem EZS Modell+ auf. Die in Calliope nicht vorhandene minimale Anfahrkapazität führt zu höheren Laufzeiten und mehr Gasertrag. Eine signifikante Abweichung zwischen beiden Modellen stellen die Gestehungskosten LC dar. Im EZS Modell+ liegt der Wert für S4 bei 0,795, während die flexible Kapazitätswahl in Calliope einen Wert von 0,265 zurückgibt. Die Calliope LC sind deswegen für eine Anlagenbewertung eher ungeeignet.

3.4.2.6 Witterungseinfluss

Da in den betrachteten Regionen keine Windkraftanlagen vorliegen, ist der einzige variable Witterungseinfluss die Solareinstrahlung. Um den Einfluss der wechselnden Solareinstrahlung zu prüfen, wird wie mit Calliope der Zeitraum von 2015 - 2019 mit den regionalen MERRA-2 Datensätzen untersucht. Dafür werden die vorangegangenen Simulationen mit den gleichen Energiebedarfen und technischen Parametern wiederholt.

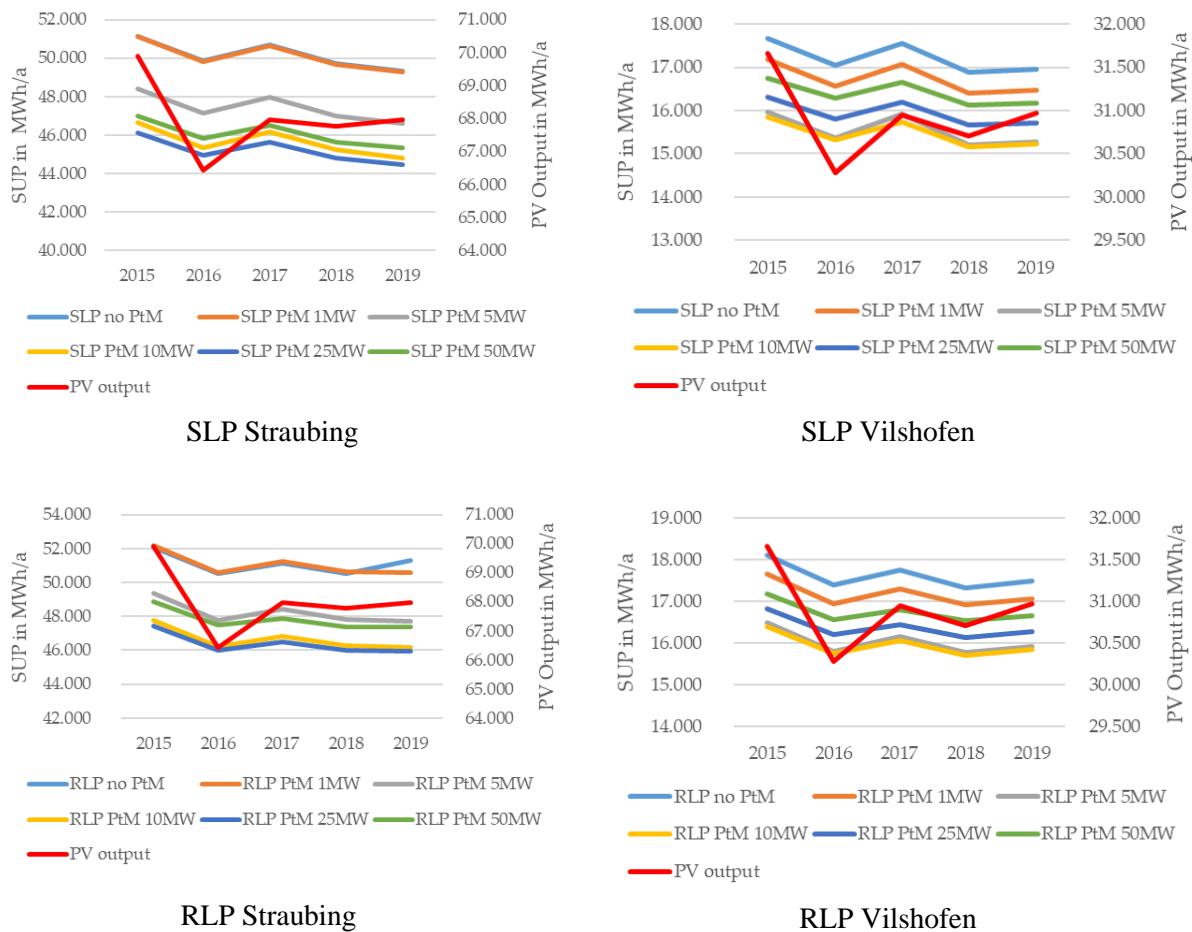


Abbildung 3.55: Witterungseinfluss auf Stromüberschusspotenzial der PtM Varianten

In Abbildung 3.55 wird das SUP mit den PtM Variationen im Vergleich mit dem über die Jahre schwankenden PV Ertrag verglichen. Dabei ähnelt der Verlauf des SUP (a) aller PtM Variationen dem bereits mit Calliope dargestellten Verlauf in Abbildung 3.28. Dies zeigt, dass der PV Ertrag den gleichen Einfluss auf den resultierenden SUP im EZS Modell+ hat. Der Einbruch im Jahr 2015 und die Abflachung von 2017 auf 2018 übertragen sich auf den SUP Verlauf. Allerdings steht in SR im Jahr 2019 eine Steigerung des PV Ertrags einem sinkenden SUP gegenüber. Dies deutet darauf hin, dass es andere ausgleichende Faktoren gibt. Ein möglicher Faktor sind die in SR höheren Industriebedarfe, welche sich auf das regionale Lastprofil auswirken und somit den SUP beeinflussen können. Der Vergleich mit RLP zeigt, dass die veränderten Lastprofile in SR zu einer Steigerung des SUP zwischen 2018 und 2019 führt. Damit bildet der SUP Verlauf den Verlauf des PV Ertrags ab. In VOF bildet der RLP Verlauf den SLP Verlauf ab, welcher den PV Verlauf widerspiegelt.

Abbildung 3.56 zeigt als Boxplots die wichtigsten Ergebnisse der sechs Szenarien für PtM Kapazität über den Betrachtungszeitraum von 5 Jahren für die verschiedenen Lastprofile. Die linke Seite beinhaltet die Ergebnisse für SR, rechts für VOF. Die Ergebnisse sind im Anhang A.1 Tabelle A.2 tabellarisiert.

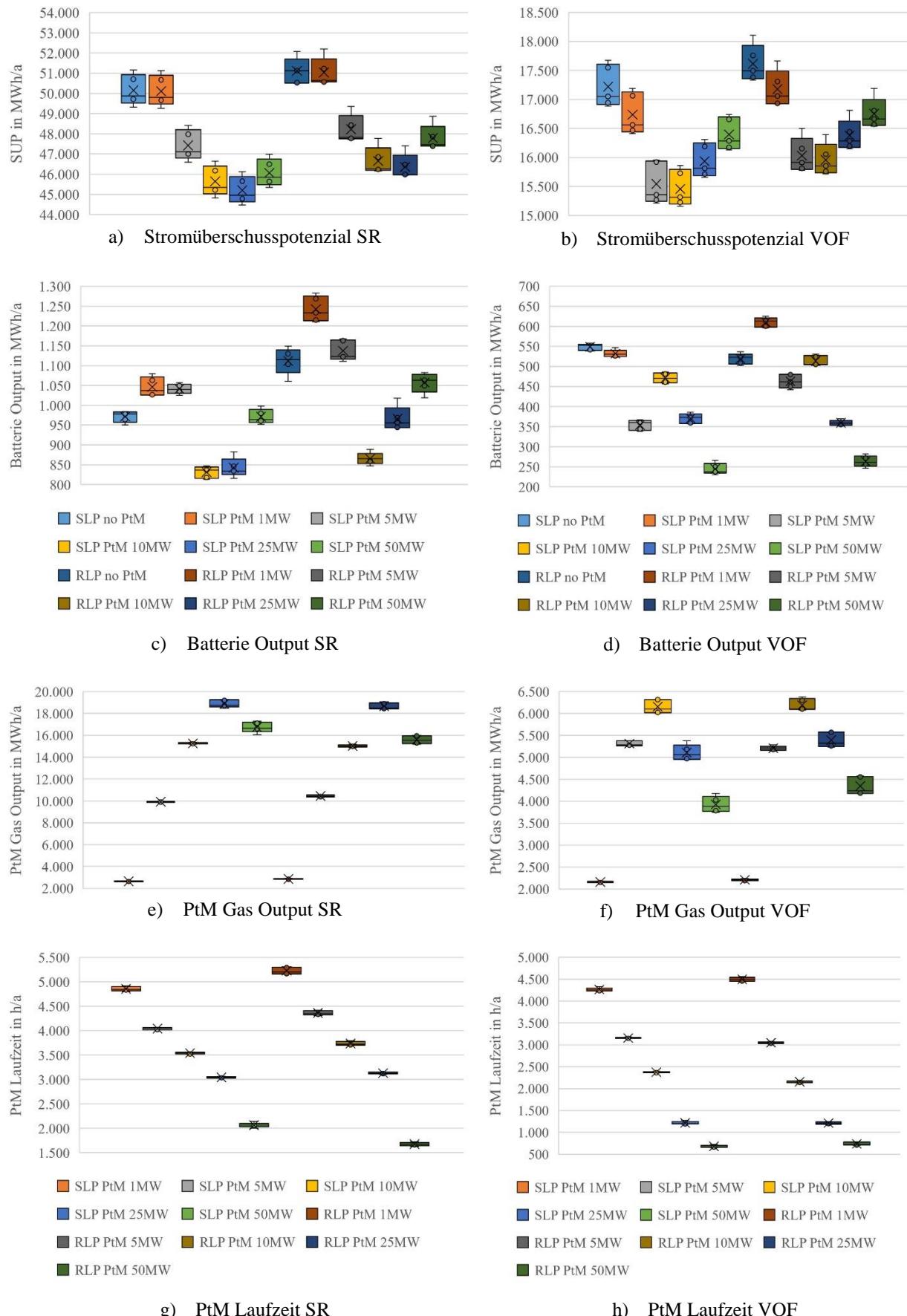


Abbildung 3.56: Witterungseinfluss 2015 – 2019 auf Standard- und Reallastprofile für Straubing (SR) und Vilshofen (VOF)

Das SUP in a) zeigt den Unterschied zwischen SLP (links) und RLP (rechts) für SR. Die PtM Kapazitäten steigen von links nach rechts. Die Betrachtung mehrerer Jahre führt zu einer mittleren Abweichung zwischen Maximal- und Minimalwert bei SLP ohne PtM von 3,57 %, bei RLP von 3,02 %. Dies zeigt, dass die Veränderung der Wetterdaten bezogen auf PV in einer 5 Jahresbetrachtung nur zu einer geringfügigen Veränderung des SUP führt. Im Vergleich zu Calliope steigen die Abweichungen geringfügig um 1 % für SLP und 0,5 % für RLP. Die im vorherigen Punkt 3.4.2.5 erläuterte Senkung des SUP durch steigende PtM Kapazitäten ist für beide LP klar ersichtlich. Die Abweichung des SUP innerhalb der PtM Kapazitäten liegt im Mittel für SLP bei 3,67 %, für RLP bei 3,19 %. Im Vergleich zwischen SLP zu RLP steigt das SUP beim Szenario „1 MW“ um 1,82 %, bei „5 MW“ um 1,66 %, bei „10 MW“ um 2,17 %, bei „25 MW“ um 2,49 % und bei „50 MW“ um 3,62 %. Die Abweichungen lassen sich wieder auf die stündliche Ausprägung der LP zurückführen, da RLP unsteter im Verlauf sind als SLP. Durch den steigenden SUP steigt auch das Nutzungspotenzial für Batterie und PtM.

In VOF b) zeichnet sich ein ähnliches Muster wie in SR ab, jedoch bildet sich der Kipppunkt zwischen SUP Verfügbarkeit und PtM Kapazität bereits früher aus. Dies resultiert aus dem regional geringerem SUP. Das SUP weicht bei SLP im Mittel ohne PtM um 4,45 %, bei RLP um 4,26 % ab. Im Vergleich zu Calliope schwankt damit der wetterbezogene SUP ebenfalls geringfügig um 0,6 % für SLP und für RLP um 0,1 %. Wie bereits unter Punkt 3.4.2.2 erläutert, führt im Gegensatz zu Calliope der Einsatz von RLP zu keiner drastischen Verringerung des SUP. Als Grund wird der in Calliope verwendete, stündliche berechnete, LC-Wert der KWK-Technologien angesehen, welcher versucht, durch die optimale Technologieauswahl der Optimierung einen SUP zu vermeiden. Im EZS Modell+ tritt eine Steigerung des SUP um 2,24 % von SLP zu RLP auf. Die Steigung von SLP zu RLP liegt im Szenarienmittel bei 2,63 %. Bezogen auf die fünf Jahre schwanken die SUP Werte innerhalb der SLP PtM Szenarien um 4,25 %, mit RLP um 4,11 %. Damit bilden die SUP Schwankungen relativ genau die Schwankungen in der PV-Erzeugung ab, welche über die Zeitspanne um 4,36 % schwankt.

Das SUP teilt sich zwischen PtM und Batterie auf, daher sind beide Technologien in Relation zueinander zu betrachten. Die Laufzeit der PtM sinkt mit steigender Kapazität, da das SUP generell sinkt und kleinere SUP nicht mehr für PtM nutzbar sind. Die mittlere Abweichung in g) für SR liegt bei 1 MW bei 2,32 %, bei 5 MW 1,21 %, bei 10 MW bei 1,29 %, bei 25 MW 1,05 % und bei 50 MW bei 6,63 %. In SR sind die Laufzeiten der Kapazitäten bis 25 MW in Bezug auf das SUP relativ stabil, 50 MW ist durch die hohe Kapazität leichter durch Witterungsschwankungen zu beeinflussen und weist eine höhere Abweichung auf. Die stärkere SUP Schwankung im RLP überträgt sich auf die Laufzeit und die mittlere Abweichung in Bezug auf alle Szenarien steigt um 0,5 %. Das gleiche Phänomen lässt sich in h) für SLP und RLP in VOF beobachten. Die Laufzeitabweichung steigt dabei in VOF stärker an, da weniger SUP zur Verfügung steht. So liegt die mittlere Abweichung bei 25 MW bei 7,57 % und bei 50 MW bei 10,35 %. Jedoch werden bei den hohen Kapazitäten die Laufzeiten so

gering, dass allein durch die reduzierte Stundenzahl eine höhere prozentuale Stundenabweichung entsteht. Die Laufzeit übersetzt sich in den PtM Output, daher liefert der Output ähnliche prozentuale Abweichungen. In e) zeigt sich durch den hohen Ertrag jedoch für SLP eine höhere mittlere Abweichung um 4,21 %, ansonsten lag die mittlere Abweichung unter 0,5 %. Dies ist auch für RLP gültig, dabei lag die mittlere Abweichung bei 25 MW bei 3,56 %. Dies zeigt, dass sich der Kippunkt für Laufzeit und Ertrag bei 25 MW in SR befindet. Dieses Verhalten zeigt sich auch in f) für VOF, jedoch für 5 und 10 MW. Dies bedeutet, dass in VOF der Ertrag in Relation zur Laufzeit am höchsten steigt. Der Batterieoutput in c) weist für SLP und RLP das gleiche Verhalten auf. In Bezug auf den Startpunkt „ohne PtM“ steigt der Output bei „1 MW“, weist jedoch eine mittlere Abweichung von 5,09 % auf. Im Mittel sinkt der Output zu „2 MW“ und verringert die mittlere Abweichung auf 3,03 %. Der geringste Output ist bei „10 MW“ erreicht und verdeutlicht, dass diese PtM Kapazität am ehesten die entstehenden SUP abdecken kann. Die weiteren Kapazitäten erhöhen wieder den Batterieertrag und die mittlere Abweichung sinkt, da wieder mehr SUP genutzt wird. Bei RLP wiederholt sich dieser Trend, jedoch mit einer über alle Szenarien gesteigerten mittleren Abweichung von 0,8 %. Für VOF ergibt sich in d) ein anderes, eher inkonsistentes Verhalten. Hier erfolgt der Einbruch bereits bei 5 MW, erholt sich bei 10 MW, nur um dann wieder einzubrechen. Dieses Muster weist über die Jahre innerhalb der Szenarien eine mittlere Abweichung von 7,86 % mit der größten Abweichung bei 50 MW mit 13,53 % auf. Für RLP beträgt die mittlere Abweichung 7,13 % mit 12,77 % für 50 MW. Dieses Verhalten lässt sich nur durch die Art des SUP erklären, als dass es beim Erscheinen in einer Dimension anfällt, in welcher die PtM auch bei steigender Kapazität einen guten Zugriff aufweist.

3.4.3 Diskussion

Das Ziel der EZS liegt in der regionalen, bilanziellen Analyse von Energiebedarf und -erzeugung, um SUP sichtbar zu machen und mit Speicher- oder Wandlungstechnologien zu verwerten. Mit dem EZS Modell+ werden auf Basis der Energiebedarfsmodellierung in Kapitel 3.1 die Technologiedefinitionen von Calliope übernommen und eigene Lösungsalgorithmen entwickelt, um PtM mit den Technologiekomponenten besser in Bezug auf die SUP Verwertung analysieren zu können.

Die für die Technologien wichtigsten Regelparameter sind Kapazität und Wirkungsgrad, können aber in Abhängigkeit der verwendeten Technologie erweitert werden. Die Parameter bestimmen die technologische Verwendung und beeinflussen damit die Simulation deutlich. Aus diesem Grund ist die auch im EZS Modell+ umgesetzte Verwendung von statischen Parametern eine Limitierung, welche gerade für flexibel eingesetzte Technologien wie PtM weiter untersucht werden muss. Für die PtM Auswertung wird in beiden Modellen der Stromeigenbedarf als Wirkungsgrad regulierendes Mittel angesetzt. Während in Calliope dies als ein global definierter Wert erfolgt, wird im EZS Modell+ für

jeden Zeitschritt ein eigener Stromeigenbedarf in Abhängigkeit von der potenziellen Gaserzeugung ermittelt.

Als Optimierungsparameter zur intelligenten Technologiewahl werden in Calliope die stündlich aufgelösten Gestehungskosten als Hierarchie in Abhängigkeit der Technologieausnutzung angewendet. Zur Vereinfachung wird im EZS Modell+ die Technologiehierarchie dem Nutzer übertragen. Die zur flexiblen Bedarfsabdeckung gewählten Technologien treten daher nur dann in Kombination auf, wenn die Kapazität einer Technologie nicht ausreicht, um den jeweiligen Bedarf zu decken.

Um das Modell möglichst übertragbar zu gestalten, werden als Untersuchungsstrategie die in Deutschland gängigen Standardlastprofile und die deutschlandweite Beheizungsstruktur genutzt, um die gewählten Regionen SR und VOF zu untersuchen. Die Energiezellen werden außerdem als Insellösung definiert. Um den Fehler bei der Verwendung von SLP zu validieren, wurden reale regionale Verbrauchsdaten angefragt und reale Lastprofile erstellt. Die Auswertung mit dem EZS Modell+ ergibt für beide Zellen eine SUP Steigerung mit RLP, bei Calliope trifft dies nur für SR zu. Dies zeigt die schwierige Verwendung von SLP bei niedrigen Gebäudezahlen im Vergleich mit RLP in Abhängigkeit des verwendeten Modells. Auf dieser Grundlage ist bei kleinen Zellen eine Verwendung von direkt erhobenen RLP anzuraten. Der Vergleich mit den von den Stadtwerken erhobenen Daten zu Stromüberschusspotenzial in ihrem Einzugsgebiet zeigt die Abweichung des Modells zu den realen Daten auf. Das sich in Calliope ergebende SUP weicht im Szenario SLP ohne PtM 2019 um 34,1 % von der in SR durch die Stadtwerke real abgeregelten Strommenge ab. Das EZS Modell+ im Szenario SLP weicht dagegen nur um 18,4 % ab. Die Verwendung von RLP führt zu einer SUP Steigerung und erhöht die Abweichung. In VOF sind die Stadtwerke hauptsächlich für die Niederspannungsnetze zuständig, daher beinhaltet ihr Einzugsgebiet nur die Hälfte des tatsächlich anfallenden Strombedarfs. Dieser Hintergrund plausibilisiert die Abweichung von 51,2 % vom realen Stromüberschuss zum SUP im SLP Szenario, welches im EZS Modell+ ermittelt worden ist. Bei RLP beträgt die Abweichung 52,8 %. In Calliope liegt die Abweichung bei SLP bei 51,7 %, bei RLP nur bei 3,5 %. Diese geringe Abweichung hängt mit der starken SUP Reduzierung durch die intelligente Technologiewahl in Calliope zusammen, welche den Bedarf sehr gut trifft. Hier muss in Zusammenarbeit mit weiteren Netzbetreibern in VOF eine detaillierte Analyse erfolgen, um Klarheit über die gesamte Region zur besseren Fehlereinschätzung zu erhalten. Welcher Fehleranteil sich in den Modellen durch die Inselbetrachtung ergibt, müssen weitere Untersuchungen benachbarter Zellen zeigen.

Im Vergleich mit Calliope sind mit dem EZS Modell+ weitere Analysen möglich. So ergibt die Verwendung unterschiedlicher PtM Kapazitäten ein Verständnis, wie sich die mögliche Verwertung von SUP auf die Anlagenauslastung auswirkt. Hierfür sind neben der Methanproduktion die Laufzeiten, Volllaststunden und die Gestehungskosten interessant. Die Gestehungskosten werden mit

unterschiedlichen Szenarien betrachtet. In der Auswertung werden die Ergebnisse für das Szenario 4 betrachtet, welches die Börsenpreise von 2019 für den Strombezug ansetzt. Die fünf Kapazitätsvarianten mit einer Erhöhung von 1 MW bis 50 MW, steigern die Energieströme bis zu dem Punkt, an dem die Mindestanfahrleistung für eine breitflächige SUP Nutzung bei 50 MW zu hoch ist. Höhere Kapazitäten führen zu höheren Investitionskosten, welche in Abhängigkeit der Ausnutzung zu höheren Gestehungskosten führen. Die Vollaststunden sinken wesentlich schneller als die Laufzeit, was in Bezug auf die SUP Spitzen stimmig ist. In SR ergibt sich für RLP eine Verbesserung der Auslastung bis 5 MW durch die SUP Steigerung, dann fällt die Auslastung. Dies ist auf die durch die RLP entstehenden unstetigeren SUP Lastspitzen zurückzuführen. In VOF bildet sich mit dem reduzierten SUP das gleiche Muster aus, der Kippunkt ist allerdings ab 1 MW erreicht.

Der Solareinfluss auf das SUP wird wie in Calliope für die Jahre 2015 – 2019 untersucht. Die Ergebnisse beider Modelle weisen vergleichbare Verläufe auf. Die mittlere Abweichung ist im EZS Modell+ gegenüber Calliope geringfügig um 0,5 – 1 % erhöht. Im RLP Szenario steigen die Abweichungen im Vergleich zu SLP in Calliope an, während im EZS Modell+ die Abweichungen um 0,5 % fallen. Da das SUP für RLP in beiden Modellen ansteigt, ist diese gegenteilige Entwicklung in der Abweichung nur durch die unterschiedliche Technologieabdeckung des Energiebedarfes zu erklären. Da die mittlere Abweichung in den Szenarien bei beiden Modellen für SUP unter 5 % liegt, ist der Einfluss einer besonders günstigen Wetterlage für 2019, welche die Ergebnisse beschönigen würde, auf die Simulation ausgeschlossen.

3.5 Zukunftsszenarien

Mit Blick auf die zukünftige Abkehr von fossilen Energieträgern werden unterschiedliche Szenarien für den Energiesektor und deren Einfluss auf PtM zur Reduzierung von fossilem Erdgas betrachtet. Die Stadt SR hat bereits in 2014 einen Energienutzungsplan (ENP) ausgearbeitet, um die regionalen Möglichkeiten zur Energiewende zu beleuchten (Institut für Systemische Energieberatung GmbH 2014). Zu diesem ENP liegt ein Sachstandsbericht von 2019 vor, welcher die aktuellen Untersuchungen und deren Ergebnisse erläutert (Straubing 2019). Im ENP wird neben dem elektrischen Endenergiebedarf und der Stromerzeugung aus regenerativen Energien auch der thermische Endenergiebedarf und der Endenergiebedarf für Mobilität betrachtet. Im Folgenden werden unterschiedliche potenzielle Ausbauziele für regenerative Stromerzeugung, die regionale Beheizungsstruktur, sowie die Ausweitung der mit Biomasse befeuerten KWK für die Region SR betrachtet. Es wird der Stand 2019, sowie die Ziele für 2030 und 2045 dargelegt und die Einflüsse auf die PtM simulativ betrachtet. Die Gestehungskosten werden auf Kostenbasis 2019 nach Kapitel 3.4.2.4 Tabelle 3.16 Szenario S.4 ermittelt, wobei für PtM die Investitionskostensenkung nach Thema et al. (Thema, Bauer, and Sterner 2019) für die Jahre 2030 und 2045 veranschlagt wird. Die Ergebnisse der simulierten Zukunftsszenarien sind im Anhang A.1 Tabelle A.4 hinterlegt.

3.5.1 Ausbaupotenziale erneuerbarer Stromerzeugung

In der Region Stadt Straubing liegt der regenerative Stromanteil 2019 bei 58 % am Gesamtstromverbrauch. Anteilig an der EE Stromproduktion lag die Wasserkraft bei 63,6 und der PV-Anteil bei 33,6% (Regierung von Niederbayern 2019). Der restliche Anteil wird mit Biomasse erzeugt.

Wasserkraft

Das Laufwasserkraftwerk am Fluss Donau, welcher durch die Stadt fließt, weist eine installierte Leistung von 21,5 MW aus, bei einer jährlichen Stromproduktion von ca. 145 GWh. Ein weiterer Flussausbau ist nicht möglich, daher kann die Leistung zukünftig nicht weiter erhöht werden.

Windkraft

Für Windkraftanlagen gibt es im südwestlichen Stadtgebiet ein ausgewiesenes Vorbehaltsgebiet. Laut ENP (Institut für Systemische Energieberatung GmbH 2014) reicht die Fläche für ein realistisches Ausbaupotenzial von drei Windrädern. Im Energieatlas Bayern wird die Gebietskulisse für Windkraft, welche die mittleren Windgeschwindigkeiten für eine Höhe von 130 m bezeichnet, dargestellt (Bayerische Staatsregierung 2020). Aus diesen Daten geht hervor, dass die mittleren Windgeschwindigkeiten in 130 m Höhe selbst im ausgewiesenen Vorbehaltsgebiet unter 4,5 m/s

liegen. Daher ist nach Rücksprache mit den Stadtwerken keine Windkraftanlage in naher Zukunft wirtschaftlich abzubilden.

Solarstrom

Die 2019 installierte PV Leistung liegt laut Energieatlas bei 54 MW (Bayerische Staatsregierung 2020). Der ENP untersucht den potenziellen Photovoltaikausbau auf Basis von Dach- und Freiflächen. Für die Dachflächen wurde ein nutzbares Flächenpotenzial von 702.000 m² ermittelt (Institut für Systemische Energieberatung GmbH 2014). Mit der Annahme, dass ein gängiges 400 W PV Modul ca. 3 m² Installationsfläche benötigt, kommt der ENP auf eine installierbare Gesamtleistung von 93,6 MW_p. Die realistisch nutzbaren Freiflächen werden entlang der Bahntrasse östlich und westlich der Stadt gesehen. Die Flächenpotenziale weisen hier zusätzliche 28,1 MW_p an ausbaufähiger PV-Leistung auf. Damit liegt laut ENP ein Gesamtpotenzial von 121,7 MW_p vor (Institut für Systemische Energieberatung GmbH 2014).

Laut den Stadtwerken haben sich seit den Untersuchungen weitere Freiflächenpotenziale in der Nähe der Kläranlage, der Bahnstrecke und weiteren Gebieten ergeben. Damit steigen die Freiflächenpotenziale auf 67,5 MW_p und führen zu einem Gesamtausbaupotential von 161 MW_p.

Dem Einsatz von Agri-Photovoltaik, was eine PV Überbauung von Agrarland bezeichnet, wurde eine Absage erteilt. Um die zusätzliche Stromproduktion in das Netz einzuspeisen und weitere Strominfrastruktur besser ausbauen zu können, ist die Umsetzung von drei weiteren Umspannwerken geplant.

Aus diesen Ausbaupotenzialen ergeben sich drei Betrachtungsszenarien. Für das Jahr 2019 wird die bestehende PV Leistung von 54 MW angesetzt, für das Jahr 2030 wird eine Leistungserhöhung auf 110 MW und 2045 auf 215 MW angesetzt. Für alle drei Szenarien werden die Rahmenbedingungen wie Witterung, Energiebedarf, etc., auf dem Stand von 2019 mit den SLP Lastprofilen belassen. Damit wird von weiteren Zukunftsprojektionen anderer, das Ergebnis beeinflussender, Faktoren abgesehen. Für die jeweiligen Jahre werden wieder die sechs PtM Kapazitätsvarianten aus Punkt 3.4.2.5 verwendet. Für die Zukunftsszenarien PV werden somit 18 verschiedene PtM Varianten mit dem EZS Modell+ simuliert und in Abbildung 3.57 dargestellt.

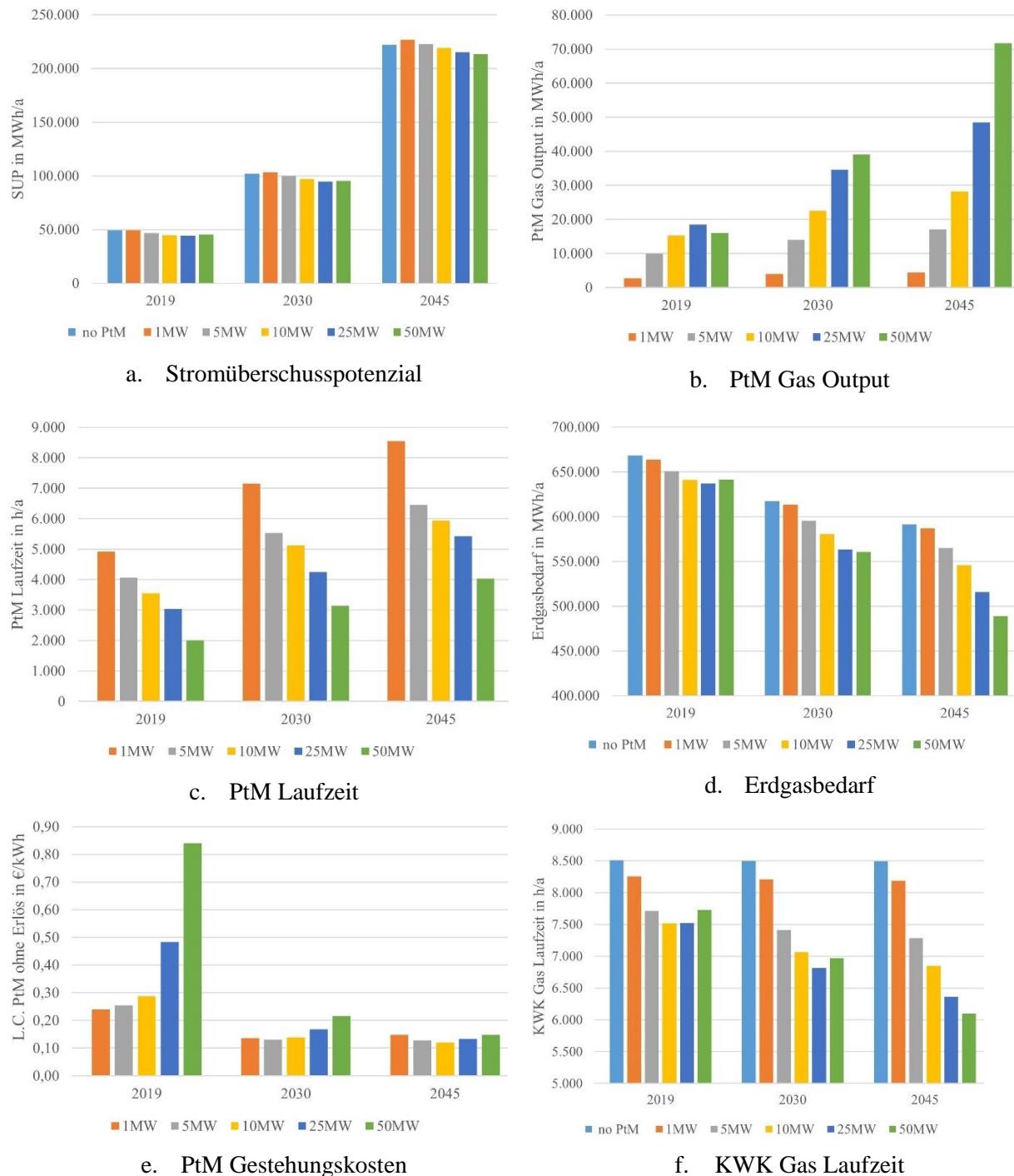


Abbildung 3.57: Simulationsergebnisse der PtM Varianten für verschiedene PV Kapazitäten in Straubing

In Abbildung 3.57 sind die wichtigsten Parameter dargestellt. Das SUP (a) zeigt dabei eine starke Korrelation zu den sich verdoppelnden PV Kapazitäten, da sich der SUP ebenfalls verdoppelt. Die steigende PtM Kapazität resultiert durch die steigende Abwärmenutzung in einem leichten Rückgang des SUP durch weniger KWK Einsatz. Die Methanerzeugung durch PtM (b) zeigt eine Steigerung bei der Kapazitätserhöhung. Der in 2019 festgestellte Rückgang des Methan Outputs bei 50 MW bildet sich in 2030 und 2045 durch den erhöhten SUP nicht mehr aus. Während in 2030 der Output von 25

MW auf 50 MW nur um ca. 5 GWh/a steigt, ist 2045 genug SUP vorhanden, um durch die 50 MW einen Anstieg um 23 GWh/a zu erreichen. Die steigende Methanproduktion übersetzt sich in längere PtM Laufzeiten (c). Die steigenden PtM Kapazitäten innerhalb eines Jahres führen zu sinkenden Laufzeiten. Von 2019 auf 2030 steigen die Laufzeiten bezogen auf eine gleichbleibende Kapazität im Mittel um 44,6 % und von 2030 auf 2045 um 21,6 %. Da die Laufzeit bei der 1 MW Anlage bereits 2019 fast den Vollaststunden entspricht, übersetzt sich die Laufzeiterhöhung in die gleichen Vollaststunden (Tabelle A.4). Bei 50 MW steigt sich die Laufzeit von 2019 auf 2030 um 57,2 %, während die Vollaststunden um 142,7 % auf 1.730 h steigen. Von 2030 auf 2045 steigt die Laufzeit für 50 MW um 28,1 % und die Vollaststunden um 83,6 % auf 2.551 h.

Die Reduktion von fossilem Erdgasbedarf (d) ist das Ergebnis aus mehr PV Strom - damit weniger Bedarf für stromgeführte KWK - und steigendem PtM Output von Gas und Wärme - damit weniger Bedarf für wärmegeführte KWK - und Nutzung von Biomethan. Bei der Betrachtung des Erdgasbedarfs für das Szenario ohne PtM wird der Einfluss der reinen PV Steigerung deutlich. Ohne PtM führt die Erhöhung von PV von 2019 auf 2030 zu 7,6 % und von 2030 auf 2045 zu 4,3 % Erdgasbedarfsreduktion (d). Durch die Nutzung von PtM wird der Erdgasbedarf von 2019 auf 2030 bei 50 MW um 12,6 % und auf 2045 um 23,8 % weiter reduziert. Da jedoch viel Erdgas für die Beheizung benötigt wird, kann eine Erhöhung von PV Kapazitäten nur den Gasbedarf für gasgeführte KWK (f) reduzieren. Durch PtM kann der fossile Gasbedarf für Gebäudeheizung reduziert werden und PtM somit einen größeren Beitrag leisten, als nur die PV für sich.

Die Gestehungskosten (e), welche sich aus Kosten, Laufzeit und Produktion zusammensetzen, veranschaulichen die Auslastung der PtM. Der Anstieg der LC bei steigenden PtM Kapazitäten zeigt die schlechter werdende Bilanz zwischen Investitions- und Betriebskosten gegenüber dem Output. Während in 2019 ein Betrieb einer 50 MW Anlage die LC gegenüber 1 MW vervielfacht, liegt die Erhöhung in 2030 bei nur noch 58,4 %. Die Reduktion von 2019 auf 2030 wird maßgeblich durch die geringeren Investitionskosten verursacht, von 2030 auf 2045 überwiegt der Einfluss der SUP Steigerung. Während in 2019 1 MW die günstigste Kapazität mit 0,239 €/kWh ist, wechselt dies in 2030 bereits auf 5 MW mit 0,131 €/kWh und in 2045 auf 10 MW mit 0,120 €/kWh. Dies verdeutlicht, dass ein jetzt in Planung befindliches Projekt durchaus größer skaliert werden kann. Trotzdem kann ein Wert von 0,12 €/kWh immer noch nicht gewinnbringend auf Basis der 0,0793 €/kWh Biomethanvergütung dargestellt werden.

3.5.2 Biomassepotenziale für Kraft-Wärme-Kopplung

Stromproduktion aus Biomasse stellt zwar ebenfalls eine erneuerbare Stromproduktion dar, wird aber in einem eigenen Punkt betrachtet, da die mit Biomasse betriebene KWK auch Wärme bereitstellt und somit mehrere Parameter beeinflusst.

Der Anteil der Stromproduktion aus Biomasse lag 2019 bei 2,8 % der regenerativen Stromproduktion mit einer installierten Leistung von 1,35 MW (Bayerische Staatsregierung 2020). Dabei werden 1,32 MW von der mit Klärgas betriebenen BHKW der Kläranlage abgedeckt. Das ausbaufähige Biogaspotenzial wird im ENP für unterschiedliche Quellen untersucht. Die Stadt Straubing verfügt über wenig Biomassepotenzial, allerdings steht das landwirtschaftlich genutzte Umland im Landkreis Straubing-Bogen als Potenzialfläche zur Verfügung, da Biomasse zu Anlagen im Stadtgebiet zur Energieerzeugung transportiert werden kann.

Energiepflanzen

Der ENP untersucht das Biogaspotenzial aus Energiepflanzen auf Basis der regional genutzten landwirtschaftlichen Flächen. Dabei wird angenommen, dass 80 % für die Nahrungsmittelproduktion und 20 % für Energiepflanzen genutzt werden. Demnach steht eine Fläche von 848 ha für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung. Je nach Energiepflanze und Anbaufolgen kann das Biogaspotenzial stark schwanken. Der ENP geht von einem Maisanbau aus, der je 1 ha ca. 40-60 t Frischmasse produziert und zu ca. 4.000-6.000 Nm³ Biogas verstoffwechselt wird (Adler et al. 2014). Daraus resultiert laut ENP eine nutzbare Energiemenge mit einer BHKW Verwendung von ca. 12,15 GWh_{el} und 13,67 GWh_{th}.

Gülle

Der ENP führt in SR 760 Großvieheinheiten mit je 15 Tonnen Gülle Produktion pro Jahr auf. Mit einer Tonne Gülle können ca. 20-30 m³ Biogas erzeugt werden. Bei einer Annahme von 50 % Nutzbarkeit für Biogas, führt dies zu einer im BHKW umgesetzten Energie von 342 MWh_{el} und 385 MWh_{th}.

Bioabfall und Klärschlamm

Die städtischen Bioabfälle und Klärschlämme werden bereits energetisch zur Biogaserzeugung genutzt. Hier wird laut ENP kein weiteres Potenzial zur Energiegewinnung gesehen. Allerdings kann das entstehende, bisher ungenutzte CO₂ noch für PtM genutzt werden.

Mit diesen Biomassepotenzialen steht eine jährliche Energieproduktion von ca. 31,2 GWh/a zur Verfügung. Bei einer Laufzeit von 8.000 h wäre dies eine Biogasanlagenleistung von 1,54 MW_{el}.

Aus diesen Ausbaupotenzialen ergeben sich wieder drei Betrachtungsszenarien mit je 6 PtM Variationen. Für das Jahr 2019 wird die bestehende mit Biomasse befeuerte KWK-Leistung von 1,354 MW angesetzt, für das Jahr 2030 wird eine Leistungserhöhung um 50 % auf 2,031 MW und 2045 um 100 % auf 2,708 MW angesetzt. Auch hier wird wieder der Stand 2019 SLP als Rahmenbedingung beibehalten und in Abbildung 3.58 dargestellt.

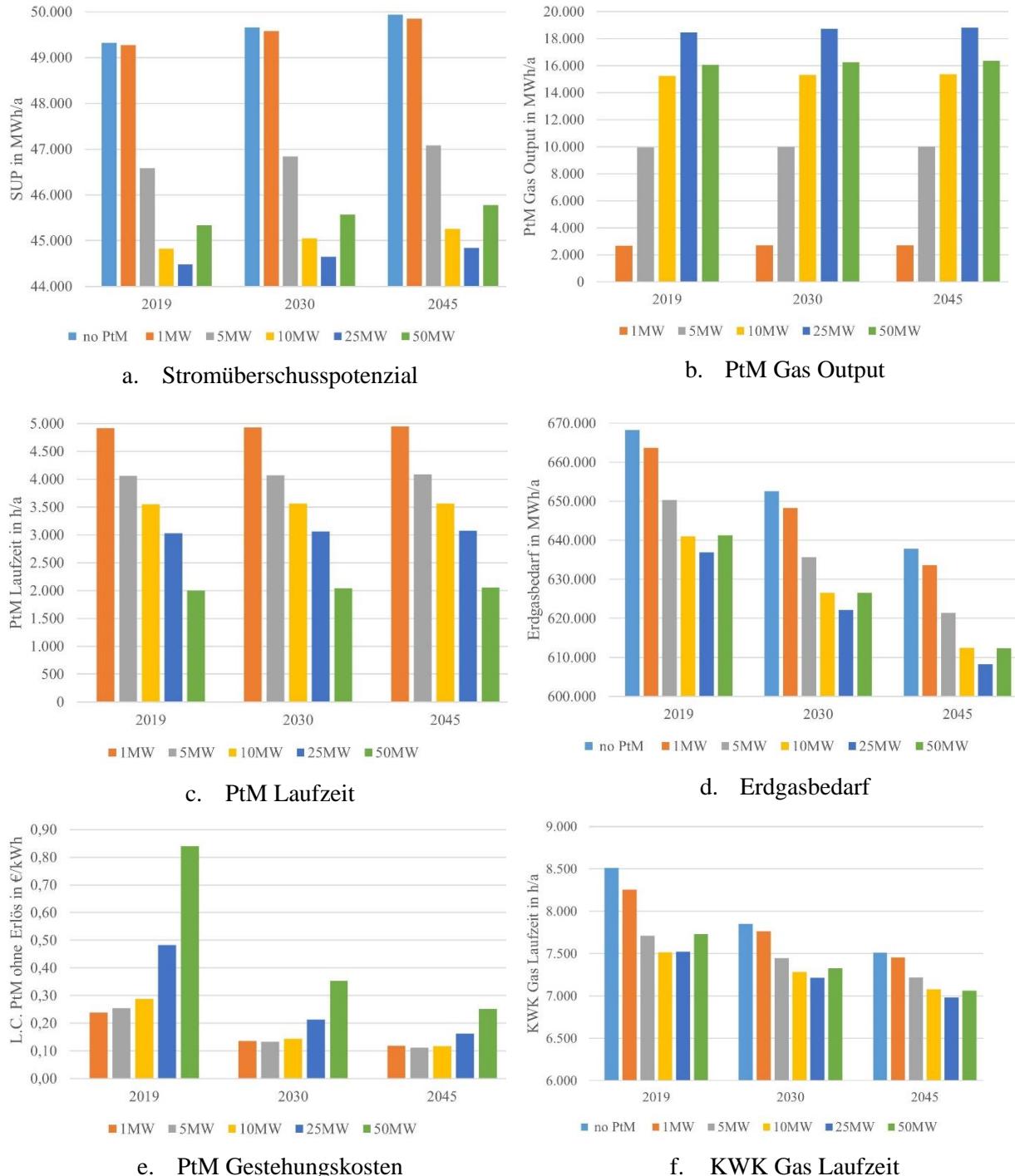


Abbildung 3.58: Simulationsergebnisse der PtM Varianten für verschiedene Biomasse KWK Kapazitäten

In Abbildung 3.58 sind die wichtigsten Parameter dargestellt. Das SUP (a) zeigt dabei eine mittlere Steigerung von 46,64 GWh auf 47,12 GWh von 2019 auf 2045 innerhalb der jeweiligen Kapazität. Dies entspricht einer Steigerung von 1 %. Der PtM Output (b) und die Laufzeit (c) steigen dementsprechend auch nur um 1 % von 2019 auf 2045 in allen Szenarien. Dies bedeutet, dass der Ausbau von mit Biomasse befeuerter KWK das Energiesystem hinsichtlich SUP Entstehung und Auslastung von PtM aufgrund der geringen Kapazitätssteigerung nicht nennenswert beeinflusst. Die geringen Änderungen sind darauf zurückzuführen, dass Biomasse und gasbefeuerte KWK in Konkurrenz stehen und beide Systeme für die flexible Restlastabdeckung nach den EE-Systemen verwendet werden. Da das mit Biomasse betriebene KWK vorrangig vor dem gasbefeuerten KWK genutzt wird, sinkt die Laufzeit des Gas-KWK (f) und der Erdgasbedarf (d) wird durch Biomassebedarf substituiert. Die Laufzeit der Gas-KWK (f) sinkt von 2019 auf 2030 im Mittel um 5 %, auf 2045 um 3,5 %. Der mittlere Erdgasbedarf (d) sinkt von 2019 auf 2030 um 2,3 %, auf 2045 ebenfalls um 2,3 %. Die reduzierten PtM LC (e) basieren in diesem Szenario auf den geringeren Investitionskosten, da die PtM nur marginal beeinflusst wird. Ansonsten zeichnet sich der gleiche relative Trend in der LC Erhöhung durch die Kapazitätssteigerung in 2030 und 2045 ab. In 2030 betragen die durchschnittlichen LC für die PtM Kapazität 1 - 10 MW 0,138 €/kWh, in 2045 0,115 €/kWh.

3.5.3 Änderung der Beheizungsstruktur von Gebäuden

Die Änderung einer regionalen Beheizungsstruktur lässt sich schwieriger umsetzen als die Änderung in der Energieerzeugung, da jeder Hauseigentümer selbst für die Beheizung seines Eigentums verantwortlich ist. Eine Gebäudebeheizung hält in der Regel ca. 20 Jahre, laut deutschem Gebäudeenergiegesetz (Bundesamt für Justiz 2020a) muss ein Heizkessel nach 30 Jahren ersetzt werden. Dies bedeutet, dass sich die städtische Beheizungsstruktur sehr langsam ändert. Wenn ein Gebäude saniert wird, gibt es viele Parameter, z.B. Wirtschaftlichkeit, Temperaturniveau, Gebäudedämmung, etc., welche die Wahl der nächsten Beheizung beeinflussen. Wie in Abbildung 3.15 dargestellt, teilt sich bei Neubauten im deutschlandweiten Mix die Wahl der Beheizung hauptsächlich in Erdgas, Wärmepumpe und Fernwärme auf. Die Fernwärme stellt eine gute Möglichkeit dar, um Abwärme von KWK oder Industrie zu nutzen. In Deutschland können Gemeinden und Städte auch eine Anschlusspflicht für Fernwärme auferlegen (Bundesamt für Justiz 2020b).

Der ENP (Institut für Systemische Energieberatung GmbH 2014) und auch der dazugehörige Sachstandbericht (Straubing 2019) betrachten die Beheizungsstruktur in Straubing. Dabei wurden einige kommunale Liegenschaften hinsichtlich der Umstellung auf Fernwärme untersucht und dessen Wirtschaftlichkeit betrachtet. Das Ergebnis ist, dass sich unter den Rahmenbedingungen von 2019

keine wirtschaftliche Umrüstung und Betrieb darstellen lässt. Nach Rücksprache mit den Stadtwerken und politischen Interessenvertretern hat sich ergeben, dass basierend auf dem ENP der städtische Ausbau von Fernwärme momentan als zu schwierig und unwirtschaftlich betrachtet wird, als dass er zum diesem Zeitpunkt in Betracht gezogen wird.

Trotzdem stellt die Änderung der Beheizungsstruktur ein interessantes Betrachtungsszenario dar, um die zukünftige städtische Entwicklung zu untersuchen. Hierfür wird neben dem Grundszenario 2019 nach Abbildung 3.14 für das Jahr 2030 das Jahr 2010 und für das Jahr 2045 das Jahr 2019 aus Abbildung 3.15 als Beheizungsgrundlage angenommen. Abbildung 3.15 stellt die Entwicklung der Beheizungsstruktur im Neubau dar (BDEW 2021). 2010 wurden demnach 50,2 % der Neubauten mit einem Gasanschluss, 23,5 % mit Elektro-Wärmepumpen und 14,6 % mit Fernwärme versorgt. In 2019 lagen die Zahlen bei 33,8 % Gasanschluss, 35,7 % Elektro-Wärmepumpen und 23,5 % Fernwärme.

Die Technologien zur Energieerzeugung und der Gesamtbedarf an Energie werden in den Szenarien auf dem Stand von 2019 belassen.

In Abbildung 3.59 sind die wichtigsten Parameter dargestellt. Die SUP Ergebnisse (a) für 2030 sind durch die Umstellung der Beheizung am deutlichsten beeinflusst. Mehrere Parameter spielen hier eine wichtige Rolle. Im Modell wird 2030 viel mehr Wärme benötigt, da Heizöl und Kohle nach Abbildung 3.15 fast komplett entfallen. Einerseits wird diese Wärme durch Elektro-Wärmepumpen bereitgestellt, welche den Strombedarf erhöhen und somit weniger SUP durch PV entstehen lässt. Andererseits wird der fehlende Strom durch mehr gasbefeuerte KWK (f) abgedeckt und deswegen mehr Erdgas benötigt (d). Der Fernwärmeverbrauch steigt von 2019 auf 2030 um 0,7% und wird ebenfalls durch gasbefeuerte KWK gedeckt. Diese Punkte führen dazu, dass in diesem Betrachtungsszenario der PtM Gas Output (b) für 2030 rückläufig gegenüber 2019 ist. Die PtM Laufzeit (c) bricht bei 1-10 MW PtM im Mittel um 14,7 % ein, bei 25 MW um 26,2 % und bei 50 MW um 42,3 %. Dies bedeutet, dass bei einem stagnierenden PV Ausbau und gleichzeitiger weiterer Umstellung auf Wärmepumpen, die Auslastung von PtM zurückgeht und der Erdgasbedarf weiter steigt. Im Vergleich zwischen 2030 und 2045 ergibt sich wieder eine signifikante SUP Steigerung von durchschnittlich 27,4 %. Dies lässt sich auf die weitere Erhöhung von Wärmepumpen und Fernwärme zurückführen. Der erhöhte Bedarf kann im Modell nur durch gasgeführte KWK abgedeckt werden, da diese Technologie noch Ausnutzungspotenzial aufweist. Dies führt zu verlängerten Laufzeiten von wärmegeführter KWK (f) und es wird mehr SUP generiert. Aus diesem Grund wächst das Potenzial für größere PtM Kapazitäten und es erhöht den PtM Output (b). Die Gestehungskosten fallen aufgrund der verringerten PtM Auslastung höher aus als in den vorherigen Szenarien. In 2030 betragen die durchschnittlichen LC für 1-10 MW 0,147 €/kWh, in 2045 0,116 €/kWh.

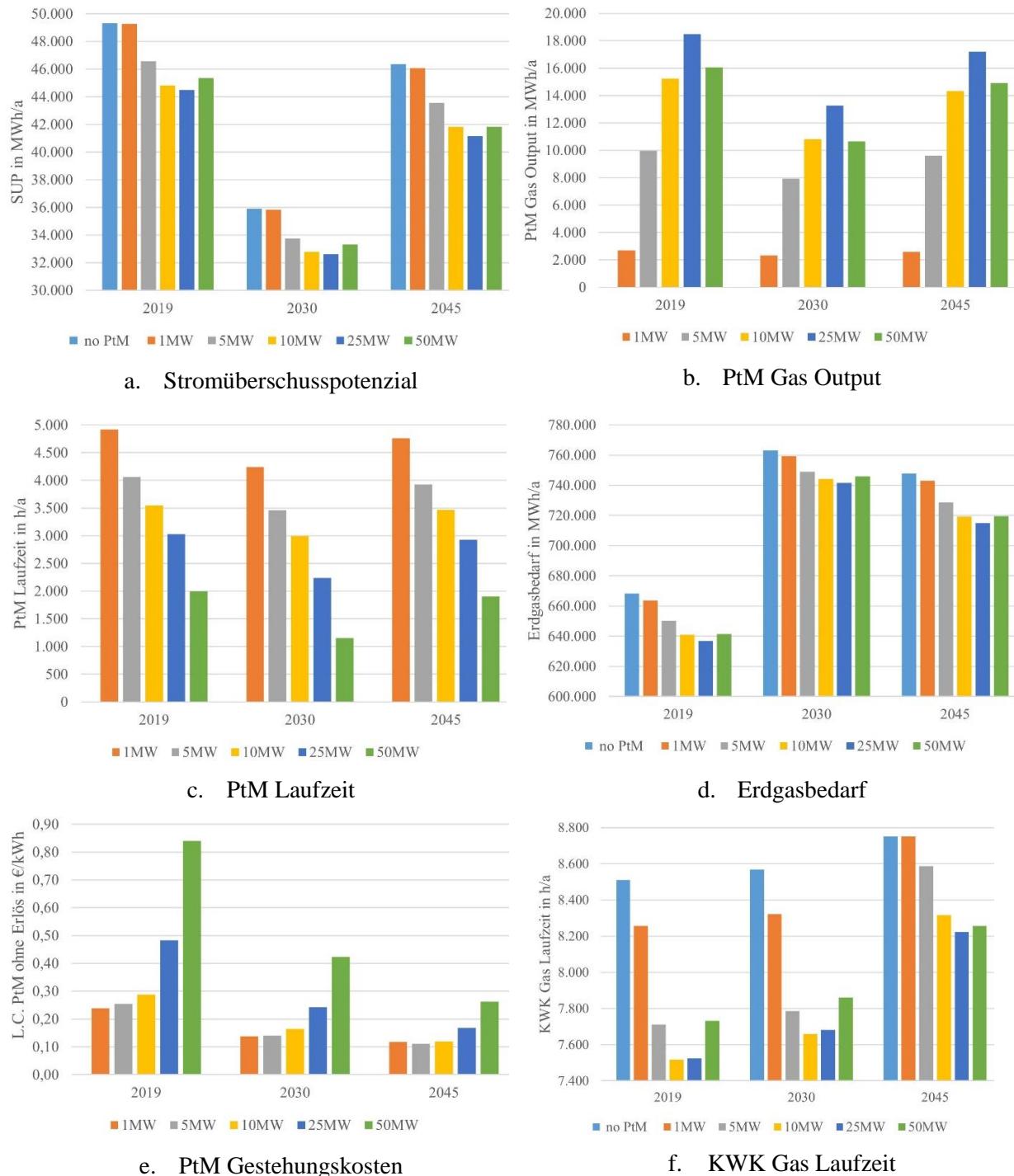


Abbildung 3.59: Simulationsergebnisse der PtM Varianten bei Änderung der Beheizungsstruktur auf mehr Fernwärme und Wärmepumpen

3.5.4 Kombiniertes Zukunftsszenario

In diesem finalen Szenario werden die drei vorherigen Betrachtungsszenarien für 2030 und 2045 kombiniert. Die Ergebnisse in Abbildung 3.60 zeigen, dass die Umstellung der Beheizungsstruktur zwar die SUP im Vergleich zur reinen Erhöhung der PV vermindert, doch das umgesetzte PV Potenzial überwiegt. Das SUP (a) steigert sich von 2019 auf 2030 um im Mittel 76,8 %, von 2030 auf 2045 um 163,4 %. Durch den geringen Einfluss der Beheizungsstruktur für SUP stellen sich für 2045 vergleichbare SUP Werte wie aus dem PV Szenario ein. Dies bedeutet, dass der Wärmepumpenausbau die Mengen an SUP bei Nutzung des PV Potenzials nicht reduziert. Dies führt zu hohen PtM Laufzeiten (c) und Outputs (b). Die PtM Laufzeiten werden vom PV Szenario dominiert und entwickeln sich entsprechend. Für die PtM 1-25 MW liegt die Laufzeiterhöhung 2019 auf 2030 im Mittel bei 30,4 %, bei 50 MW bei 64,7 %. 2030 auf 2045 liegt eine mittlere Steigung um 32,8 % vor, wobei sich die 10 MW hier mit nur 25,9 % am wenigsten erhöht. Bei 50 MW liegen die Volllaststunden 2030 bei 1.353 und 2045 bei 2.672. Damit übersteigen die Volllaststunden das PV Szenario 2045 um 5,4 %. Im Allgemeinen entwickeln sich die Volllaststunden besser als die Laufzeit und nähern sich der Laufzeit an. Im kombinierten Szenario liegen die Volllaststunden der 25 MW bei 69,6 % der Laufzeit und bei 50 MW bei 62,7 %. Beim Erdgasbedarf (d) überwiegt in 2030 das Beheizungsszenario und führt zu einem gesteigerten fossilen Bedarf. PtM reduziert den Erdgasbedarf für Beheizung, da aufgrund des hohen SUP viel Biomethan produziert wird. Zusätzlich wird durch die steigende Abwärme im Fernwärmennetz eine Laufzeitreduktion von gasbetriebener KWK (f) erreicht. Erst ab 25 MW wird der Erdgasbedarf 2030 auf dem Niveau 2019 gehalten. Für 2045 entwickelt sich der Erdgasbedarfstrend ähnlich wie im PV Szenario, jedoch wird mit dem Biomasse Substitut und der geänderten Beheizungsstruktur der abnehmende Charakter verstärkt. Für die 50 MW Anlage liegt die Reduzierung von Erdgasbedarf 2030 auf 2045 bei 16,6 %, ohne PtM bei nur 7,1 %. Aufgrund des dominanten Einflusses des PV Szenarios ist der Trend der Gestehungskosten vergleichbar. In 2030 liegt das LC Mittel bei 0,163 €/kWh und weicht damit um 3 % vom PV Szenario ab. Für 2045 liegen die LC Werte bei den Kapazitäten von 1 - 25 MW dicht beieinander und unterscheiden sich nur um 0,76 %. Nur der Wert für 50 MW liegt mit 0,208 €/kWh um 70,7 % höher. Die Ursache ist der PtM Output, welcher im Vergleich mit dem PV Szenario um 10,1 % geringer ist, und an der Laufzeit, welche um 16,4 % höher ist.

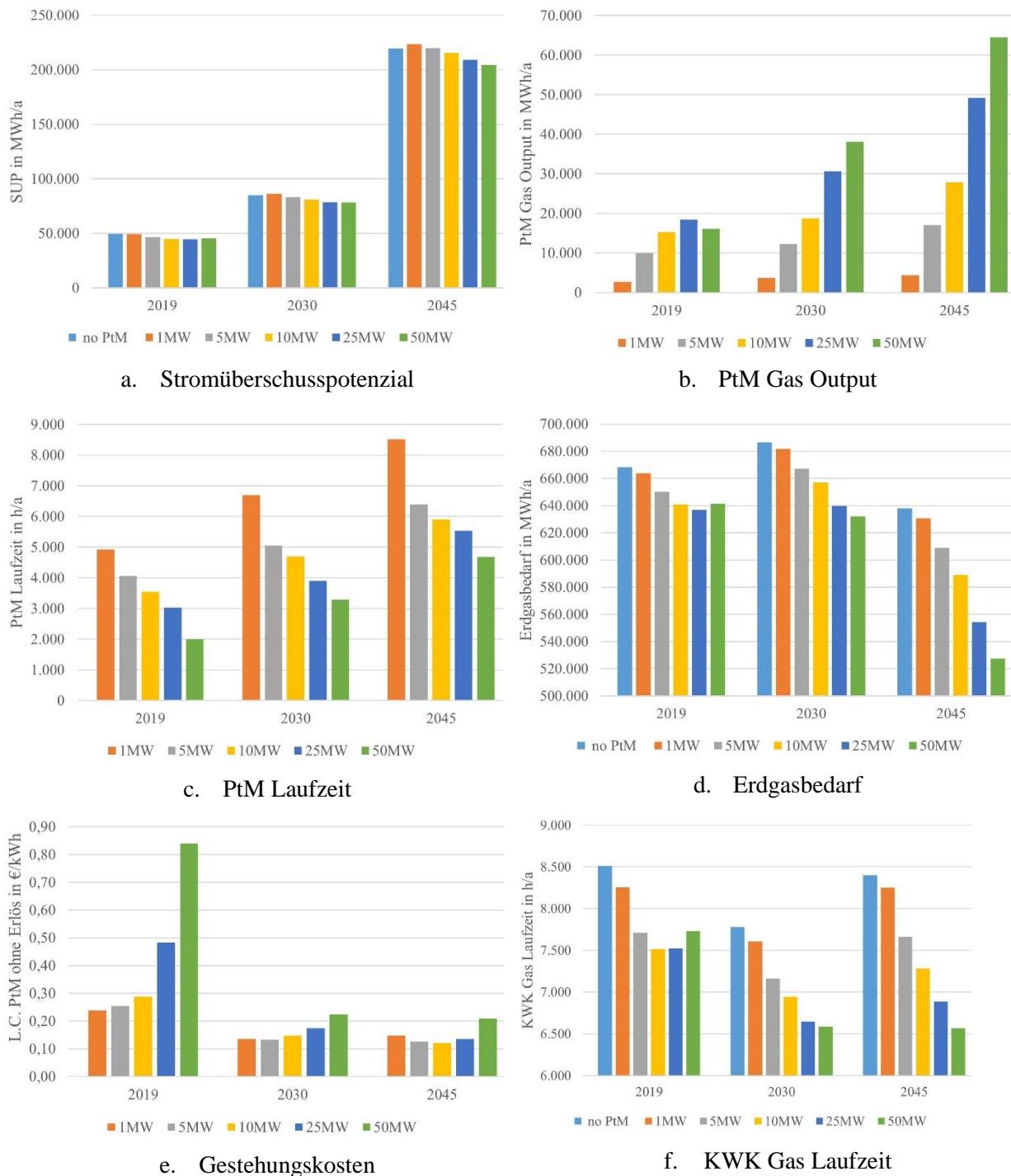


Abbildung 3.60: Simulationsergebnisse der PtM Varianten für das kombinierte Zukunftsszenario

4. Zusammenfassung und Ausblick

Eine direkte Nutzung regenerativ erzeugter Energie ist einer Speicherung oder Wandlung aufgrund auftretender Verluste durch Wirkungsgrade grundsätzlich vorzuziehen. Energiespeicher oder -wandler können jedoch bei günstiger Platzierung und Dimensionierung sowie netzdienlicher Betriebsweise den Ausnutzungsgrad von regenerativer Energieerzeugung steigern und den Verlust von regenerativem Produktionspotenzial reduzieren. Nachfolgend werden die wesentlichen Erkenntnisse der Forschungsarbeit dargestellt.

4.1 Zusammenfassung

Die vorliegende Forschungsarbeit evaluiert das Stromüberschusspotenzial (SUP) und dessen Verwertung durch die Technologie Power-to-Methane in geografisch definierten Energiezellen. Das Ziel der Energiezellensimulation (EZS) ist es, auf Basis einer detaillierten Standortanalyse diverser in der Energiezelle vorhandener Energiesysteme eine Optimierung zwischen Energiebedarf und Energieerzeugung zu erreichen und dabei die Verwendung von möglichen Speichertechnologien in einer lokalen Energiegemeinschaft zu evaluieren.

Die Energiezellensimulation gleicht innerhalb eines definierten geografischen Rahmens den Energiebedarf mit der regional vorhandenen Energieerzeugung ab und verwendet Energiespeicher und -wandler als negative Regelenergie. Die Energiebedarfsmodellierung basiert dabei auf frei zugänglichen OSM-Daten, welche in Bezug auf Gebäude mithilfe von eigens für diesen Zweck selbst entwickelten Algorithmen klassifiziert und validiert werden. Die resultierenden Gebäudedaten werden den in Deutschland gängigen Standardlastprofilen zugeordnet und mit einem entsprechenden Energiebedarf kombiniert. Zusätzlich findet im Vorfeld in Zusammenarbeit mit unterschiedlichen Energienetzteilnehmern eine Erhebung der Leistungsdaten zu Strom, Wärme und Gas statt. Mit diesen Daten werden Berechnungsalgorithmen für die Erstellung von realen Lastprofilen entwickelt, mit deren Hilfe sich die Unterschiede zwischen Standardlastprofilen (SLP) zu realen Lastprofilen (RLP) untersuchen lassen. Die Methodik der Energiestandardlastprofile bezogen auf Gebäudeklassen erlaubt eine universelle Anwendung, unabhängig von der Verortung der betrachteten Region. Jedoch sollte in Abhängigkeit der gewählten Zellengröße die Gebäudezahl auf eine Verwendung mit RLP hin geprüft werden, um die Datengenauigkeit zu erhöhen. Die Energieerzeugung wird anhand von lokal verfügbaren Technologien definiert. Im Fokus liegen dabei die für die Energiewende wichtigen Energienetze Strom, Wärme und Gas. Die zeitlich schwankenden Produktionsressourcen erneuerbarer

Energiesysteme werden mit ihren Lastprofilen ermittelt und in Kombination mit fossil betriebenen Heizkraftwerken in die Simulation integriert. Das aus diesen jeweiligen Schwankungen resultierende SUP wird mit der EZS errechnet und mit einer als negative Regelenergie definierten Power-to-Methane Technologie in Kombination mit einer Batterie verwertet.

Die EZS erfolgt mit dem Tool Calliope auf Basis statischer Parameter verschiedener Technologien. Dabei gelingt es Calliope allerdings nicht, die sich aufsummierenden Optimierungsprobleme der komplexen Power-to-Methane (PtM) Technologie im Zusammenhang mit der Netzkopplung im Detail zu lösen. Warum Calliope das detaillierte PtM System mit definierter Kapazität nicht lösen kann, war aufgrund der limitierten Möglichkeiten zur Programmanalyse während der Optimierung nicht abschließend zu klären. Da sich Calliope noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet, könnte hier in Zukunft eine Verbesserung möglich sein.

Um eine detaillierte Analyse von PtM zu ermöglichen, wird in dieser Arbeit das einfach parametrierbare EZS Modell+ entwickelt, welches eine detaillierte Komponentenbetrachtung der PtM erlaubt. Die in Calliope verwendeten Technologiedefinitionen werden übernommen, jedoch kann das EZS Modell+ die Technologien nicht frei nach dem erforderlichen Bedarf auf Basis von Gestehungskosten wählen. Der Nutzer wählt manuell die lastabdeckende Technologiereihenfolge, wodurch sich die zu lösenden Optimierungsprobleme soweit reduzieren lassen, dass einzelne Komponentenanalysen von PtM ermöglicht werden. Im Modell wird PtM im Vorfeld anhand von regionalen und technischen Rahmenbedingungen definiert und auf das gegebene Szenario über den Eigenenergiebedarf optimiert. Das sich ergebene statische Datenset wird der Energiezellensimulation für den kontinuierlichen Betrieb der PtM übergeben. Dies stellt allerdings eine Limitierung dar, welche gerade für flexibel eingesetzte Technologien wie PtM weiter untersucht werden muss. Ein möglicher Lösungsansatz könnte eine Simulationskombination sein, bei der zu jedem Zeitschritt in Abhängigkeit von der vorangegangenen Laufzeit eine externe dynamische Simulation von Wirkungsgrad bzw. weiteren technischen Parametern erfolgt. Dies war im Zuge der vorliegenden Arbeit jedoch nicht final umsetzbar. Hierzu wäre der reale Betrieb einer entsprechenden Anlagenkombination erforderlich.

Für die Evaluation werden zwei unterschiedliche Regionen in Niederbayern, Deutschland, definiert und auf potenzielle Energieüberschüsse hin untersucht. Die ganzheitliche Betrachtung aller Energie- und Stoffströme in Bezug auf die komplexe PtM Technologie in diesen Regionen resultiert in einer gesteigerten Gesamtnutzung regenerativer Energie und in einer Reduzierung von fossilem Erdgasbedarf. Dies liefert wertvolle Informationen bezogen auf die Dimensionierung, Auslastung und Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Technologien. Zusammenfassend beantwortet die Forschungsarbeit die Frage, wie im Kontext von erdgasbetriebener Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und erneuerbarer Energieerzeugung in einem windarmen Teil Deutschlands SUP ermittelt und welcher Grad der technologischen Nutzbarkeit dieses Potenzials mit PtM erreicht werden kann. Dabei zeigt sich, dass

PtM neben der Bereitstellung von erneuerbarem Methangas und Unterstützung eines Fernwärmennetzes auch den Anteil erneuerbarer Energien in den Energienetzen steigert.

Der Einfluss der Sonneneinstrahlung auf Energieerzeugungs- und Energiespeichertechnologien wird über einen mehrjährigen Zeitraum ebenfalls untersucht. Bei den dargestellten Ergebnissen zeigt sich, dass die Wetterdaten wie erwartet die Entstehung des SUP beeinflussen, jedoch die technologische Beeinflussung unter 5 % liegt.

Die Festlegung der zu untersuchenden Energiezelle in ihren räumlich-geografischen und strukturell-politischen Grenzen ist entscheidend für die Energiebedarfsmodellierung. Die Zusammenarbeit mit den jeweiligen Netzteilnehmern in ihrer Gesamtheit hat sich dabei als schwierig erwiesen, da das Vorhandensein regional unterschiedlicher Netzbetreiber und Energieproduzenten den Zugang zu einheitlichen Netz- und Anlagendaten erschwert. Das Fehlen einzelner Daten wirkt sich dabei besonders auf die entwickelte Gebäudeklasse BI und das mit ihr verknüpfte Lastprofil aus. Verständlicherweise sehen gerade Großverbraucher wie Industriebetriebe die Daten zu ihrem Verbrauch, wenn überhaupt präzise erfasst, als sensibel an und sind oftmals nicht bereit, diese zur Verfügung zu stellen. Zwar sind diese Daten zum Teil auch frei zugänglich, jedoch ist die Praxis der freien Datenveröffentlichung mit geografischen Bezug vor dem Hintergrund kriegerischer Auseinandersetzungen, wie derzeit in der Ukraine, oder der Gefahr terroristischer Anschläge auf vulnerable Infrastruktur durchaus kritisch zu sehen.

Da Industrieprofile sehr unterschiedlich ausfallen und damit charakteristisch für bestimmte Industriesparten sind, müssen bei der Festlegung der Energiezellengröße auch datenschutzrechtliche Aspekte berücksichtigt werden. Bei einer zu klein gewählten Zellengröße verbleibt nämlich oftmals nur ein einziges Industrieunternehmen in der entsprechenden Region, auf das dann wegen des charakteristischen Energieprofils möglicherweise rückgeschlossen werden kann. Auch andere Einrichtungen, wie z.B. Krankenhäuser, können von solch einer sensiblen Datenlage betroffen sein. Die Industrie, als einer der größten Energieverbraucher, dominiert die lokalen Energienetze in Bezug auf Ausbildung von Lastspitzen. Die Wahl von SLP zur Gebäudeeinteilung stellt datenschutzrechtlich bereits eine große Verbesserung dar, da hierbei verschiedene Verbraucher aufsummiert und ein resultierendes Lastprofil nicht mehr zugeordnet werden kann. Allerdings besitzt die Industrie kein SLP, daher muss für diese Gebäudeklasse ein eigenes Lastprofil erstellt werden. Hier könnten weitere Sensitivitätsanalysen für verschiedene Lastgänge der Industrie hilfreich sein. Bei Verringerung der Zellgröße verfälschen die geringen Gebäudezahlen die vorliegenden Bedarfswerte der Gebäudeklassen. RLP würde zu verbesserten Ergebnissen im Vergleich zu SUP führen, da Lastprofile die Auslastung der zu untersuchenden Technologien für Regulärernergie beeinflusst.

Aus den vorgenannten Gründen ist die Nutzung von SLP zwar für Zellen auf Landkreisebene möglich, jedoch bei Zellbetrachtungen mit geringen Gebäudezahlen und geringem Energiebedarf eine Erhebung

von RLP und Vergleich mit SLP nötig. Die Untersuchung der beiden bayrischen Regionen hat gezeigt, dass die Kopplung verschiedener Energienetze und deren zugeordneter Bedarfsprofile, SLP oder RLP, die Größe des ermittelten Energieüberschusses stark beeinflussen kann.

Die Analyse der Ausbaupotenziale in Straubing (SR) auf Basis des Datensets von 2019 und den Zukunftsprojektionen von 2030 und 2045 zeigt, dass wenn die FernwärmeverSORGUNG mit KWK-Technologien ausgebaut wird, die Zeiten von wärmegeführter KWK steigen werden. Durch mehr Fernwärmennetze würde aber auch die Möglichkeit zu mehr Abwärmenutzung geschaffen, was für PtM zu einem höherem Wirkungsgrad und zu einer erhöhten wirtschaftlichen Attraktivität führen würde. Der Fernwärmearausbau ist in dicht besiedelten Regionen leichter zu bewerkstelligen als in ländlichen Gebieten. In Deutschland können Gemeinden und Städte auch eine Anschlusspflicht auferlegen (Bundesamt für Justiz 2020b). Eine höhere Fernwärmennutzung erhöht den Nutzungsgrad der Abwärme von konventionellen Kraftwerken und KWK-Technologien und reduziert deren Wärmeabgabe an die Atmosphäre. Zusätzlich wird durch mehr Fernwärmeeinsatz die CO₂-Emission von dezentralen privaten Feuerungen reduziert. Als Alternative dazu kann auch Power-to-Heat eingesetzt werden, beispielsweise mit Geothermie. Dies kann sowohl von regionalen FernwärmeverSORGern, als auch im privaten Bereich eingesetzt werden. SUP lässt sich daher nur in einem größeren Zusammenhang unter Berücksichtigung aller Energienetze mit deren einspeisenden Technologien sinnvoll abbilden.

Bei einem weiteren PV-Ausbau wird der Bedarf an konventionellen Kraftwerken und KWK zur Stromerzeugung im Sommer sinken. Dies würde einem Überschuss an Fernwärme im Sommer entgegenwirken. Andererseits steigt mit dem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energiesystemen der Bedarf an Regelleistung und Energiespeicherung. PtM kann diese Regelleistung erbringen und zusätzlich wertvolles erneuerbares Methan für andere Netze bereitstellen. Wenn die im Sommer zunehmenden Perioden von SUP mit Technologien wie PtM genutzt werden würden, um erneuerbares Methan (RNG) zu erzeugen, kann dieses im Erdgasnetz gespeichert und verteilt werden, um im Winter den Bedarf von CO₂- neutralem Erdgas zu decken. Bei den derzeitigen Krisen und den damit einher gehenden steigenden Gas- und Strompreisen kann die aufgezeigte Verringerung der fossilen Erdgasentnahme in allen Bereichen attraktiv sein. Die Auswertung von PtM ergab, dass sich die Gestehungskosten in Bezug auf die Ausbaupotenziale in SR und durch den Technologiefortschritt halbieren könnten. Ob jedoch die technologischen Vergünstigungen eintreten, die 2019 von Thema projiziert wurden, ist vor dem Hintergrund aktueller und möglicher zukünftiger globaler Krisen kritisch zu hinterfragen.

Die PtM Technologie kann einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten, da das Thema Netzkopplung sowohl im Hinblick auf CO₂-Einsparungen als auch auf eine effiziente Energienutzung immer wichtiger wird. Die technische Machbarkeit und Umsetzbarkeit wurden bereits mehrfach nachgewiesen. Obwohl die gesetzlichen Regelungen und die Wirtschaftlichkeitsfrage die größten

Hindernisse für die Umsetzung der Technologie darstellen (Bründlinger et al. 2018), fehlt es im großen Kontext auch an Potenzialanalysen, wo PtM sinnvoll platziert und eingesetzt werden kann und woher der erforderliche Input kommt. Daher werden in verschiedenen Projekten die regionalen Rahmenbedingungen analysiert, um die besten Standorte für PtM unter Nutzung verschiedener Wasserstoffquellen, wie z. B. Wasserstoff aus der thermochemischen Umwandlung von biologischen Reststoffen, zu ermitteln (“DANUP-2-GAS” 2020). Es gibt auch Bestrebungen, dies auf einen globalen Maßstab auszuweiten (Pfennig, Michael Bonin, and Norman Gerhardt 2021). Die Energiezellensimulation kann daher einen wertvollen Beitrag leisten, um Regionen systematisch für eine PtM Anwendung zu analysieren und zu bewerten.

4.2 Ausblick

Die Forschungsarbeit zeigt Anwendung und Nutzen einer selbst weiterentwickelten Energiezellensimulation zur Aufdeckung von Stromüberschusspotenzialen und deren Verwertung durch PtM als negative Regelenergie. Folgende Punkte können in zukünftigen Arbeiten weiterverfolgt werden.

Betrachtung weiterer Zellen: Die Energiezellen werden in dieser Arbeit vereinfacht als Insellösung betrachtet. Die Energiezellensimulation wurde jedoch entwickelt, um zur flächendeckenden Analyse von einer Vielzahl von Energiezellen beizutragen. Um das komplexe Gefüge von Energienetzen und deren unterschiedlichen Ebenen zu bewerten, ist eine Betrachtung weiterer benachbarter Zellen von entscheidender Bedeutung. In Abhängigkeit von der Zellgröße sind die Energiezellen (wie in Abbildung 2.4 dargestellt) mit übergeordneten Netzen wie Strom und Gas miteinander verbunden. Somit kann der in einer Zelle entstehende SUP in benachbarten Zellen genutzt werden. Mit der Betrachtung von mehreren Zellen können diese energetischen Im- und Exporte detailliert dargestellt werden.

Automatisierung: Mit steigender Zellenanzahl ergeben sich eine Vielzahl von auszuwertenden geografischen Daten und weiterer Technologien sowie Abhängigkeiten. Mit dem gesteigerten Datenumfang erhöhen sich die benötigten Datenzuordnungen und Berechnungen. Hier stellt eine Automatisierung zur Datenverarbeitung, bzw. zur Datenabfrage eine zielführende Erweiterung dar, um die Nutzung zu verbessern.

Integration weiterer Technologien: Um möglichst viele unterschiedliche Regionen betrachten zu können, müssen alle für die Energieproduktion verwendeten Technologien definiert und mit ihren jeweiligen Abhängigkeiten integriert werden.

Webbasiertes Eingabetool: Das von Valdes et al. aufgesetzte Webtool ermöglicht die Berechnung von Energiezellen auf Basis von Calliope und PyPSA (Valdes et al. 2020). Allerdings wurde hier im Zuge der unter Punkt 3.3.2 aufgedeckten Probleme auf eine Betrachtung weiterer Energienetze neben dem Stromnetz verzichtet. Hier könnten in Zukunft weitere Anstrengungen auf Basis der vorliegenden Forschungsarbeit zu einer Implementierung von PtM in weitere Energienetze erfolgen.

Prognose: Im Modell ist keine Prognose von Lastdaten oder Extrapolationen von Zeitreihen enthalten. Hier könnte anhand von Wetterprognosen eine Abschätzung zur Energieproduktion von EE-Systemen erfolgen. Aufgrund der Implementierung von unterschiedlichen Energienetzen mit unterschiedlichen Arten der Lastmessung, wird eine zeitgleiche Datenerhebung als unrealistisch angesehen. Der Nutzen einer direkten Lastprognose im Zusammenhang mit einer Echtzeitsteuerung ist daher fraglich.

Erweiterungen: Weitere Arbeiten könnten sich auf geeignete Simulationskombinationen konzentrieren, um das Thema PtM mit höherer Qualität zu integrieren. Zusätzliche Untersuchungen mit realen Anlagen sind notwendig, um den ganzheitlichen Beitrag von PtM in realen Energiesystemen zu bewerten. Dies würde in einer Optimierung der zu installierenden PtM Kapazität resultieren.

5. Literatur

- Adler, P., Eric Billig, André Brosowski, Jacqueline Daniel-Gromke, I. Falke, E. Fischer, Johan Grope, et al. 2014. "Leitfaden Biogasaufbereitung und-Einspeisung." *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)* 5 (5., vollständig überarbeitete Auflage): 160. <https://doi.org/978-3-00-018346-1>.
- Alhamwi, Alaa, Wided Medjroubi, Thomas Vogt, and Carsten Agert. 2017. "OpenStreetMap Data in Modelling the Urban Energy Infrastructure: A First Assessment and Analysis." *Energy Procedia* 142 (December): 1968–76. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.397>.
- . 2019. "Development of a GIS-Based Platform for the Allocation and Optimisation of Distributed Storage in Urban Energy Systems." *Applied Energy* 251 (October): 113360. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113360>.
- Arghandeh, Reza, Jeremy Woyak, Ahmet Onen, Jaesung Jung, and Robert P. Broadwater. 2014. "Economic Optimal Operation of Community Energy Storage Systems in Competitive Energy Markets." *Applied Energy* 135 (December): 71–80. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.066>.
- ASUE. 2011. "BHKW-Kenndaten 2011." BHKW- Kenndaten. Frankfurt am Main: Energierferat Frankfurt am Main.
- Barron, Christopher, Pascal Neis, and Alexander Zipf. 2014. "A Comprehensive Framework for Intrinsic OpenStreetMap Quality Analysis: A Comprehensive Framework for Intrinsic OpenStreetMap Quality Analysis." *Transactions in GIS* 18 (6): 877–95. <https://doi.org/10.1111/tgis.12073>.
- Bauer, Robert, Dominik Schopf, Grégoire Klaus, Raimund Brotsack, and Javier Valdes. 2022. "Energy Cell Simulation for Sector Coupling with Power-to-Methane: A Case Study in Lower Bavaria." *Energies* 15 (7): 2640. <https://doi.org/10.3390/en15072640>.
- Bayerische Staatsregierung. 2020. "Karten Und Daten Zur Energiewende | Energie-Atlas Bayern." 2020. <https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=ov0weLCjotU>.
- BDEW. 2017. "Standardlastprofile Strom." January 1, 2017. <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>.
- . 2021. "Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau : 10-Jahre-Rückblick bis heute." June 3, 2021. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-wohnungsneubau/>.
- BDEW, and Florentine Kiesel. 2021. "Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland." bdew. March 2021. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettowaermeerzeugung-nach-energietraegern/>.
- BDEW, VKU, and GEODE. 2021. "Abwicklung von Standardlastprofilen Gas." Standardlastprofile Gas. Berlin: BDEW, VKU, GEODE. https://www.bdew.de/media/documents/20210331_LF_SLP_Gas_KoV_XII_WahrfrRi.pdf.
- Benz, Thomas, Jörg Dickert, Maik Erbert, and Niels Erdmann. 2015. "Der zellulare Ansatz. Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende." Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. <https://docplayer.org/17827249-Der-zellulare-ansatz-grundlage-einer-erreichen-regionenuebergreifenden-energiewende.html>.
- Blesl, Markus, and Michael Ohl. 2010. "Bundesländer spezifische Potenziale von Blockheizkraftwerken und Brennstoffzellen auf Kläranlagen in Deutschland," no. Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg (December): 6.

- BMWi. 2012. "Das deutsche Stromnetz," February. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/abbildung-das-deutsche-stromnetz.html>.
- . 2021. "Erneuerbare Energien in Zahlen." 2020. Erneuerbare Energien in Zahlen. Berlin: BMWi. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=12.
- BMWKE. 2019. "So heizen die Deutschen." November 12, 2019. https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/10/Meldung/direkt-erfasst_infografik.html.
- . 2022a. "Erneuerbare Energien 2021." 2021. Erneuerbare Energien in Zahlen. Berlin: BMWK. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-2021.pdf;jsessionid=299AC7B6C85D31ED7DB03A682B40B604?__blob=publicationFile&v=2.
- . 2022b. "Erdgasversorgung in Deutschland." December 9, 2022. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>.
- Brown, Tom, Jonas Hörsch, and David Schlachtberger. 2018. "PyPSA: Python for Power System Analysis." *Journal of Open Research Software* 6 (January): 4. <https://doi.org/10.5334/jors.188>.
- Bründlinger, Thomas, Julian König, Oliver Frank, Dietmar Gründig, Christoph Jugel, and Patrizia Kraft. 2018. "Integrierte Energiewende." Leitstudie. Integrierte Energiewende. Berlin: Dena Deutsche Energie-Agentur GmbH. <https://www.dena.de/themenprojekte/projekte/energiesysteme/dena-leitstudie-integrierte-energiewende/>.
- Bundesamt für Justiz. 2020a. § 109 GEG - Einzelnorm. https://www.gesetze-im-internet.de/geg/_109.html.
- . 2020b. § 109 GEG - Einzelnorm. https://www.gesetze-im-internet.de/geg/_109.html.
- . 2020c. § 8 EEG 2021 - Einzelnorm. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_8.html.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2019. "So heizen die Deutschen." November 12, 2019. https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/10/Meldung/direkt-erfasst_infografik.html.
- Bundesnetzagentur. 2019. "Bericht über die Mindesterzeugung 2019." Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- . 2020. "Veröffentlichung von EEG-Registerdaten." June 30, 2020. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html.
- . 2021. "Monitoringbericht Energie." Monitoring 2020. Monitoringbericht Energie. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- . 2022. "Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom." Bilanzkreisabrechnung. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-160/Mitteilung_Nr_2/Leseversion_MaBiS.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Bundesregierung. 2020. "Grundlage für CO2-Preis steht." Die Bundesregierung informiert | Startseite. November 10, 2020. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508>.
- . 2021. "Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045." Bundesregierung. May 12, 2021. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>.
- Buri, René, and Beat Kobel. 2004. "Leitfaden Wärmenutzung aus Abwasser," November, 22.

- "DANUP-2-GAS." 2020. European Union Programme. Interreg Danube. July 1, 2020. <http://www.interreg-danube.eu/approved-projects/danup-2-gas>.
- dena. 2022. "Netzstudie III." Abschlussbericht 3. Netzstudie. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- Díaz, Paula, Oscar Van Vliet, and Anthony Patt. 2017. "Do We Need Gas as a Bridging Fuel? A Case Study of the Electricity System of Switzerland." *Energies* 10 (7): 861. <https://doi.org/10.3390/en10070861>.
- Dornberger, Johannes. 2021. "AGFW - Hauptbericht." Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. https://www.agfw.de/securedl/sdl-eyJ0eXAiOjKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9eyJpYXQiOjE2ODg3Mzc0NjQsImV4cCI6MTY4ODgyNzQ2NCwidXNlcIi6MCwiZ3JvdXBzIjpMCwtMV0sImZpbGUiOjmaWxIYWRtaW5cL3VzZXJfdXBsb2FkXC9aYWhsZW5fdW5kX1N0YXRpc3Rpa2VuXC9IYXVwdGJlcmIjaHRfMjAyMvWvQUdGV19IYXVwdGJlcmIjaHRfMjAyMS5wZGYiLCJwYWdIIjo0MzZ9.nQ3Jee_4Am7nuyJ_v-ezQS5PoEOHwsNluNDqrss6WBg/AGFW_Hauptbericht_2021.pdf.
- DVGW. 2019. "Zwei-Energieträger-Welt." *Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.*, 2019.
- Figgener, Jan, Peter Stenzel, Kai-Philipp Kairies, Jochen Linßen, David Haberschusz, Oliver Wessels, Georg Angenendt, Martin Robinius, Detlef Stolten, and Dirk Uwe Sauer. 2020. "The Development of Stationary Battery Storage Systems in Germany – A Market Review." *Journal of Energy Storage* 29 (June): 101153. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101153>.
- Fraunhofer ISE. 2021. "Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems." *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*, August, 79.
- Geiß, Christian, Hannes Taubenböck, Michael Wurm, Thomas Esch, Michael Nast, Christoph Schillings, and Thomas Blaschke. 2011. "Remote Sensing-Based Characterization of Settlement Structures for Assessing Local Potential of District Heat." *Remote Sensing* 3 (7): 1447–71. <https://doi.org/10.3390/rs3071447>.
- Geofabrik GmbH. 2018. "Geofabrik Download Server." OSM downloads. OpenStreetMap Data Extracts. 2018. <https://download.geofabrik.de/>.
- Götz, Manuel, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mörs, Amy McDaniel Koch, Frank Graf, Siegfried Bajohr, Rainer Reimert, and Thomas Kolb. 2016a. "Renewable Power-to-Gas: A Technological and Economic Review." *Renewable Energy* 85: 1371–90. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.
- . 2016b. "Renewable Power-to-Gas: A Technological and Economic Review." *Renewable Energy* 85 (January): 1371–90. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.
- Graf, Frank, Alexander Krajete, and Ulrich Schmack. 2014. "Abschlussbericht: Techno-Ökonomische Studie Zur Biologischen Methanisierung Bei Power-to-Gas-Konzepten." Karlsruhe: Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie KIT.
- Grimalt-Alemany, Antonio, Ioannis V. Skiadas, and Hariklia N. Gavala. 2018. "Syngas Biomethanation: State-of-the-Art Review and Perspectives." *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 12 (1): 139–58. <https://doi.org/10.1002/bbb.1826>.
- "Gurobi Optimizer." n.d. *Gurobi Optimization* (blog). Accessed January 23, 2023. <https://www.gurobi.com/solutions/gurobi-optimizer/>.
- Heendeniya, Charitha Buddhika, Andreas Sumper, and Ursula Eicker. 2020. "The Multi-Energy System Co-Planning of Nearly Zero-Energy Districts – Status-Quo and Future Research Potential." *Applied Energy* 267 (June): 114953. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114953>.
- Hornberg, Claudia, Manfred Niekisch, Christian Calliess, Claudia Kemfert, Wolfgang Lucht, Lamia Messari-Becker, and Vera Rotter. 2020. "Using the CO₂ Budget to Meet the Paris Climate Targets." Environmental Report. Berlin: SRU. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/EN/01_Environmental_Reports/2020_08_environmental_report_chapter_02.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- H-TEC Systems. 2019. "PEM-Elektrolyseure Und Stacks: H-TEC SYSTEMS Produkte." 2019. <https://www.h-tec.com/produkte/#>.

- Huber, Julian, Kevin Förderer, Mischa Ahrens, Johannes Zippies, and Alexander Dreher. 2020. "Bereitstellung von Energie und Flexibilität einer Zelle." https://www.csells.net/images/BilderArbeitspakete/Abschlussberichte-Arbeitspakete/54_HLUC_5E_Bereitstellung_von_Energie_und_Flexibilität_einer_Zelle_TPLwhite.pdf.
- IEA. 2022. "Clean Energy Demonstration Projects Database." IEA Paris. 2022. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/clean-energy-demonstration-projects-database>.
- Institut für Systemische Energieberatung GmbH. 2014. "Energienutzungsplan Stadt Straubing." Landshut: Hochschule Landshut. <https://www.landkreis-straubing-bogen.de/media/2714/energienutzungsplan-landkreis-straubing-bogen.pdf>.
- IRENA, ed. 2020. "Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5C Climate Goal." *International Renewable Energy Agency*, 106.
- Jannasch, Anna-Karin, and Karin Willquist. 2017. "EN KUNSKAPSSYNTES OM ELEKTROBRÄNSLEN FRÅN BIOLOGISKA PROCESSER - PDF Free Download." RISE Research Institutes of Sweden. <https://docplayer.se/114169838-En-kunskapssyntes-om-elektrobranslen-fran-biologiska-processer.html>.
- Kaltschmitt, Martin, Hans Hartmann, and Hermann Hofbauer. 2016. *Energie aus Biomasse*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-47438-9>.
- KfW-Bank. 2020. "KfW-Unternehmerekredit." 2020. [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Unternehmen-erweitern-festigen/Finanzierungsangebote/KfW-Unternehmerekredit-Fremdkapital-\(037-047\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Unternehmen-erweitern-festigen/Finanzierungsangebote/KfW-Unternehmerekredit-Fremdkapital-(037-047)/).
- Klaus, Grégoire. 2020. "GIS basiertes Screeningverfahren." Masterthesis. Deggendorf.
- Konstantin, Panos. 2018. *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-55911-6>.
- Kost, Dr Christoph, Dr Thomas Schlegl, and Fraunhofer Ise. 2018. "Stromgestehungskosten erneuerbare Energien." Studie. Freiburg: Fraunhofer Institute Für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_I_SE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- Kriechbaum, Lukas, Gerhild Scheiber, and Thomas Kienberger. 2018. "Grid-Based Multi-Energy Systems—Modelling, Assessment, Open Source Modelling Frameworks and Challenges." *Energy, Sustainability and Society* 8 (1): 35. <https://doi.org/10.1186/s13705-018-0176-x>.
- Krüger, Thomas, Sascha Andres, Monika Walther, Kurt Klein, and Matthias Segerer. 2013. "Handelsverband Deutschland (HDE) - Kurzlink Studie Qualifizierte Nahversorgung." March 26, 2013. <https://einzelhandel.de/nahversorgungsstudie>.
- Laha, Priyanka, and Basab Chakraborty. 2021. "Cost Optimal Combinations of Storage Technologies for Maximizing Renewable Integration in Indian Power System by 2040: Multi-Region Approach." *Renewable Energy* 179 (December): 233–47. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.07.027>.
- Larsson, Simon, Dean Fantazzini, Simon Davidsson, Sven Kullander, and Mikael Höök. 2014. "Reviewing Electricity Production Cost Assessments." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30 (February): 170–83. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.028>.
- Lecker, Bernhard, Lukas Illi, Andreas Lemmer, and Hans Oechsner. 2017. "Biological Hydrogen Methanation – A Review." *Bioresource Technology* 245 (December): 1220–28. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.08.176>.
- Lewicki, Paweł. 2022. "Erneuerbare Energien in Zahlen." Text. Umweltbundesamt. Umweltbundesamt. March 14, 2022. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>.
- Lichtenegger, Klaus, Andreas Moser, Daniel Muschick, Daniel Reiterer, David Wöss, and Andreas Leitner. 2018. "Einbindung von dezentralen Einspeisern in Wärmenetze." Wien: AEE Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie.

- Lombardi, Francesco, Sylvain Quoilin, and Emanuela Colombo. 2020. "Modelling Distributed Power-to-Heat Technologies as a Flexibility Option for Smart Heat-Electricity Integration," July, 13.
- Mai, T., J. Logan, Nathan Blair, Patrick Sullivan, and Morgan Bazilian. 2013. *RE-ASSUME: A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions*. <https://www.researchgate.net/publication/270589567> RE-ASSUME_A_Decision_Maker's_Guide_to_Evaluating_Energy_Scenarios_Modeling_and_Assumptions.
- Mainzer, Kai. 2016. "Entwicklung eines übertragbaren Modells zur Optimierung urbaner Energiesysteme unter Verwendung der Potenziale für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz," November, 20.
- Märtel, Christian. 2011. "Wirkungsgrad Biogasanlage: Substrat & Verfahren Steuern Energiebilanz." 2011. <https://www.heizungsfinder.de/bhkw/biogasanlage/wirkungsgrad>.
- McKenna, R.C., Q. Bchini, J.M. Weinand, J. Michaelis, S. König, W. Köppel, and W. Fichtner. 2018. "The Future Role of Power-to-Gas in the Energy Transition: Regional and Local Techno-Economic Analyses in Baden-Württemberg." *Applied Energy* 212 (February): 386–400. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.017>.
- Medjroubi, Wided, Ulf philip Müller, Malte Scharf, Carsten Marke, and David Kleinhans. 2017. "Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models | Elsevier Enhanced Reader." 2017. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2016.12.001>.
- Meier, Hermann, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, and Bernd Schieferdecker. 1999. "Repräsentative VDEW Lastprofile." Frankfurt, Deutschland: BTU.
- Mooney, Peter, Padraig Corcoran, and Adam C. Winstanley. 2010. "Towards Quality Metrics for OpenStreetMap." In *Proceedings of the 18th SIGSPATIAL International Conference on Advances in Geographic Information Systems - GIS '10*, 514. San Jose, California: ACM Press. <https://doi.org/10.1145/1869790.1869875>.
- Morgenthaler, Simon, Christopher Ball, Jan Christian Koj, Wilhelm Kuckshinrichs, and Dirk Witthaut. 2020. "Site-Dependent Levelized Cost Assessment for Fully Renewable Power-to-Methane Systems." *Energy Conversion and Management* 223 (November): 113150. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113150>.
- Morgenthaler, Simon, Wilhelm Kuckshinrichs, and Dirk Witthaut. 2020. "Optimal System Layout and Locations for Fully Renewable High Temperature Co-Electrolysis." *Applied Energy* 260 (November 2019): 114218. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114218>.
- "Open Power System Data." 2019. 2019. <https://open-power-system-data.org/about/>.
- Pach, Dawid. 2012. "Seminar: mobileGIS OpenStreetMap Datenqualität und quantität." Uni Augsburg. https://www.informatik.uni-augsburg.de/lehrstuhle/dbis/db/lectures/ss11/mobileGIS/themen/Thema12_Ausarbeitung_Pach.pdf.
- Padgham, Mark, Bob Rudis, Robin Lovelace, Maëlle Salmon, Andrew Smith, James Smith, Andrea Gilardi, Marcin Kalicinski (Author of included RapidXML code), Finkelstein Noam (Author of included stub R. code), and Bartnik Lukasz (Author of included stub R. code). 2020. "Osmdta: Import 'OpenStreetMap' Data as Simple Features or Spatial Objects." <https://CRAN.R-project.org/package=osmdata>.
- Parra, David, Mark Gillott, Stuart A. Norman, and Gavin S. Walker. 2015. "Optimum Community Energy Storage System for PV Energy Time-Shift." *Applied Energy* 137 (January): 576–87. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.060>.
- Parra, David, Xiaojin Zhang, Christian Bauer, and Martin K. Patel. 2017. "An Integrated Techno-Economic and Life Cycle Environmental Assessment of Power-to-Gas Systems." *Applied Energy* 193 (May): 440–54. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.063>.
- Patonia, Aliaksei, and Rahmatallah Poudineh. 2022. "Cost-Competitive Green Hydrogen: How to Lower the Cost of Electrolysers?" *Oxford Institute for Energy Studies*, January, 45.
- Pellegrini, Marco, and Augusto Bianchini. 2018. "The Innovative Concept of Cold District Heating Networks: A Literature Review." *Energies* 11 (1): 236. <https://doi.org/10.3390/en11010236>.

- Pfennig, Maximilian, Michael Bonin, and Norman Gerhardt. 2021. "PTX-ATLAS: WELTWEITE POTENZIALE FÜR DIE ERZEUGUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF UND KLIMANEUTRALEN SYNTHETISCHEN KRAFT- UND BRENNSTOFFEN." Fraunhofer IEE Institute für Energiewirtschaft und Energietechnik. https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/FraunhoferIEE-PtX-Atlas_Hintergrundpapier_final.pdf.
- Pfenninger, Stefan, and James Keirstead. 2015. "Renewables, Nuclear, or Fossil Fuels? Scenarios for Great Britain's Power System Considering Costs, Emissions and Energy Security." *Applied Energy* 152 (August): 83–93. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.102>.
- Pfenninger, Stefan, and Bryn Pickering. 2018. "Calliope: A Multi-Scale Energy Systems Modelling Framework." *Journal of Open Source Software* 3 (29): 825. <https://doi.org/10.21105/joss.00825>.
- . 2021. "Calliope: A Multi-Scale Energy Systems Modeling Framework." Calliope. June 16, 2021. <https://calliope.readthedocs.io/en/v0.6.6-post1/index.html>.
- Pickering, Bryn, and Ruchi Choudhary. 2018. "Mitigating Risk in District-Level Energy Investment Decisions by Scenario Optimisation." *4th Building Simulation and Optimization Conference, Cambridge, Proceedings of BSO 2018*: 8.
- Pontes Luz, Guilherme, and Rodrigo Amaro e Silva. 2021. "Modeling Energy Communities with Collective Photovoltaic Self-Consumption: Synergies between a Small City and a Winery in Portugal." *Energies* 14 (2): 323. <https://doi.org/10.3390/en14020323>.
- Posch, Christoph. 2010. "Energiewirtschaftliche Parameter konventioneller und innovativer Kraftwerkstechnologien." Diplomarbeit. Graz: Technische Universität Graz. <https://digilib.tugraz.at/download.php?id=576a8cb3abf29&location=browse>.
- Prem, Matthias. 2020. "Ist Strommodellierung mit SLP für die Zukunft geeignet?" Bachelorthesis.
- Ramirez Camargo, Luis, Javier Valdes, Yunesky Masip Macia, and Wolfgang Dorner. 2019. "Assessment of On-Site Steady Electricity Generation from Hybrid Renewable Energy Systems in Chile." *Applied Energy* 250 (September): 1548–58. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.005>.
- Ratner, Bruce. 2009. "The Correlation Coefficient: Its Values Range between +1/-1, or Do They?" *Journal of Targeting, Measurement and Analysis for Marketing* 17 (2): 139–42. <https://doi.org/10.1057/jt.2009.5>.
- Regierung von Niederbayern. 2019. "Zahlen, Statistiken und Karten." Strukturdaten 2019. Landshut: Ortmaier GmbH. https://www.regierung.niederbayern.bayern.de/niederbayern/zahlen_statistiken_karten/index.php.
- Ringkjøb, Hans-Kristian, Peter M. Haugan, and Ida Marie Solbrekke. 2018. "A Review of Modelling Tools for Energy and Electricity Systems with Large Shares of Variable Renewables." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96 (November): 440–59. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>.
- Rötsch, Dietmar. 1999. "Fernwärmevergussysteme." In *Zuverlässigkeit von Rohrleitungssystemen: Fernwärme und Wasser*, edited by Dietmar Rötsch, 5–196. VDI-Buch. Berlin, Heidelberg: Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-642-60217-7_2.
- Ruhnau, Oliver, Lion Hirth, and Aaron Praktikno. 2019. "Time Series of Heat Demand and Heat Pump Efficiency for Energy System Modeling." *Scientific Data* 6 (1): 189. <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0199-y>.
- Rusmanis, Davis, Richard O'Shea, David M. Wall, and Jerry D. Murphy. 2019. "Biological Hydrogen Methanation Systems – an Overview of Design and Efficiency." *Bioengineered* 10 (1): 604–34. <https://doi.org/10.1080/21655979.2019.1684607>.
- Schellong, Wolfgang. 2016. *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-49463-9>.
- Schiebahn, Sebastian, Thomas Grube, Martin Robinius, Vanessa Tietze, Bhunesh Kumar, and Detlef Stolten. 2015. "Power to Gas: Technological Overview, Systems Analysis and Economic

- Assessment for a Case Study in Germany." *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (12): 4285–94. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>.
- Schmitz, Karin. 2018. "AGFW – Hauptbericht." Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
- Schopf, Dominik. 2021. "Analyse der deutschen Wärmenetze." Bachelorthesis. Deggendorf.
- Schröder, Franz, Lars Altendorf, Martin Grelle, and Tobias Boegelein. 2011. "Universelle Energiekennzahlen für Deutschland: Teil 4: Spezifischer Heizenergieverbrauch kleiner Wohnhäuser und Verbrauchs- hochrechnung für den Gesamtwohnungsbestand." *Bauphysik* 33 (4): 243–53. <https://doi.org/10.1002/bapi.201110026>.
- Schüler, Nils, Alessio Mastrucci, Alexandre Bertrand, Jessen Page, and François Maréchal. 2015. "Heat Demand Estimation for Different Building Types at Regional Scale Considering Building Parameters and Urban Topography." *Energy Procedia* 78 (November): 3403–9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.758>.
- Shiva Kumar, S., and V. Himabindu. 2019. "Hydrogen Production by PEM Water Electrolysis – A Review." *Materials Science for Energy Technologies* 2 (3): 442–54. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>.
- Staffell, Iain, and Stefan Pfenninger. 2016. "Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output." *Energy* 114 (November): 1224–39. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>.
- Sternér, Michael. 2014. *Energiespeicher*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-37380-0>.
- Straubing, Stadtwerke. 2019. "Integrierter Energienutzungsplan für die Stadt Straubing Sachstandsbericht Juli 2019." Sachstandsbericht. Energienutzungsplan Straubing. Straubing: Amt für Stadtentwicklung und Stadtplanung.
- SWM. 2019. "Preisblatt Netzanschlüsse der SWM Versorgungs GmbH," April, 17.
- . 2020. "Entwicklung Fernwaerme Preis Heizwasser." Preisentwicklung Fernwaerme. München: Stadtwerke München.
- Thema, M., F. Bauer, and M. Sternér. 2019. "Power-to-Gas: Electrolysis and Methanation Status Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 112 (May): 775–87. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>.
- Tröndle, Lilliestam, Marelli, and Pfenninger. 2020. "Trade-Offs between Geographic Scale, Cost, and Infrastructure Requirements for Fully Renewable Electricity in Europe. Joule." <https://github.com/calliope-project/euro-calliope/commit/e3a2f8c1edc84ccfed8e6fd8eef1b782476fd35>.
- Unicorn Systems. 2019. "ENTSO-E Transparency Platform." 2019. <https://transparency.entsoe.eu/>.
- Valdes, Javier, Sebastian Wöllmann, Andreas Weber, Grégoire Klaus, Christina Sigl, Matthias Prem, Robert Bauer, and Roland Zink. 2020. "A Framework for Regional Smart Energy Planning Using Volunteered Geographic Information." *Advances in Geosciences* 54 (December): 179–93. <https://doi.org/10.5194/adgeo-54-179-2020>.
- Valdes, Javier, Jane Wuth, Roland Zink, Sebastian Schröck, and Matthias Schmidbauer. 2018. "Extracting Relevant Points of Interest from Open Street Map to Support E-Mobility Infrastructure Models." *Bavarian Journal of Applied Sciences* 4: 323–41. <https://doi.org/10.25929/bjas.v4i1.51>.
- Vatopoulos, Konstaninos, David Andrews, Johan Carlsson, Ioulia Papaioannou, and Ghassan Zubi. 2013. "Study on the State of Play of Energy Efficiency of Heat and Electricity Production Technologies." European Union. <https://doi.org/10.2790/57966>.
- VDI e. V., ed. 2013. *VDI-Wärmeatlas*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-19981-3>.
- Vincent, Immanuel, and Dmitri Bessarabov. 2017. "Low Cost Hydrogen Production by Anion Exchange Membrane Electrolysis: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (June): 1690–1704. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.258>.
- Von Appen, Jan, Jonas Haack, and Martin Braun. 2014. "Erzeugung zeitlich hochauflöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen." In .

- https://www.researchgate.net/publication/273775902_Erzeugung_zeitlich_hochaufgeloster_Str_omlastprofile_fur_verschiedene_Haushaltstypen.
- Voulis, Nina, Martijn Warnier, and Frances M. T. Brazier. 2018. "Understanding Spatio-Temporal Electricity Demand at Different Urban Scales: A Data-Driven Approach." *Applied Energy* 230 (November): 1157–71. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.121>.
- Wang, Changbo, Yaoqi Zhang, Lixiao Zhang, and Mingyue Pang. 2016. "Alternative Policies to Subsidize Rural Household Biogas Digesters." *Energy Policy* 93 (June): 187–95. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.007>.
- Wirth, Dr Harry. 2020. "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland." Zusammenfassung. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.
- Zugschwert, Christina. 2022. "Evaluation von Synergieeffekten zentraler Speichersysteme." Dissertation, Luxemburg: Luxemburg.

A. Anhang

A.1 Ergebnistabellen

Tabelle A.1: Ergebnistabelle PtM Szenarien ohne Kapazitätslimitierung für SR und VOF in Calliope (SLP links, RLP rechts)

Jahr	PV	PV	Strom	BAT	BAT	Erdgas-	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM	Strom	BAT	BAT	Erdgas-	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM		
SR	Lfz	Output	SUP	Lfz	Output	bedarf	Lfz	Input	Output	Output	[€/kWh]	SUP	Lfz	Output	bedarf	Lfz	Input	Output	Output	[€/kWh]		
			[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	Output	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	Output	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]		
			SR SLP										SR RLP									
noPtM																						
2015	4.390	56.625	62.167	2.724	3.401	603.269						63.428	3.007	3.621	597.721							
2016	4.367	53.691	60.837	2.749	3.349	606.163						61.753	2.985	3.564	599.991							
2017	4.380	55.053	61.789	2.767	3.385	605.389						62.601	2.962	3.592	599.083							
2018	4.379	54.895	60.944	2.754	3.407	603.783						62.048	2.935	3.626	598.094							
2019	4.379	55.047	60.652	2.820	3.429	603.292						62.134	2.938	3.627	598.365							
unstorPtM																						
2015	4.390	56.625	52.338	2.726	3.300	552.237	4.005	-51.579	27.816	16.017	0,289	53.837	2.940	3.502	545.043	4.188	-53.001	28.583	16.458	0,342		
2016	4.367	53.691	51.286	2.730	3.240	552.119	3.953	-50.541	27.257	15.695	0,316	52.536	2.948	3.444	548.928	4.114	-51.713	27.889	16.058	0,360		
2017	4.380	55.053	51.922	2.814	3.273	553.189	3.984	-51.169	27.596	15.890	0,300	53.013	2.951	3.459	546.911	4.122	-52.186	28.144	16.205	0,355		
2018	4.379	54.895	51.090	2.866	3.290	555.054	3.946	-50.333	27.145	15.630	0,303	52.420	2.972	3.503	546.207	4.136	-51.584	27.819	16.018	0,354		
2019	4.379	55.047	50.941	2.744	3.320	550.905	4.031	-50.178	27.061	15.582	0,308	52.637	2.968	3.492	546.610	4.211	-51.803	27.937	16.086	0,357		
storPtM																						
2015	4.390	56.625	51.078	2.796	3.331	549.177	3.996	-50.312	27.133	15.623	0,249	50.740	2.936	3.508	547.656	4.132	-49.936	26.931	15.507	0,297		
2016	4.367	53.691	50.050	2.742	3.276	553.358	3.949	-49.296	26.585	15.308	0,274	49.489	2.855	3.442	551.614	4.054	-48.701	26.264	15.123	0,309		
2017	4.380	55.053	50.809	2.783	3.313	551.665	3.981	-50.047	26.990	15.541	0,268	50.068	2.951	3.472	549.755	4.080	-49.273	26.573	15.301	0,291		
2018	4.379	54.895	49.981	2.772	3.329	550.598	3.943	-49.215	26.541	15.283	0,273	49.500	3.007	3.502	549.070	4.070	-48.698	26.263	15.122	0,292		
2019	4.379	55.047	49.865	2.821	3.348	550.762	4.016	-49.095	26.477	15.246	0,265	49.683	2.917	3.507	549.484	4.142	-48.880	26.361	15.179	0,313		

Jahr SR	PV Lfz	PV Output	Strom SUP	BAT Lfz	BAT Output	Erdgas- bedarf Output	PtM Lfz	Strom Input	CH ₄ Output	Wärme Output	PtM LC [€/ kWh]	Strom SUP	BAT Lfz	BAT Output	Erdgas- bedarf Output	PtM Lfz	Strom Input	CH ₄ Output	Wärme Output	PtM LC [€/ kWh]	
	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	
VOF SLP																					
noPtM																					
2015	4.381	24.628	17.705	2.491	1.381	263.116							8.853	2.138	1.033	246.616					
2016	4.368	23.507	17.057	2.465	1.375	263.938							8.528	2.077	1.019	247.209					
2017	4.383	24.073	17.617	2.480	1.383	263.931							8.809	2.119	1.027	247.086					
2018	4.376	23.884	17.070	2.541	1.386	263.041							8.535	2.066	1.022	246.504					
2019	4.380	24.087	17.136	2.494	1.378	263.040							8.568	2.119	1.035	246.892					
unstor PtM																					
2015	4.381	24.628	14.382	2.531	1.334	247.239	3.462	-14.074	7.590	4.370	0,370		7.363	2.138	1.033	238.111	2.305	-7.129	3.845	2.214	0,593
2016	4.368	23.507	13.883	2.497	1.331	248.706	3.449	-13.576	7.322	4.216	0,400		6.814	2.077	1.019	239.445	2.243	-6.583	3.550	2.044	0,697
2017	4.383	24.073	14.286	2.507	1.332	248.123	3.488	-13.979	7.539	4.341	0,386		7.132	2.119	1.027	238.878	2.314	-6.899	3.721	2.142	0,609
2018	4.376	23.884	13.825	2.521	1.344	247.708	3.437	-13.515	7.289	4.197	0,406		6.822	2.066	1.022	238.710	2.272	-6.590	3.554	2.046	0,851
2019	4.380	24.087	13.828	2.507	1.329	247.631	3.479	-13.521	7.292	4.199	0,382		7.044	2.119	1.035	238.713	2.301	-6.809	3.672	2.114	0,779
storPtM																					
2015	4.381	24.628	14.178	2.502	1.412	247.087	3.318	-13.489	7.275	4.189	0,338		7.129	2.193	1.061	237.992	2.135	-6.597	3.558	2.049	0,642
2016	4.368	23.507	13.673	2.499	1.418	248.522	3.323	-12.983	7.002	4.032	0,348		6.575	2.174	1.050	239.303	2.055	-6.047	3.261	1.878	0,752
2017	4.383	24.073	14.117	2.490	1.411	247.969	3.344	-13.429	7.242	4.170	0,371		6.870	2.180	1.053	238.737	2.165	-6.341	3.420	1.969	0,590
2018	4.376	23.884	13.675	2.516	1.420	247.567	3.264	-12.983	7.002	4.032	0,384		6.578	2.156	1.053	238.542	2.089	-6.049	3.262	1.878	0,649
2019	4.380	24.087	13.685	2.472	1.411	247.471	3.346	-12.997	7.010	4.036	0,374		6.851	2.194	1.060	238.550	2.087	-6.319	3.408	1.962	0,707

Tabelle A.2: Ergebnistabelle PtM Szenarien mit Batterie für SR und VOF mit EZS Modell+ (SLP links, RLP rechts)

Jahr	PV	PV	Strom	BAT	BAT	Erdgasbedarf	PtM	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM	Strom	BAT	BAT	Erdgasbedarf	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM		
SR	Lfz	Output	SUP	Lfz	Output	Output	Kap.	Lfz	PtM Volllast	Input	Output	Output	LC [€/kWh]	SUP	Lfz	Output	Output	Lfz	PtM Volllast	Input	Output	Output	LC [€/kWh]		
	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MW]	[h]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]		
SR SLP												SR RLP													
noPtM																									
2015	4.390	69.907	51.150	2.701	983	666.030								52.078	2.830	1.149	668.821								
2016	4.365	66.425	49.866	2.641	950	672.642								50.504	2.661	1.061	674.551								
2017	4.380	67.966	50.704	2.688	978	670.530								51.130	2.745	1.104	671.804								
2018	4.379	67.771	49.719	2.666	964	668.149								50.530	2.768	1.115	670.586								
2019	4.379	67.959	49.322	2.691	984	666.391								50.446	2.795	1.130	669.771								
with PtM																									
2015	4.390	69.907	51.121	2.898	1.063	663.372	1	4.892	4.747	5.203	2.668	1.660	0,179	52.197	3.505	1.283	666.343	5.310	5.176	5.674	2.910	1.811	0,175		
"	"	"	48.420	3.133	1.049	650.017	5	4.066	3.574	19.453	9.972	6.215	0,198	49.359	3.285	1.163	652.349	4.417	3.786	20.592	10.546	6.579	0,199		
"	"	"	46.636	2.284	818	640.481	10	3.565	2.812	29.938	15.357	9.567	0,234	47.776	2.164	889	644.306	3.772	2.797	29.589	15.180	9.453	0,245		
"	"	"	46.122	1.635	883	635.215	25	3.061	1.550	37.546	19.280	11.994	0,419	47.408	1.885	1.018	639.416	3.154	1.552	37.151	19.080	11.869	0,431		
"	"	"	46.983	2.107	964	639.451	50	2.062	785	33.309	17.110	10.644	0,758	48.863	2.561	1.063	645.987	1.673	794	31.039	15.951	9.924	0,739		
2016	4.365	66.425	49.799	2.808	1.025	669.920	1	4.802	4.662	5.110	2.620	1.631	0,180	50.563	3.366	1.211	671.984	5.168	5.036	5.519	2.830	1.762	0,176		
"	"	"	47.119	3.070	1.036	656.625	5	4.017	3.540	19.275	9.885	6.159	0,199	47.777	3.188	1.122	658.193	4.308	3.713	20.196	10.343	6.453	0,199		
"	"	"	45.350	2.276	837	647.177	10	3.519	2.787	19.689	15.227	9.487	0,234	46.236	2.081	847	650.370	3.701	2.741	28.987	14.863	9.260	0,248		
"	"	"	44.958	1.528	816	642.745	25	3.041	1.512	36.496	18.737	11.658	0,429	45.983	1.776	943	646.175	3.103	1.509	35.906	18.440	11.471	0,442		
"	"	"	45.842	2.102	980	646.977	50	2.056	766	32.421	16.652	10.359	0,778	47.461	2.501	1.019	652.859	1.626	770	29.786	15.306	9.522	0,760		
2017	4.380	67.966	50.666	2.839	1.027	667.875	1	4.831	4.687	5.137	2.634	1.639	0,180	51.226	3.370	1.215	669.342	5.158	5.031	5.515	2.828	1.760	0,176		
"	"	"	47.979	3.126	1.057	654.535	5	4.050	3.558	19.361	9.929	6.186	0,199	48.431	3.169	1.111	655.486	4.334	3.723	20.258	10.392	6.473	0,199		
"	"	"	46.178	2.301	842	644.979	10	3.540	2.804	29.862	15.317	9.543	0,233	46.846	2.093	865	647.508	3.711	2.761	29.236	14.995	9.340	0,246		
"	"	"	45.654	1.554	834	639.740	25	3.055	1.543	37.417	19.214	11.953	0,420	46.467	1.813	969	642.616	3.124	1.539	36.799	18.900	11.758	0,433		
"	"	"	46.497	2.045	998	643.645	50	2.141	780	33.686	17.301	10.763	0,764	47.852	2.504	1.082	648.799	1.724	775	31.093	15.978	9.940	0,747		
2018	4.379	67.771	49.670	2.845	1.037	665.471	1	4.840	4.682	5.131	2.631	1.638	0,181	50.628	3.414	1.233	668.115	5.204	5.068	5.555	2.849	1.773	0,176		

Jahr	PV	PV	Strom	BAT	BAT	Erdgasbedarf	PtM	PtM	PtM	Volllast	Strom	CH ₄	Wärme	PtM	Strom	BAT	BAT	Erdgasbedarf	PtM	PtM	Volllast	Strom	CH ₄	Wärme	PtM				
SR	Lfz	Output	SUP	Lfz	Output	Output	Kap.	Lfz	[h]	[MWh/a]	Input	Output	Output	LC [€/kWh]	SUP	Lfz	Output	Output	Lfz	[h]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	Input	Output	Output	LC [€/kWh]
			[h]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MW]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[h]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]			
"	"	"	46.999	3.080	1.025	652.247	5	4.020	3.536	19.236	9.870	6.147	0,199	47.823	3.205	1.123	654.257	4.349	3.736	20.329	10.430	6.495	0,199						
"	"	"	45.222	2.258	813	642.812	10	3.524	2.781	29.025	15.189	9.458	0,235	46.254	2.099	867	646.311	3.721	2.761	29.211	14.993	9.332	0,246						
"	"	"	44.789	1.528	834	638.187	25	3.033	1.512	36.514	18.749	11.664	0,428	45.982	1.765	944	642.135	3.121	1.514	35.993	18.484	11.499	0,442						
"	"	"	45.640	2.073	952	642.318	50	2.062	762	32.370	16.625	10.343	0,780	47.383	2.512	1.074	648.341	1.697	775	30.299	15.570	9.686	0,761						
2019	4.379	67.959	49.272	2.918	1.080	663.664	1	4.916	4.765	5.222	2.678	1.667	0,179	50.556	3.495	1.269	667.279	5.294	5.160	5.656	2.901	1.805	0,175						
"	"	"	46.584	3.112	1.040	650.360	5	4.062	3.565	19.390	9.945	6.196	0,199	47.720	3.287	1.167	653.249	4.408	3.784	20.582	10.543	6.576	0,198						
"	"	"	44.820	2.288	847	640.978	10	3.548	2.794	29.719	15.243	9.497	0,235	46.161	2.063	859	645.409	3.791	2.780	29.389	15.072	9.389	0,248						
"	"	"	44.480	1.547	846	636.892	25	3.029	1.497	35.970	18.468	11.489	0,435	45.946	1.822	956	641.528	3.150	1.512	35.832	18.401	11.447	0,447						
"	"	"	45.333	2.158	961	641.309	50	1.999	755	31.278	16.064	9.994	0,795	47.393	2.544	1.049	648.160	1661	771	29.539	15.178	9.443	0,774						
VOF SLP																													
noPtM																													
2015	4.381	31.662	17.673	3.175	553	204.759																							
2016	4.366	30.283	17.050	3.082	538	206.383																							
2017	4.383	30.949	17.547	3.143	542	206.142																							
2018	4.376	30.705	16.886	3.186	553	205.475																							
2019	4.380	30.966	16.944	3.159	558	204.617																							
With PtM																													
2015	4.381	31.662	17.192	3.314	531	202.760	1	4.275	4.218	4.218	2.163	1.346	0,201	17.664	3.789	617	206.212	3.068	2.059	10.296	5.285	3.288	0,311						
"	"	"	15.958	1.908	360	199.132	5	3.154	2.096	10.479	5.378	3.346	0,310	16.499	2.449	480	202.870	2.170	1.242	12.420	6.377	3.967	0,421						
"	"	"	15.857	2.129	486	198.250	10	2.363	1.231	12.309	6.319	3.931	0,444	16.391	2.390	531	201.838	1.245	435	10.877	5.581	3.472	0,941						
"	"	"	16.307	2.110	357	199.589	25	1.184	404	10.101	5.182	3.224	1,002	16.814	1.753	355	202.865	781	178	8.911	4.573	2.845	1,998						
"	"	"	16.740	1.820	250	200.990	50	687	157	7.858	4.032	2.508	2,203	17.192	1.823	272	203.978	4.454	4.270	4.270	2.189	1.362	0,204						
2016	4.366	30.283	16.560	3.262	523	204.396	1	4.216	4.174	4.174	2.140	1.332	0,201	16.933	3.693	600	207.422	3.032	2.005	10.023	5.145	3.201	0,317						
"	"	"	15.357	1.767	338	200.824	5	3.147	2.061	10.304	5.288	3.290	0,315	15.811	2.299	442	204.169	2.126	1.189	11.886	6.102	3.796	0,436						
"	"	"	15.314	2.041	457	200.067	10	2.363	1.189	11.888	6.102	3.796	0,460	15.759	2.313	505	203.269	1.204	415	10.378	5.325	3.313	0,974						
"	"	"	15.813	2.143	373	201.329	25	1.215	394	9.860	5.059	3.147	1,029	16.196	1.768	352	204.273	718	165	8.251	4.235	2.634	2,117						

Jahr	PV	PV	Strom	BAT	BAT	Erdgasbedarf	PtM	PtM	PtM	Volllast	Strom	CH ₄	Wärme	PtM	Strom	BAT	BAT	Erdgasbedarf	PtM	PtM	Volllast	Strom	CH ₄	Wärme	PtM	
SR	Lfz	Output	SUP	Lfz	Output	Output	Kap.	Lfz	[h]	Input	Output	Output	LC	SUP	Lfz	Output	Output	Lfz	[h]	[h]	Input	Output	Output	LC		
			[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MW]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[h]	[MWh/a]	[h]	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[€/kWh]
“	“	“	16.286	1.713	230	202.757	50	671	151	7.570	3.885	2.417	2.276	16.570	1.665	246	205.517	4.444	4.266	4.266	2.187	1.361	0,204			
2017	4.383	30.949	17.062	3.272	526	204.172	1	4.239	4.188	4.188	2.147	1.336	0,201	17.311	3.691	596	206.941	3.019	2.031	10.154	5.212	3.242	0,312			
“	“	“	15.920	1.900	367	200.517	5	3.148	2.093	10.466	5.371	3.342	0,310	16.154	2.436	481	203.608	2.139	1.227	12.266	6.297	3.918	0,423			
“	“	“	15.727	2.077	481	199.627	10	2.380	1.231	12.309	6.319	3.931	0,446	16.055	2.354	524	202.582	1.236	434	10.851	5.567	3.463	0,941			
“	“	“	16.189	2.140	377	200.765	25	1.281	419	10.486	5.379	3.346	0,986	16.442	1.848	359	203.528	780	178	8.876	4.555	2.833	2,006			
“	“	“	16.656	1.930	266	202.232	50	728	163	8.138	4.175	2.597	2.154	16.808	1.838	282	204.686	4.496	4.315	4.315	2.212	1.377	0,203			
2018	4.376	30.705	16.413	3.304	533	203.531	1	4.262	4.202	4.202	2.154	1.341	0,201	16.918	3.743	613	207.078	3.042	2.017	10.084	5.176	3.220	0,316			
“	“	“	15.212	1.794	344	200.056	5	3.153	2.044	10.221	5.245	3.263	0,318	15.773	2.292	450	203.870	2.167	1.184	11.843	6.080	3.782	0,441			
“	“	“	15.159	2.049	470	199.350	10	2.364	1.173	11.732	6.022	3.746	0,466	15.714	2.290	503	203.030	1.198	410	10.259	5.264	3.275	0,984			
“	“	“	15.656	2.119	359	200.622	25	1.196	386	9.642	4.946	3.077	1,046	16.145	1.898	370	204.059	711	163	8.152	4.183	2.602	2,139			
“	“	“	16.128	1.771	238	202.038	50	661	148	7.377	3.785	2.355	2.329	16.535	1.757	256	205.244	4.556	4.360	4.360	2.235	1.391	0,203			
2019	4.380	30.966	16.465	3.373	547	202.610	1	4.326	4.259	4.259	2.184	1.359	0,201	17.057	3.807	625	206.207	3.073	2.033	10.163	5.216	3.245	0,315			
“	“	“	15.268	1.855	364	199.099	5	3.178	2.057	10.284	5.277	3.283	0,318	15.911	2.358	462	202.920	2.176	1.188	11.884	6.100	3.795	0,441			
“	“	“	15.227	2.024	461	198.427	10	2.397	1.171	11.706	6.009	3.738	0,470	15.853	2.284	505	202.091	1.178	408	10.202	5.234	3.256	0,984			
“	“	“	15.713	2.230	386	199.686	25	1.197	387	9.683	4.967	3.090	1,042	16.287	1.832	361	203.179	706	163	8.133	4.173	2.596	2,140			
“	“	“	16.174	1.777	238	201.146	50	652	146	7.297	3.743	2.329	2.348	16.663	1.765	261	204.376	3.068	2.059	10.296	5.285	3.288	0,311			

Tabelle A.3: Ergebnistabelle PtM Szenarien ohne Batterie für SR und VOF mit EZS Modell+ (SLP links, RLP rechts)

Jahr	PV	PV	Strom	Erdgasbedarf	PtM	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM	Strom	Erdgasbedarf	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM			
SR	Lfz	Output	SUP	Output	Kap.	Lfz	PtM	Input	Output	Output	LC	SUP	Output	Lfz	PtM	PtM	Input	Output	Output	LC		
	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MW]	[h]	[h]		[MWh/a]	[MWh/a]	[€/kWh]	[€/kWh]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]		[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[€/kWh]		
			SR SLP										SR RLP									
noPtM			2015	4.390	69.907	51.846	667.965						52.966	671.314								
			2016	4.365	66.425	50.515	674.442						51.319	676.838								
			2017	4.380	67.966	51.386	672.426						51.981	674.193								
			2018	4.379	67.771	50.388	670.008						51.387	672.991								
			2019	4.379	67.959	49.999	668.270						51.325	672.237								
with PtM			2015	4.390	69.907	51.127	663.983	1	3.721	3.688	4.047	2.073	1.291	0,247	52.205	667.083	3.947	3.901	4.281	2.193	1.365	0,245
			"	"	"	48.503	650.649	5	3.665	3.386	18.580	9.511	5.925	0,249	49.435	653.037	3.877	3.570	19.592	10.024	6.247	0,247
			"	"	"	46.648	640.495	10	3.596	2.743	30.104	15.411	9.599	0,287	47.752	644.196	3.799	2.718	29.830	15.275	9.512	0,300
			"	"	"	45.418	631.506	25	3.379	1.523	41.798	21.424	13.328	0,451	46.577	635.283	3.564	1.527	41.885	21.469	13.356	0,466
			"	"	"	45.571	632.616	50	2.553	737	40.429	20.723	12.892	0,748	46.748	636.908	2.416	724	39.705	20.351	12.661	0,742
2016			4.365	66.425	49.805	670.510	1	3.674	3.642	3.997	2.048	1.274	0,248	50.571	672.683	3.879	3.832	4.205	2.155	1.341	0,246	
			"	"	"	47.206	657.270	5	3.629	3.355	18.412	9.424	5.871	0,249	47.852	658.865	3.810	3.506	19.242	9.845	6.136	0,248
			"	"	"	45.371	647.205	10	3.574	2.721	29.861	15.285	9.522	0,288	46.205	650.186	3.744	2.671	29.314	15.005	9.347	0,302
			"	"	"	44.246	638.965	25	3.337	1.486	40.779	20.893	13.003	0,458	45.153	641.999	3.504	1.482	40.669	20.843	12.968	0,473
			"	"	"	44.510	640.199	50	2.576	724	39.727	20.362	12.668	0,764	45.447	643.718	2.436	709	38.911	19.944	12.408	0,760
2017			4.380	67.966	50.672	668.466	1	3.701	3.664	4.022	2.060	1.282	0,248	51.235	670.046	3.866	3.823	4.196	2.150	1.338	0,246	
			"	"	"	48.064	655.185	5	3.644	3.367	18.479	9.458	5.892	0,249	48.504	656.169	3.804	3.517	19.298	9.879	6.154	0,247
			"	"	"	46.200	645.028	10	3.575	2.733	30.000	15.357	9.566	0,287	46.821	647.371	3.752	2.690	29.527	15.116	9.415	0,300
			"	"	"	44.961	636.091	25	3.346	1.516	41.597	21.321	13.264	0,450	45.656	638.589	3.507	1.510	41.430	21.236	13.211	0,466
			"	"	"	45.195	637.211	50	2.611	738	40.505	20.762	12.916	0,756	45.945	640.373	2.455	719	39.442	20.217	12.577	0,753
2018			4.379	67.771	49.676	666.068	1	3.695	3.650	4.006	2.053	1.277	0,248	50.637	668.828	3.887	3.843	4.218	2.161	1.345	0,245	
			"	"	"	47.082	652.878	5	3.631	3.351	18.388	9.414	5.863	0,249	47.896	654.937	3.824	3.529	19.365	9.915	6.175	0,247

Jahr	PV	PV	Strom	Erdgasbedarf	PtM	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM	Strom	Erdgasbedarf	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM			
SR	Lfz	Output [MWh/a]	SUP [MWh/a]	Output [MWh/a]	Kap. [MW]	Lfz [h]	PtM Volllast [h]	Input [MWh/a]	Output [MWh/a]	Output [MWh/a]	LC [€/kWh]	SUP [MWh/a]	Output [MWh/a]	Lfz [h]	PtM Volllast [h]	Input [MWh/a]	Output [MWh/a]	Output [MWh/a]	LC [€/kWh]			
“	“	“	45.240	642.839	10	3.563	2.713	29.775	15.246	9.495	0,288	46.227	646.168	3.765	2.690	29.522	15.123	9.414	0,301			
“	“	“	44.079	634.474	25	3.331	1.485	40.746	20.885	12.993	0,457	45.142	637.983	3.515	1.485	40.748	20.886	12.993	0,473			
“	“	“	44.351	635.734	50	2.573	721	39.538	20.266	12.608	0,767	45.445	639.647	2.472	711	38.995	19.988	12.435	0,764			
2019	4.379	67.959	49.279	664.286	1	3.737	3.691	4.050	2.075	1.292	0,248	50.564	668.012	3.939	3.897	4.277	2.191	1.364	0,245			
“	“	“	46.664	650.993	5	3.661	3.376	18.526	9.483	5.908	0,249	47.801	653.967	3.871	3.563	19.551	10.004	6.234	0,247			
“	“	“	44.840	641.011	10	3.595	2.724	29.894	15.302	9.532	0,288	46.128	645.229	3.809	2.707	29.714	15.212	9.475	0,301			
“	“	“	43.724	633.038	25	3.332	1.467	40.253	20.632	12.836	0,462	45.066	637.284	3.524	1.478	40.546	20.782	12.929	0,475			
“	“	“	44.019	634.277	50	2.593	714	39.164	20.074	12.488	0,775	45.413	639.073	2.479	706	38.738	19.856	12.352	0,768			
VOF SLP													VOF RLP									
noPtM																						
2015	4.381	31.662	17.958	205.217									18.448	208.710								
2016	4.366	30.283	17.318	206.835									17.705	209.887								
2017	4.383	30.949	17.824	206.620									18.081	209.403								
2018	4.376	30.705	17.175	205.963									17.695	209.537								
2019 with PtM	4.380	30.966	17.235	205.101									17.841	208.724								
2015	4.381	31.662	17.214	203.043	1	3.563	3.029	3.681	1.886	1.174	0,259	17.690	206.531	3.780	3.407	3.739	1.916	1.192	0,266			
“	“	“	15.886	198.980	5	3.208	2.152	10.761	5.516	3.431	0,358	16.431	202.763	3.154	1.911	10.485	5.374	3.343	0,366			
“	“	“	15.586	197.611	10	2.645	1.342	13.421	6.879	4.280	0,483	16.146	201.315	2.446	1.332	13.316	6.825	4.246	0,471			
“	“	“	15.959	198.856	25	1.338	452	11.292	5.788	3.601	0,977	16.478	202.075	1.357	487	12.168	6.237	3.880	0,916			
“	“	“	16.662	200.374	50	806	178	8.903	4.563	2.839	2,061	17.030	203.386	890	200	10.012	5.132	3.193	1,884			
2016	4.366	30.283	16.583	204.676	1	3.515	3.320	3.644	1.867	1.162	0,260	16.959	207.732	3.733	3.357	3.684	1.887	1.175	0,268			
“	“	“	15.284	200.647	5	3.224	2.128	10.639	5.453	3.392	0,362	15.740	204.031	3.144	2.055	10.273	5.266	3.276	0,371			
“	“	“	15.029	199.419	10	2.612	1.300	13.005	6.666	4.147	0,494	15.504	202.723	2.408	1.282	12.821	6.572	4.088	0,483			
“	“	“	15.456	200.475	25	1.429	451	11.275	5.779	3.595	1,003	15.905	203.228	1.471	488	12.197	6.252	3.889	0,943			
“	“	“	16.145	202.280	50	762	167	8.347	4.279	2.662	2,168	16.448	204.837	853	190	9.499	4.869	3.029	1,962			

Jahr	PV	PV	Strom	Erdgasbedarf	PtM	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM	Strom	Erdgasbedarf	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	PtM
SR	Lfz	Output [MWh/a]	SUP [MWh/a]	Output [MWh/a]	Kap. [MW]	Lfz [h]	PtM Volllast [h]	Input [MWh/a]	Output [MWh/a]	Output [MWh/a]	LC [€/kWh]	SUP [MWh/a]	Output [MWh/a]	Lfz [h]	PtM Volllast [h]	Input [MWh/a]	Output [MWh/a]	Output [MWh/a]	LC [€/kWh]
2017	4.383	30.949	17.086	204.453	1	3.544	3.332	3.656	1.873	1.166	0,260	17.336	207.251	3.715	3.354	3.681	1.886	1.174	0,267
"	"	"	15.755	200.360	5	3.227	2.153	10.763	5.517	3.432	0,359	16.090	203.489	3.146	2.073	10.363	5.312	3.304	0,369
"	"	"	15.455	199.020	10	2.617	1.336	13.359	6.847	4.260	0,484	15.818	202.080	2.400	1.313	13.129	6.730	4.187	0,473
"	"	"	15.864	199.988	25	1.483	472	11.807	6.052	3.765	0,975	16.202	202.572	1.492	501	12.528	6.421	3.995	0,925
"	"	"	16.539	201.745	50	823	179	8.948	4.587	2.853	2,064	16.709	204.188	879	196	9.808	5.027	3.127	1,918
2018	4.376	30.705	16.435	203.815	1	3.538	3.336	3.661	1.876	1.167	0,259	16.942	207.395	3.736	3.381	3.711	1.901	1.183	0,266
"	"	"	15.136	199.871	5	3.236	2.114	10.568	5.417	3.370	0,365	15.701	203.726	3.180	2.069	10.346	5.303	3.299	0,371
"	"	"	14.868	198.706	10	2.614	1.285	12.846	6.585	4.096	0,500	15.453	202.490	2.430	1.279	12.788	6.555	4.078	0,487
"	"	"	15.303	199.737	25	1.436	446	11.145	5.712	3.554	1,016	15.866	202.985	1.502	486	12.149	6.227	3.874	0,954
"	"	"	15.999	201.525	50	755	164	8.205	4.205	2.616	2,201	16.409	204.713	819	183	9.139	4.684	2.914	2,018
2019	4.380	30.966	16.488	202.904	1	3.584	3.046	3.702	1.897	1.181	0,259	17.082	206.534	3.783	3.410	3.742	1.917	1.193	0,266
"	"	"	15.191	198.910	5	3.277	2.127	10.634	5.450	3.391	0,365	15.840	202.782	3.205	2.083	10.415	5.338	3.321	0,371
"	"	"	14.929	197.853	10	2.544	1.266	12.663	6.490	4.038	0,498	15.590	201.593	2.384	1.273	12.727	6.523	4.058	0,484
"	"	"	15.367	198.825	25	1.442	445	11.117	5.698	3.545	1,018	15.988	202.093	1.486	486	12.138	6.221	3.870	0,949
"	"	"	16.036	200.754	50	721	159	7.952	4.076	2.536	2,242	16.444	203.848	802	181	9.056	4.642	2.888	2,023

Tabelle A.4: Ergebnistabelle Zukunftsszenarien SR SLP EZS Modell+

Jahr	PV	PV	Strom	BAT	BAT	PtM	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	CH ₄ Speicher	Gasnetz	LC	KWK Bio	KWK Gas	KWK Gas	KWK Gas	Erdgasbedarf
SR	Lfz	Output	SUP	Lfz	Output	Kap. max	Lfz	Voll-last	Input	Output	Output	Kap	Einspeisung	PtM	S.4	Input	Input	Lfz	Output
	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]	[MW]	[h]	[h/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[m ³]	[MWh/h]	[€/kWh]	[MWh/h]	[MWh/h]	[h/a]	[MWh/a]	
PV																			
2019	4.379	67.959	49.322	2.691	984	-									33.768	355.801	8.510	2.029	668.270
"	4.379	67.959	49.272	2.918	1.080	1	4.916	4.762	5.222	2.678	1.667	569	500	0,239	33.522	355.751	8.257	2.029	663.664
"	4.379	67.959	46.584	3.112	1.040	5	4.062	3.541	19.390	9.945	6.196	5.645	2.000	0,254	31.567	349.715	7.712	1.994	650.360
"	4.379	67.959	44.820	2.288	847	10	3.548	2.714	29.719	15.243	9.497	8.377	3.500	0,287	30.402	345.632	7.516	1.971	640.978
"	4.379	67.959	44.480	1.547	846	25	3.029	1.313	35.970	18.468	11.489	8.050	7.000	0,483	30.247	344.770	7.524	1.966	636.892
"	4.379	67.959	45.333	2.158	961	50	1.999	571	31.278	16.064	9.994	10.119	8.000	0,840	30.772	346.783	7.731	1.978	641.309
2030	4.379	138.362	101.873	4.111	3.046	-									33.502	302.361	8.499	1.811	617.514
"	4.379	138.362	103.457	5.050	2.467	1	7.148	7.106	7.792	3.988	2.487	5.671	500	0,136	33.502	306.924	8.208	1.838	613.526
"	4.379	138.362	99.881	4.617	3.235	5	5.534	4.999	27.376	14.006	8.747	7.105	2.000	0,131	30.983	298.807	7.414	1.790	595.391
"	4.379	138.362	97.032	3.934	3.166	10	5.124	4.009	43.893	22.503	14.029	9.300	3.500	0,139	28.794	292.534	7.064	1.752	580.620
"	4.379	138.362	94.817	2.626	2.567	25	4.241	2.459	67.293	34.583	21.515	13.377	7.000	0,168	27.570	287.153	6.819	1.720	563.159
"	4.379	138.362	95.505	2.530	2.626	50	3.142	1.730	75.921	39.036	24.284	36.458	10.000	0,215	27.884	288.894	6.968	1.730	560.449
2045	4.379	270.434	222.219	4.897	6.423	-									33.494	267.589	8.493	1.668	591.349
"	4.379	270.434	226.792	6.337	3.331	1	8.546	8.537	9.357	4.372	2.988	36.733	500	0,148	33.493	280.615	8.185	1.722	586.833
"	4.379	270.434	222.723	5.610	6.532	5	6.452	6.245	34.187	17.053	10.927	97.320	2.000	0,127	30.739	271.263	7.287	1.664	564.800
"	4.379	270.434	219.055	4.868	7.135	10	5.932	5.025	55.014	28.153	17.585	70.635	3.500	0,120	27.911	263.195	6.849	1.615	545.632
"	4.379	270.434	215.119	4.012	6.582	25	5.422	3.444	94.211	48.417	30.132	77.382	7.000	0,133	25.750	253.619	6.362	1.556	515.791
"	4.379	270.434	213.520	3.898	6.903	50	4.025	2.551	139.381	71.742	44.635	477.940	10.000	0,147	24.529	250.089	6.100	1.534	488.937
Biomasse																			
2019	4.379	67.959	49.322	2.691	984	-									33.768	355.801	8.510	2.029	668.270
"	4.379	67.959	49.272	2.918	1.080	1	4.916	4.762	5.222	2.678	1.667	569	500	0,239	33.522	355.751	8.257	2.029	663.664
"	4.379	67.959	46.584	3.112	1.040	5	4.062	3.541	19.390	9.945	6.196	5.645	2.000	0,254	31.567	349.715	7.712	1.994	650.360
"	4.379	67.959	44.820	2.288	847	10	3.548	2.714	29.719	15.243	9.497	8.377	3.500	0,287	30.402	345.632	7.516	1.971	640.978
"	4.379	67.959	44.480	1.547	846	25	3.029	1.313	35.970	18.468	11.489	8.050	7.000	0,483	30.247	344.770	7.524	1.966	636.892

Jahr	PV	PV	Strom	BAT	BAT	PtM	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	CH ₄ Speicher	Gasnetz	LC PtM	KWK Bio	KWK Gas	KWK Gas	Erdgasbedarf		
SR	Lfz	Output	SUP	Lfz	Output	Kap. max [MW]	Lfz	Voll-last [h/a]	Input	Output	Output	Kap [m ³]	Einspeisung [MWh/h]	S.4	Input	Input	Lfz	Voll-last [h]	Output	
	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]		[h]		[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]		[€/kWh]		[MWh/h]	[MWh/h]	[h/a]	[MWh/a]		
“	4.379	67.959	45.333	2.158	961	50	1.999	571	31.278	16.064	9.994	10.119	8.000	0,840	30.772	346.783	7.731	1.978	641.309	
2030	4.379	67.959	49.655	2.691	984	-										49.542	340.175	7.852	1.963	652.616
“	4.379	67.959	49.581	2.936	1.086	1	4.929	4.777	5.238	2.686	1.672	569	500	0,136	48.954	340.412	7.764	1.964	648.316	
“	4.379	67.959	46.844	3.109	1.041	5	4.070	3.551	19.444	9.972	6.213	5.688	2.000	0,133	46.224	335.047	7.445	1.933	635.665	
“	4.379	67.959	45.047	2.297	847	10	3.558	2.726	29.856	15.313	9.541	8.473	3.500	0,143	44.720	331.219	7.284	1.911	626.495	
“	4.379	67.959	44.646	1.538	837	25	3.059	1.331	36.454	18.716	11.644	8.134	7.000	0,214	44.439	330.308	7.215	1.906	622.181	
“	4.379	67.959	45.568	2.130	968	50	2.039	578	31.635	16.247	10.108	10.119	8.000	0,353	45.291	332.186	7.327	1.917	626.528	
2045	4.379	67.959	49.940	2.691	984	-										64.395	325.375	7.510	1.900	637.784
“	4.379	67.959	49.853	2.947	1.091	1	4.949	4.791	5.253	2.694	1.677	569	500	0,118	63.642	325.746	7.456	1.902	633.642	
“	4.379	67.959	47.082	3.101	1.037	5	4.087	3.559	19.492	9.996	6.228	5.714	2.000	0,111	60.391	320.827	7.219	1.873	621.421	
“	4.379	67.959	45.255	2.309	851	10	3.564	2.737	29.980	15.377	9.580	8.529	3.500	0,117	58.607	317.205	7.079	1.852	612.418	
“	4.379	67.959	44.837	1.528	831	25	3.072	1.337	36.634	18.809	11.701	8.134	7.000	0,162	58.170	316.409	6.981	1.847	608.190	
“	4.379	67.959	45.776	2.122	976	50	2.055	581	31.839	16.352	10.173	10.119	8.000	0,252	59.209	318.142	7.062	1.858	612.380	
Beheizung																				
2019	4.379	67.959	49.322	2.691	984	-										33.768	355.801	8.510	2.029	668.270
“	4.379	67.959	49.272	2.918	1.080	1	4.916	4.762	5.222	2.678	1.667	569	500	0,239	33.522	355.751	8.257	2.029	663.664	
“	4.379	67.959	46.584	3.112	1.040	5	4.062	3.541	19.390	9.945	6.196	5.645	2.000	0,254	31.567	349.715	7.712	1.994	650.360	
“	4.379	67.959	44.820	2.288	847	10	3.548	2.714	29.719	15.243	9.497	8.377	3.500	0,287	30.402	345.632	7.516	1.971	640.978	
“	4.379	67.959	44.480	1.547	846	25	3.029	1.313	35.970	18.468	11.489	8.050	7.000	0,483	30.247	344.770	7.524	1.966	636.892	
“	4.379	67.959	45.333	2.158	961	50	1.999	571	31.278	16.064	9.994	10.119	8.000	0,840	30.772	346.783	7.731	1.978	641.309	
2030	4.379	67.959	35.915	2.210	875	-										33.800	436.850	8.569	2.231	763.188
“	4.379	67.959	35.834	2.959	944	1	4.239	4.109	4.506	2.311	1.438	544	500	0,138	33.599	436.681	8.321	2.230	759.195	
“	4.379	67.959	33.729	2.852	1.020	5	3.458	2.821	15.451	7.935	4.936	4.316	2.000	0,140	31.898	432.132	7.785	2.207	749.023	
“	4.379	67.959	32.777	1.565	636	10	2.996	1.924	21.077	10.821	6.732	5.532	3.500	0,165	30.920	430.295	7.659	2.198	744.299	
“	4.379	67.959	32.621	1.708	874	25	2.237	943	25.834	13.268	8.254	6.989	7.000	0,243	30.766	429.990	7.682	2.196	741.548	
“	4.379	67.959	33.303	1.949	741	50	1.153	379	20.750	10.661	6.632	8.341	8.000	0,423	31.192	431.595	7.861	2.204	745.759	
2045	4.379	67.959	46.357	2.007	785	-										33.864	509.148	8.752	2.601	747.726

Jahr	PV	PV	Strom	BAT	BAT	PtM	PtM	Strom	CH ₄	Wärme	CH ₄ Speicher	Gasnetz	LC PtM	KWK Bio	KWK Gas	KWK Gas	Erdgasbedarf		
SR	Lfz	Output	SUP	Lfz	Output	Kap. max [MW]	Lfz	Voll-last [h/a]	Input	Output	Output	Kap [m ³]	Einspeisung [MWh/h]	S.4	Input	Input	Lfz	Output	
	[h]	[MWh/a]	[MWh/a]	[h]	[MWh/a]		[h]		[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]		[€/kWh]	[MWh/h]	[MWh/h]	[h/a]	[MWh/a]		
"	4.379	67.959	46.071	2.795	1.023	1	4.760	4.615	5.060	2.595	1.615	569	500	0,118	33.863	508.163	8.752	2.596	743.040
"	4.379	67.959	43.565	3.186	1.065	5	3.928	3.418	18.720	9.602	5.981	5.369	2.000	0,111	33.751	500.734	8.587	2.558	728.603
"	4.379	67.959	41.824	2.031	791	10	3.466	2.550	27.929	14.332	8.924	7.649	3.500	0,119	33.135	496.140	8.316	2.534	719.280
"	4.379	67.959	41.150	1.569	838	25	2.925	1.224	33.520	17.212	10.708	10.819	7.000	0,169	32.502	494.777	8.223	2.527	715.038
"	4.379	67.959	41.819	2.157	975	50	1.900	530	29.029	14.910	9.276	11.923	8.000	0,263	32.457	496.838	8.256	2.538	719.400
Kombiniert																			
2019	4.379	67.959	49.322	2.691	984	-									33.768	355.801	8.510	2.029	668.270
"	4.379	67.959	49.272	2.918	1.080	1	4.916	4.762	5.222	2.678	1.667	569	500	0,239	33.522	355.751	8.257	2.029	663.664
"	4.379	67.959	46.584	3.112	1.040	5	4.062	3.541	19.390	9.945	6.196	5.645	2.000	0,254	31.567	349.715	7.712	1.994	650.360
"	4.379	67.959	44.820	2.288	847	10	3.548	2.714	29.719	15.243	9.497	8.377	3.500	0,287	30.402	345.632	7.516	1.971	640.978
"	4.379	67.959	44.480	1.547	846	25	3.029	1.313	35.970	18.468	11.489	8.050	7.000	0,483	30.247	344.770	7.524	1.966	636.892
"	4.379	67.959	45.333	2.158	961	50	1.999	571	31.278	16.064	9.994	10.119	8.000	0,840	30.772	346.783	7.731	1.978	641.309
2030	4.379	138.362	84.755	3.676	2.911	-									49.581	355.589	7.778	1.816	686.621
"	4.379	138.362	86.358	5.277	2.457	1	6.691	6.658	7.448	3.742	2.330	5.123	500	0,135	48.912	360.661	7.609	1.842	681.744
"	4.379	138.362	83.212	4.513	3.380	5	5.055	4.383	24.228	12.327	7.669	5.389	2.000	0,133	45.475	354.808	7.163	1.812	667.306
"	4.379	138.362	80.964	3.231	2.812	10	4.691	3.327	36.658	18.714	11.642	7.372	3.500	0,147	42.876	350.778	6.944	1.792	656.889
"	4.379	138.362	78.547	2.537	2.434	25	3.899	2.182	59.989	30.683	19.088	13.012	7.000	0,174	40.812	345.674	6.649	1.766	639.816
"	4.379	138.362	78.270	2.355	2.592	50	3.293	1.353	74.401	38.061	23.678	44.806	8.000	0,224	40.380	345.295	6.589	1.764	632.059
2045	4.379	270.434	219.520	4.413	6.312	-									67.436	386.344	8.400	2.004	637.873
"	4.379	270.434	223.508	6.331	3.350	1	8.519	8.511	9.535	4.370	2.979	36.288	500	0,148	67.157	397.648	8.252	2.059	630.750
"	4.379	270.434	219.754	5.765	6.651	5	6.391	6.189	34.330	17.001	10.829	94.257	2.000	0,126	65.094	388.515	7.662	2.000	608.986
"	4.379	270.434	215.614	4.734	7.068	10	5.906	4.961	54.818	27.830	17.362	71.398	3.500	0,121	61.917	379.397	7.282	1.966	589.038
"	4.379	270.434	209.302	3.859	6.423	25	5.538	3.501	96.404	49.224	30.633	149.455	7.000	0,136	56.620	365.968	6.889	1.896	554.216
"	4.379	270.434	204.391	3.501	6.601	50	4.684	2.672	146.916	64.489	46.773	1.364.265	8.000	0,208	53.614	354.347	6.567	1.835	527.330

A.2 Gleichungen EZS Modell+

Energieerzeugung

$$PB\ 1 = P_{con} + HP\ Prod + PV\ Prod + WF\ Prod - PtDH\ P\ con - Meth\ P\ con \quad (17)$$

$$HB\ 1 = DH\ con + PtDH\ H\ Prod + PtM\ DH\ feed \quad (18)$$

$$PB\ 2 = PB\ 1 - Bat\ Load \quad (19)$$

$$PB\ 3 = PB\ 2 + CHP\ Bio\ P\ prod \quad (20)$$

$$PSP = PB\ 3 + CHP\ Gas\ P\ prod \quad (21)$$

$$HB\ 1 = DH\ con + PtDH\ H\ Prod + PtM\ DH\ feed \quad (22)$$

$$HB\ 2 = HB\ 1 + CHP\ Bio\ H\ Prod \quad (23)$$

$$DHS = HB\ 2 + CHP\ Gas\ H\ Prod \quad (24)$$

$$CHP\ Bio\ P\ prod = \begin{cases} 0, & \text{wenn } PB2 \geq 0 \cap HB1 \geq 0 \\ \begin{cases} (CHP\ Bio\ P\ Cap, & \text{wenn } PB2 < (-CHP\ Bio\ P\ Cap), \\ -PB2, & \text{ansonsten} \end{cases}, & \text{wenn } \frac{PB2}{(CHP\ Bio\ Ratio\ P/H)} < HB1 \\ \begin{cases} CHP\ Bio\ P\ Cap, & \text{wenn } HB1 < -\frac{CHP\ Bio\ P\ Cap}{(CHP\ Bio\ Ratio\ P/H)}, \\ -HB1 * (CHP\ Bio\ Ratio\ P/H), & \text{ansonsten} \end{cases}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (25)$$

$$CHP\ Gas\ P\ prod = \begin{cases} 0, & \text{wenn } PB3 \geq 0 \cap HB2 \geq 0 \\ \begin{cases} (CHP\ Gas\ P\ Cap, & \text{wenn } PB3 < (-CHP\ Gas\ P\ Cap), \\ -PB3, & \text{ansonsten} \end{cases}, & \text{wenn } \frac{PB3}{(CHP\ Gas\ Ratio\ P/H)} < HB2 \\ \begin{cases} CHP\ Gas\ P\ Cap, & \text{wenn } HB2 < -\frac{CHP\ Gas\ P\ Cap}{(CHP\ Gas\ Ratio\ P/H)}, \\ -HB2 * (CHP\ Gas\ Ratio\ P/H), & \text{ansonsten} \end{cases}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (26)$$

$$CHP\ Bio\ H\ Prod = \frac{CHP\ Bio\ P\ Prod}{(CHP\ Bio\ Ratio\ P/H)} \quad (27)$$

$$CHP\ Gas\ H\ Prod = \frac{CHP\ Gas\ P\ Prod}{(CHP\ Gas\ Ratio\ P/H)} \quad (28)$$

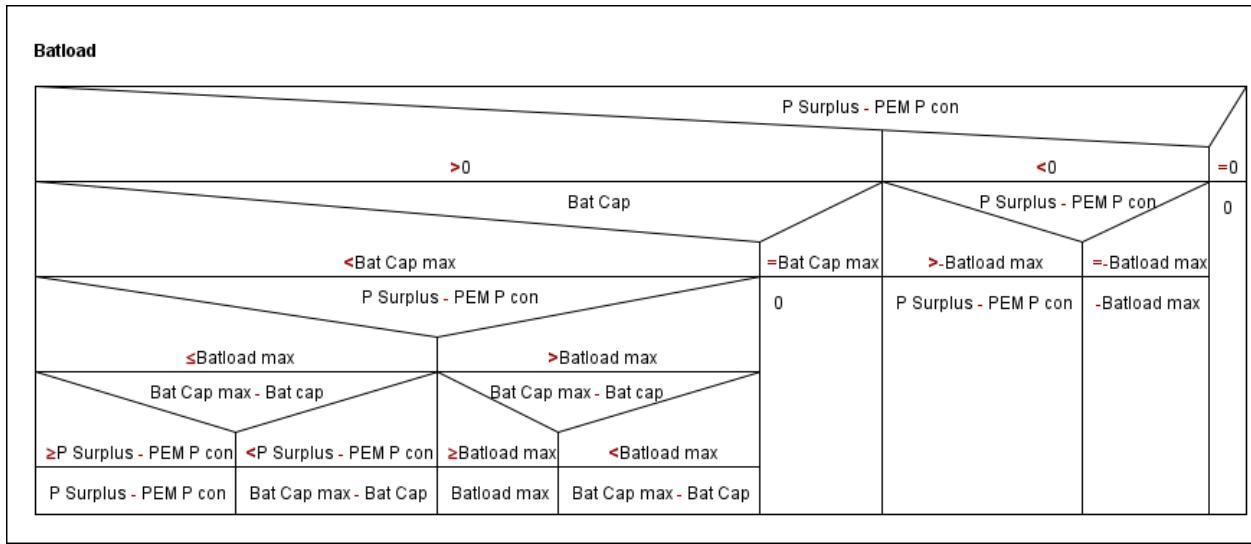
Batterie

$$BatCap_i = \begin{cases} 0, & \text{wenn } BatCap_{i-1} + BatLoad_{i-1} < 0, \\ BatCap_{i-1} + (BatLoad_{i-1} * \eta_{Bat}), & \text{ansonsten} \end{cases} \quad \text{wenn } BatLoad_{i-1} \geq 0 \\ \begin{cases} 0, & \text{wenn } BatCap_{i-1} + BatLoad_{i-1} < 0, \\ BatCap_{i-1} + BatLoad_{i-1}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad \text{wenn } BatLoad_{i-1} < 0 \quad (29)$$

$$DT_{Bat,i} = \begin{cases} DT_{Bat,i-1} + 1, & \text{wenn } Batload_i = 0 \\ 0, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (30)$$

$$On-Off-Cycles_{Bat,i} = \begin{cases} On-Off-Cycles_{Bat,i-1} + 1, & \text{wenn } BatLoad_i - Batload_{i+1} = Batload_i \cap BatLoad_{i+1} \neq 0 \\ On-Off-Cycles_{Bat,i-1}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (31)$$

(32)



Elektrolyse

$$PEM H_2 Prod = PEM Pcon * \frac{HHV_{H_2}}{(Ratio P/H_2)} \quad (33)$$

$$PEM H Prod = PEM Pcon - PEM H_2 Prod \quad (34)$$

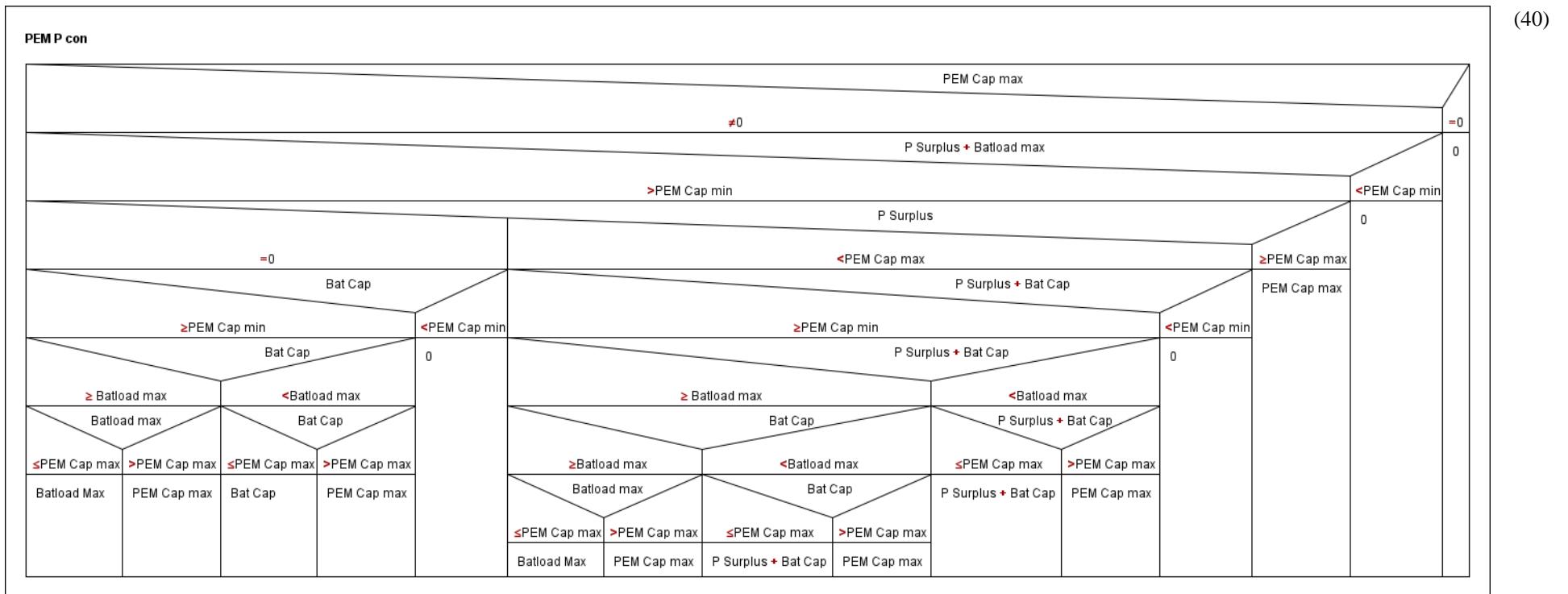
$$DT_{PEM,i} = \begin{cases} DT_{PEM,i-1} + 1, & \text{wenn } PEM\ Pcon_i = 0 \\ 0, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (35)$$

$$On-Off-Cycles_{PEM,i} = \begin{cases} On-Off-Cycles_{PEM,i-1} + 1, & \text{wenn } PEM\ H_2\ Prod_i - PEM\ H_2\ Prod_{i+1} = PEM\ H_2\ Prod_i \cap PEM\ H_2\ Prod_{i+1} \neq 0 \\ On-Off-Cycles_{PEM,i-1}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (36)$$

$$H_2\ Stor\ Load = PEM\ H_2\ Prod - Meth\ H_2\ con \quad (37)$$

$$H_2\ Stor\ Pcon = \begin{cases} 0, & \text{wenn } p_{PEM} > p_{Stor,H_2} \\ 0, & \text{wenn } H_2\ Stor\ Load \leq 0 \\ \frac{\frac{H_2\ Stor\ Load}{HHV_{H_2}} * \eta_{H_2} * R_{S,H_2} * T * \ln\left(\frac{H_2\ Stor\ Load/HHV_{H_2}}{p_{PEM}} / \frac{H_2\ Stor\ Load/HHV_{H_2}}{p_{Stor,H_2}}\right)}{3,6 * 10^6 * \eta_{comp,H_2}}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (38)$$

$$H_2\ Stor\ Cap_i = \begin{cases} 0, & \text{wenn } H_2\ Stor\ Cap_{i-1} + H_2\ Stor\ Load_{i-1} < 0 \\ H_2\ Stor\ Cap_{i-1} + H_2\ Stor\ Load_{i-1}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (39)$$



Methanisierung

$$Meth\ H_2\ con = \begin{cases} PEM\ H_2\ Prod, & \text{wenn } PEM\ H_2\ Prod > Meth\ Cap\ min, \\ H_2\ Stor\ Cap, & \text{ansonsten} \\ Meth\ Cap\ max, & \text{PEM}\ H_2\ Prod + H_2\ Stor\ Cap > Meth\ Cap\ max \\ 0, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (41)$$

$$bioMeth\ Pcon = \frac{Meth\ CH_4\ Prod}{HHV_{CH_4}} * (Ratio\ P/CH_4) \quad (42)$$

$$Meth\ CH_4\ Prod = \frac{Meth\ H_2\ con/HHV_{H_2}}{(Ratio\ H_2/CH_4) * HHV_{CH_4}} \quad (43)$$

$$Meth\ H\ Prod = \frac{Meth\ CH_4\ Prod}{HHV_{CH_4}} * (Ratio\ H/CH_4) \quad (44)$$

$$DT_{Meth,i} = \begin{cases} DT_{Meth,i-1} + 1, & \text{wenn } Meth\ CH_4\ Prod_i = 0 \\ 0, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (45)$$

$$On-Off-Cycles_{Meth,i} = \begin{cases} On-Off-Cycles_{Meth,i-1} + 1, & \text{wenn } Meth\ H_2\ con_i - Meth\ H_2\ con_{i+1} = Meth\ H_2\ con_i \cap Meth\ H_2\ con_i + Meth\ H_2\ con_{i+1} \neq 0 \\ On-Off-Cycles_{Meth,i-1}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (46)$$

$$CH_4\ Stor\ Load = Meth\ CH_4\ Prod - CH_4\ GF \quad (47)$$

$$CH_4\ Stor\ Pcon = \begin{cases} 0, & \text{wenn } p_{Meth} > p_{Stor,CH_4} \\ 0, & \text{wenn } CH_4\ Stor\ Load \leq 0 \\ \frac{\frac{CH_4\ Stor\ Load}{HHV_{CH_4}} * \eta_{Comp,CH_4} * R_{S,CH_4} * T * \ln\left(\frac{CH_4\ Stor\ Load/HHV_{CH_4}}{p_{Meth}} / \frac{CH_4\ Stor\ Load/HHV_{CH_4}}{p_{Stor,CH_4}}\right)}{3,6 * 10^6 * \eta_{Comp,CH_4}}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (48)$$

$$CH_4\ Stor\ Cap_i = \begin{cases} 0, & \text{wenn } CH_4\ Stor\ Cap_{i-1} + CH_4\ Stor\ Load_{i-1} < 0 \\ CH_4\ Stor\ Cap_{i-1} + CH_4\ Stor\ Load_{i-1}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (49)$$

$$CH_4\ GF = \begin{cases} Meth\ CH_4\ Prod + CH_4\ Stor\ Cap, & \text{wenn } CH_4\ GF\ cap\ min < Meth\ CH_4\ Prod + CH_4\ Stor\ Cap < CH_4\ GF\ cap\ max \\ (CH_4\ GF\ cap\ max, & \text{wenn } Meth\ CH_4\ Prod + CH_4\ Stor\ Cap > CH_4\ GF\ cap\ max \\ 0, & \text{ansonsten} \end{cases}, \quad \text{wenn } GasCon > Meth\ CH_4\ Prod + CH_4\ Stor\ Cap > CH_4\ GF\ cap\ min \quad (50)$$

$$CH_4\ GF\ Pcon = \begin{cases} 0, & \text{wenn } p_{Stor,CH_4} > p_{GF} \\ 0, & \text{wenn } CH_4\ GF \leq 0 \\ \frac{\frac{CH_4\ GF}{HHV_{CH_4}} * \eta_{Comp,GF} * R_{S,CH_4} * T * \ln\left(\frac{CH_4\ GF/HHV_{CH_4}}{p_{Stor,CH_4}} / \frac{CH_4\ GF/HHV_{CH_4}}{p_{GF}}\right)}{3,6 * 10^6 * \eta_{Comp,GF}}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (51)$$

$$DT_{GF,i} = \begin{cases} DT_{GF,i-1} + 1, & \text{wenn } CH_4\ GF_i = 0 \\ 0, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (52)$$

$$On-Off-Cycles_{GF,i} = \begin{cases} On-Off-Cycles_{GF,i-1} + 1, & \text{wenn } CH_4\ GF_i - CH_4\ GF_{i+1} = CH_4\ GF_i \cap CH_4\ GF_i + CH_4\ GF_{i+1} \neq 0 \\ On-Off-Cycles_{GF,i-1}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (53)$$

$$PtM\ DH\ feed = (PEM\ H\ Prod + Meth\ H\ Prod) * \eta_{H,Ex} \quad (54)$$

$$DT_{DH\ feed,i} = \begin{cases} DT_{DH\ feed,i-1} + 1, & PtM\ DH\ feed_i = 0 \\ 0, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (55)$$

$$On-Off-Cycles_{DH\ feed,i} = \begin{cases} On-Off-Cycles_{DH\ feed,i-1} + 1, & \text{wenn } PtM\ DH\ feed_i - PtM\ DH\ feed_{i+1} = PtM\ DH\ feed_i \cap PtM\ DH\ feed_i + PtM\ DH\ feed_{i+1} \neq 0 \\ On-Off-Cycles_{DH\ feed,i-1}, & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (56)$$

$$Meth\ Pcon = H_2\ Stor\ P\ con + bioMeth\ P\ con + CH_4\ Stor\ P\ con + CH_4\ GF\ P\ con \quad (57)$$