



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit



SEKTORKOPPLUNGSLÖSUNGEN FÜR
DAS ENERGIENETZ DER ZUKUNFT IN
OBERÖSTERREICH

Lukas Peter Moser, BSc

Januar 2024



EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

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

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

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

Datum 05.01.2024

Lukas Moser

Unterschrift Verfasser/in
Lukas Peter Moser

KURZFASSUNG

Im Zuge des Pariser Klimaschutzabkommens hat sich die Staatengemeinschaft erstmalig auf verpflichtende Maßnahmen zur Begrenzung des Klimawandels verständigt. Daher strebt auch die österreichische Bundesregierung bis 2040 einen vollständigen Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft an. Als führender Energieversorger Oberösterreichs hat die Energie AG deshalb den Auftrag, auf die durch diese Maßnahmen entstehenden Änderungen im Energiesystem vorbereitet zu sein. Zu den Kernaufgaben zählen unter anderem die Integration neuerer Technologietrends und der Umgang mit einem erhöhten Anteil an volatiler Energieerzeugung, der mit einer erhöhten Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien einhergeht.

Daraus ergibt sich das Ziel dieser Arbeit, auf Basis eines zeitlich und örtlich aufgelösten Modells des oberösterreichischen Energiesystems mittels einer Lastflussrechnung im hybriden Simulationstool HyFlow Engpässe im zukünftigen elektrischen Energienetz zu identifizieren, da dieses als kritischste Netzinfrastruktur festgemacht wird. Anschließend werden Methodiken entwickelt, um diese Bottlenecks mit Hilfe sektorkoppelnder Hybridelemente zu beheben. Diese Simulationen werden in Abstimmung mit dem Auftraggeber für die Jahre 2030 und 2040 durchgeführt.

Die entwickelten Methoden zur Entlastung des Stromnetzes umfassen Batteriespeicher, Power-to-Gas und Power-to-Heat Anwendungen. Anhand einer Bestandsaufnahme der Auslastung des Stromnetzes des jeweiligen Berechnungsjahrs werden diese Methodiken durch die Analyse von regionalisierten Erzeugungs- und Residuallastprofilen entwickelt. Dabei wird versucht, Erzeugungs- und Lastspitzen zu minimieren und somit eine Glättung des Erzeugungs- bzw. Lastprofils zu erreichen.

Die Ergebnisse zeigen, dass vor allem der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen zur Reduktion der durch die gesteigerte erneuerbare Energieerzeugung verursachte erhöhte Auslastung der Netzinfrastruktur beitragen kann. Der Einsatz von Hybridelementen zur Netzentlastung ist allerdings nur ein Teil der Lösung, da die Veränderungen im Energiesystem so gravierend sind, dass dafür eine Vielzahl an Maßnahmen getroffen werden muss.

ABSTRACT

As part of the Paris Climate Agreement, the international community has agreed on binding measures to limit climate change for the first time. Consequently, the Austrian federal government aims to completely phase out fossil fuels by 2040. Energie AG, Upper Austria's leading energy supplier, must prepare for the energy system changes resulting from these measures. These tasks include integrating new technology trends and managing the volatility in energy production. This volatility results from the increased generation of energy from renewable sources.

Therefore, this work aims to identify bottlenecks in the future electrical grid. It uses a temporally and spatially resolved model of Upper Austria's energy system. The model performs load flow calculations in the HyFlow simulation tool to identify the most critical grid infrastructure. Methods will be developed to eliminate these bottlenecks with the help of sector-coupling hybrid elements. These simulations are carried out in coordination with the client for the years 2030 and 2040.

The methods developed to relieve the electricity grid include battery storage, and power-to-gas as well as power-to-heat applications. Based on an evaluation of the utilization of the electricity grid in the respective calculation year, these methods are developed by analyzing the generation and residual load profiles of the substation districts distributed throughout Upper Austria. The goal is to minimize peaks in generation and load to achieve a smoothing of the generation and load profile.

The results show that the use of power-to-gas plants can contribute to reducing the increased utilization of the grid infrastructure caused by increased renewable energy generation. However, the use of hybrid elements to relieve the grid is only part of the solution, as the changes in the energy system are so serious that multiple measures will need to be taken.

VORWORT

Zuerst möchte ich mich beim gesamten Team des Energieverbundtechnik-Lehrstuhles, allem voran Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger, für die Möglichkeit zum Verfassen dieser für mich sehr spannenden Masterarbeit bedanken. Des Weiteren gilt mein Dank dem Betreuer meiner Arbeit Dipl.-Ing. Stefan Wallner für die gute und konstruktive Zusammenarbeit.

Ein herzliches Dankeschön geht an meine Freunde und Weggefährten für die ereignisreiche Studienzeit in Leoben. Ihr habt nicht nur mein Studium bereichert, sondern auch einen bedeutenden Teil zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Ein besonderer Dank gilt meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, die mich während meines gesamten Studiums bestmöglich unterstützt haben und ohne deren Ausdauer der Abschluss meines Studiums erst gar nicht möglich gewesen wäre. Bei meinen beiden Schwestern möchte ich mich außerdem für die großartige Unterstützung in sämtlichen Lebenslagen bedanken, die mich schon mein ganzes Leben begleitet. Abschließend gebührt mein Dank meiner Freundin, die mich stets motiviert, unterstützt, ein Vorbild und mein Ruhepol ist.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
2	Aufgabenstellung.....	4
	2.1 Vorgehensweise.....	4
3	Theoretischer Hintergrund – Stand der Technik.....	5
	3.1 Exergie und Anergie.....	5
	3.2 Energieumwandlungskette.....	6
	3.3 Hybride Energiesysteme.....	7
	3.4 Energienetze.....	9
	3.4.1 Stromnetz.....	9
	3.4.2 Gasnetz.....	11
	3.4.3 Wärmenetz.....	12
	3.5 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).....	13
	3.6 Power-to-Heat (PtH).....	16
	3.7 Power-to-Gas (PtG).....	18
	3.7.1 Elektrolyse.....	19
	3.7.2 Methanisierung.....	20
	3.8 Stationäre Energiespeicher.....	21
	3.8.1 Lithium-Batterien.....	22
	3.8.1.1 Aufbau und Funktionsprinzip:.....	22
	3.8.2 Redox-Flow-Batterien.....	23
	3.8.2.1 Aufbau und Funktionsprinzip:.....	24
	3.8.3 Anwendungsbereiche.....	25
4	Szenarienmodell und Datenaufbereitung für HyFlow.....	26
	4.1 Zugrundeliegendes Modell.....	26
	4.1.1 Zeitliche und räumliche Auflösung der Szenarien.....	26
	4.1.2 Nachfrageszenario.....	28

4.1.3	Aufbringungsszenario.....	30
4.2	HyFlow und Datenaufbereitung	33
4.2.1	HyFlow.....	33
4.2.2	Umspannwerkbezirke	34
4.2.3	Energiernetzinfrastruktur	36
4.2.4	Residuallast	38
5	Methodik der Berechnungen in HyFlow.....	40
5.1	Basisfall	41
5.2	Batteriespeicher.....	49
5.3	Power-to-Gas	50
5.4	Power-to-Heat	52
6	Ergebnisse	52
6.1	Ergebnisse Infrastrukturbetrachtung 2030	53
6.1.1	Basisfall.....	53
6.1.2	Batteriespeicher	55
6.1.3	Power-to-Gas.....	55
6.1.4	Power-to-Heat.....	56
6.2	Ergebnisse Infrastrukturbetrachtung 2040	57
6.2.1	Basisfall.....	57
6.2.2	Batteriespeicher	59
6.2.3	Power-to-Gas.....	60
6.2.4	Power-to-Heat.....	61
7	Diskussion.....	61
7.1	Identifikation der infrastrukturellen Bottlenecks	61
7.2	Einfluss der entwickelten Lösungsmethodiken	62
7.2.1	Einfluss der Batteriespeicher-Methodik	62
7.2.2	Einfluss der Power-to-Gas-Methodik.....	63
7.2.3	Einfluss der Power-to-Heat-Methodik	64

7.3 Technische Umsetzoptionen	64
8 Zusammenfassung und Ausblick.....	66
9 Literaturverzeichnis	68

NOMENKLATUR

Abkürzungen

THG	Treibhausgasemissionen
MES	Multienergiesystem
ORC	Organic-Rankine-Cycle
COP	Coefficient of Performance
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
H ₂	Wasserstoff
CH ₄	Methan
H ₂ O	Wasser
O ₂	Sauerstoff
OH ⁻	Hydroxidion
H ⁺	Wasserstoffion
O ₂ ⁻	Oxidion
SNG	Synthetic Natural Gas
InfraTrans	Infrastructure transition
WAM - OÖ	with additional measures - Oberösterreich
ISB	Infrastrukturbetrachtung
USW-Bezirk	Umspannwerk-Bezirk
PV	Photovoltaik
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
SNF	Schweres Nutzfahrzeug
PKW	Personenkraftwagen
LKW	Lastkraftwagen
KFZ	Kraftfahrzeug

Nomenklatur

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
LFR	Lastflussrechnung
PF	Power flow
OPF	Optimal power flow
DC	Direct current
APG	Austrian Power Grid
EKW	Ennskraftwerke AG
EWG	EWG Gruppe
LN	LINZ NETZ GmbH
Netz OÖ	Netz Oberösterreich GmbH

Indizes

MWh	Megawattstunden
GWh	Gigawattstunden
TWh	Terawattstunden
°C	Grad Celsius
Nm ³	Normkubikmeter
mol	Mol
J	Joule
kJ	Kilojoule
V	Volt
kV	Kilovolt
W	Watt
Wh	Wattstunden
l	Liter
a	Jahr
h	Stunde

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Treibhausgas-Emissionen 2018 nach Bundesländern aufgelöst [4].....	2
Abbildung 3-1: Energieumwandlungskette von Primärenergie zu Nutzenergie [13]	7
Abbildung 3-2: Sektoren hybrider Energiesysteme [18]	8
Abbildung 3-3: Beispiel eines Energieerzeugungsprofil im Vergleich Aufbringung zu Last.....	9
Abbildung 3-4: Schematische Darstellung der Stromnetzebenen [20].....	10
Abbildung 3-5: Darstellung der Topologien der Energieübertragung im Stromnetz [21]	11
Abbildung 3-6: Darstellung der Erdgasleitungen in Österreich [22]	12
Abbildung 3-7: Visualisierung der Fernwärmenetze Österreichs 2017 [26].....	12
Abbildung 3-8: Brennstoffeinsatz bei getrennter und gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung [28]	14
Abbildung 3-9: Unterschiedliche Dampfturbinen [13].....	15
Abbildung 3-10: Funktionsprinzip der Wärmepumpe [13].....	17
Abbildung 3-11: Anwendungsmöglichkeiten von Power-to-X [32]	19
Abbildung 3-12: Schematischer Ablauf der unterschiedlichen Elektrolysetypen [35]	19
Abbildung 3-13: Schematischer Aufbau und Funktionsprinzip einer Lithium-Ionen-Batterie [42]	23
Abbildung 3-14: Aufbau der Redox-Flow-Batterie [33]	24
Abbildung 4-1: Energiebedarf der Sektoren Industrie, Transport, Gebäude (Dienstleistungen und Haushalte) im Szenario ISB der Jahre 2030 bzw. 2040 für leitungsgebundene Energieträger Strom und Gas im Vergleich zum Ausgangsjahr 2019 [6].....	30
Abbildung 4-2: Definition und Abgrenzung der unterschiedlichen Potentialbegriffe [73, 74]	31
Abbildung 4-3: Angenommener Ausbaus der erneuerbaren Energien in Oberösterreich 2019 bis 2050 im Vergleich mit den technischen Potentialen für 2050* nach Sejkora et al. [70] und Gaugl et al. [71]	31
Abbildung 4-4: Visualisierung eines beispielhaften Prozessschrittes innerhalb des zellulären Ansatzes [83].....	33
Abbildung 4-5: Verortung der USW-Bezirke Österreichs [48]	34
Abbildung 4-6: Voronoi Diagramm mit zentralen Punkten [87]	35
Abbildung 4-7: Darstellung des Eckenmodells des Voronoi-Diagramms [87]	35
Abbildung 4-8: Darstellung des österreichischen Strom- und Gasnetzes; Stand: 2022 [89]...	36
Abbildung 4-9: Vergleich bestehendes Hochspannungsstromnetz mit geplantem Netzausbau laut Stromnetzmasterplan OÖ 2032 [90].....	37
Abbildung 4-10: Beispielhafte Lokalisierung von Stromleitungen in HyFlow	38

Abbildung 4-11: Darstellung der Bestimmung der Auslastung im Stromnetz [48]	38
Abbildung 4-12: Beispiel eines Erzeugungsprofils zur Veranschaulichung der Residuallast ...	39
Abbildung 5-1: Vorgehensweise der sektorkoppelnden Infrastrukturplanung [48]	41
Abbildung 5-2: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich im Jahr 2030 anhand von Tagesmittelwerten	42
Abbildung 5-3: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich Sommerwoche 2030, Darstellung in 15-Minutern Intervallen	42
Abbildung 5-4: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich Winterwoche 2030, Darstellung in 15-Minutern Intervallen	43
Abbildung 5-5: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich im Jahr 2040 anhand von Tagesmittelwerten	44
Abbildung 5-6: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich Sommerwoche 2040, Darstellung in 15-Minutern Intervallen	44
Abbildung 5-7: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich Winterwoche 2040, Darstellung in 15-Minutern Intervallen	45
Abbildung 5-8: Veranschaulichung des Erzeugungsprofils eines ländlich geprägten USW-Bezirks	45
Abbildung 5-9: Veranschaulichung des Erzeugungsprofils eines stark industrialisierten USW-Bezirks	46
Abbildung 5-10: Regionalisierung des Stromverbrauchs für die Infrastrukturbetrachtung 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr [75]	47
Abbildung 5-11: Regionalisierte Darstellung der erneuerbaren Stromerzeugung 2030 (oben) und 2040 (unten) [48]	48
Abbildung 5-12: Veranschaulichung beispielhafter Auslastung des oberösterreichischen Stromnetzes	49
Abbildung 5-13: Auswirkung der entwickelten Methodik für Batteriespeicher auf das Residuallastprofil eines USW-Bezirks.....	50
Abbildung 5-14: Auswirkung der entwickelten Methodik für Power-to-Gas auf das Residuallastprofil eines USW-Bezirks.....	51
Abbildung 5-15: Auswirkung der entwickelten Methodik für Power-to-Heat auf das Residuallastprofil eines USW-Bezirks.....	52
Abbildung 6-1: Leitungsauslastung Basisfall für das Berechnungsjahr 2030.....	54
Abbildung 6-2: Erzeugungsprofil und Residuallastlinie USW 3001.....	54
Abbildung 6-3: Darstellung der Energiebereitstellung für einen spezifischen Zeitschritt.....	54

Abbildung 6-4: Leitungsauslastung Batteriespeicher für das Berechnungsjahr 2030 55

Abbildung 6-5: Leitungsauslastung Power-to-Gas für das Berechnungsjahr 2030 56

Abbildung 6-6: Leitungsauslastung Power-to-Heat für das Berechnungsjahr 2030..... 56

Abbildung 6-7: Leitungsauslastung Basisfall für das Berechnungsjahr 2040..... 58

Abbildung 6-8: Erzeugungsprofil und Residuallastlinie USW 3001..... 58

Abbildung 6-9: Erzeugungsprofil und Residuallastlinie USW 3027 58

Abbildung 6-10: Erzeugungsprofil und Residuallastlinie USW 3038..... 59

Abbildung 6-11: Erzeugungsprofil und Residuallastlinie USW 3069..... 59

Abbildung 6-12: Leitungsauslastung Batteriespeicher für das Berechnungsjahr 2040 60

Abbildung 6-13: Leitungsauslastung Power-to-Gas für das Berechnungsjahr 2040 60

Abbildung 6-14: Leitungsauslastung Power-to-Heat für das Berechnungsjahr 2040..... 61

Abbildung 7-1: Darstellung des Residuallastprofil der Batteriemethodik 63

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Begriffsdefinitionen der Energieumwandlungskette [15, 16].....	6
Tabelle 3-2: KWK Anlagengrößen [13]	15
Tabelle 3-3: Verschiedene Elektrolysearten [13]	20
Tabelle 4-1: : Angenommene Energiemengen pro Jahr der erneuerbaren Energien in Oberösterreich der Jahre 2019 bis 2050 im Vergleich mit den technischen Potentialen für 2050* nach Sejkora et al. [70] und Gaugl et al. [71]	32
Tabelle 6-1: Angenommene Energiemengen und Volllaststunden für das Berechnungsjahr 2030.....	53
Tabelle 6-2: Angenommene Energiemengen und Volllaststunden für das Berechnungsjahr 2040.....	57

1 EINLEITUNG

Das 2016 in Kraft getretene Klimaschutzabkommen von Paris stellt das erste rechtsverbindliche Abkommen zur Bewältigung der Klimakrise dar. Im Rahmen dieses Abkommens verpflichteten sich 196 Vertragsparteien zur Einhaltung gemeinsam vereinbarter Ziele, wie dem langfristigen 2-Grad-Celsius-Ziel. Dabei soll die globale Erwärmung auf maximal 2 Grad Celsius gegenüber den vorindustriellen Werten begrenzt werden. Zudem sollen Anstrengungen unternommen werden, um den globalen Temperaturanstieg auf 1,5 Grad Celsius gegenüber den vorindustriellen Werten zu beschränken. Die errechnete globale Mitteltemperatur der Jahre 1991-2020 ist im Vergleich zum Mittel der Jahre 1850-1900 der vorindustriellen Zeit bereits um 0,9°C erhöht.[1] Um die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen, strebt der Europäische Rat zudem an, bis 2050 keine Treibhausgase mehr zu emittieren und verbleibende Emissionen auf natürliche Weise bzw. durch innovative Technologien auszugleichen bzw. zu senken. Die Europäische Union hat mit dem Klima- und Energiepaket 2020 sowie dem Rahmen für EU-Klima- und Energiepolitik bis zum Jahr 2030 rechtsverbindliche Klimaziele gesetzt. Da das ursprüngliche Ziel für 2030 nicht konsistent mit der angestrebten Klimaneutralität bis 2050 ist, hat die EU-Kommission im Rahmen des Green Deals und des europäischen Klimagesetzes das Ziel erhöht und die Netto-Treibhausgasemissionen sollen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gesenkt werden. Die österreichische Bundesregierung strebt gemäß dem Regierungsabkommen 2020-2024 eine Klimaneutralität bereits im Jahr 2040 an. Das bedeutet, dass bis zu diesem Zeitpunkt die landesweiten Treibhausgasemissionen (THG) gemäß nationaler THG-Inventur ausgeglichen sein müssen. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, müssen die Emissionen je Verbrauchssektor auf null oder nahezu null reduziert werden. Nicht reduzierbare Restemissionen sollen, innerhalb physikalisch absehbarer Grenzen, durch Kohlenstoffspeicherung kompensiert werden. Als Maßnahme hierfür strebt die österreichische Bundesregierung bis 2040 einen vollständigen Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft an. [2, 3] Bezogen auf die Treibhausgas-Emissionen des Jahres 2018 stellt Oberösterreich mit 21,5 Mio. t CO₂-Äquivalent und somit 27 % der gesamtösterreichischen Treibhausgasemissionen den größten Treibhausgas-Verursacher dar, wie in Abbildung 1-1 dargestellt. Da das Land Oberösterreich für fast 1/3 der gesamtösterreichischen Treibhausgasemissionen verantwortlich ist, liegt hier ein besonderer Fokus auf dieser Problematik. [4]

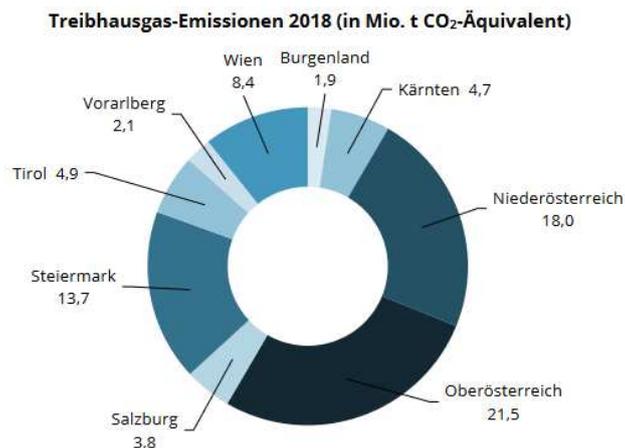


Abbildung 1-1: Treibhausgas-Emissionen 2018 nach Bundesländern aufgelöst [4]

Durch die ambitionierten vorgegebenen Emissionsreduktionsziele der Bundesregierung steigen auch die Anforderungen an die Energie AG als dem führenden Energieversorger Oberösterreichs. Diese bestehen speziell in Herausforderungen, die sich im Zusammenhang mit den Änderungen im Energiesystems ergeben wie der zunehmenden Elektrifizierung verschiedener Wirtschaftssektoren und erhöhte erzeugungsseitige Stromnetzauslastungen aufgrund gesteigerter erneuerbarer Stromerzeugung. Speziell die erneuerbare Energieerzeugung unterliegt starken saisonalen Schwankungen, die im Sommer zu Überproduktion an Strom und im Winter zu einer Unterproduktion an Strom führen. Diese Schwankungen führen wiederum zu Herausforderungen der Stromspeicherung, um die Versorgungssicherheit und Netzstabilität jederzeit gewährleisten zu können. Speziell in einem der industriell am stärksten geprägten Bundesländer Österreichs sind diese Aufgaben zentrale Herausforderungen. [5]

Im Vorfeld dieser Masterarbeit entstand bereits eine andere Arbeit im Rahmen des Projekts „Energiezukunft für Oberösterreich“. Diese wurde von Alexander Lurz an der Montanuniversität Leoben in Kooperation mit der Energie AG Oberösterreich verfasst und behandelte die Erstellung von Energienachfrageszenarien für das Bundesland Oberösterreich, die auf den Vorgaben der österreichischen Bundesregierung basieren. Dabei wurden der Energiebedarf, die einzelnen Energieträger und die zugehörigen THG-Emissionen der jeweiligen Szenarien analysiert und ein Syntheszenario aus den Szenarien entwickelt. Dieses Syntheszenario bildet die Grundlage für die Datenstruktur, die in der vorliegenden Analyse mithilfe simulationsgestützter Software verwendet wird. Details zu den übernommenen Daten werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert. [6]

Mit den von der Europäischen Union gesteckten Klimazielen muss auf der Aufbringungsseite ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgen, wobei ökologische Aspekte zu berücksichtigen sind. Der bisherige Anteil erneuerbarer Energien am österreichischen Gesamtenergiebedarf von etwa einem Drittel soll weiter gesteigert und die Energieeffizienz

intensiviert werden. [7] Zusätzlich steigen dadurch auch die Anforderungen an die Energienetze. Übertragungs- und Verteilernetze waren in der Vergangenheit darauf ausgelegt, Nachfragespitzen abzudecken und die Zuverlässigkeit zu gewährleisten. Energieerzeuger und Verbraucher lieferten bzw. verbrauchten Energie nach klareren Schemen, ohne dass ein anspruchsvoller Echtzeitbetrieb erforderlich war. Die Hauptaufgaben der Energienetzbetreiber umfassten den Bau, die Wartung und das Ausfallmanagement. Heutzutage wird das Energienetz zunehmend als Mittel zum Ausgleich eigener Energiezeugung und -nachfrage genutzt und oftmals als letzte Ressource betrachtet, wenn die eigene Energieerzeugung nicht verfügbar ist. Es wird erwartet, dass überschüssige Energieerzeugung ohne Einschränkungen in das Netz eingespeist werden kann. Insbesondere durch den Ausbau der Energiegewinnung aus Photovoltaik und Windenergie im Vergleich zu derzeit betriebenen Kraftwerken steigt der volatile Anteil der Energieerzeugung. Dies führt zu vermehrten Erzeugungsspitzen und potenziell kurzfristigen Über- oder Unterangeboten im Stromnetz, wodurch die Netzstabilität gefährdet ist. Technologietrends wie die vermehrte dezentrale Energieerzeugung, Energiespeichertechnologien, Elektrofahrzeuge, intelligente Automatisierungs- und Steuerungsgeräte, die erhebliche Möglichkeiten für die Verwirklichung einer nachhaltigen Energiezukunft bieten, stellen zudem Kernherausforderungen für die künftige Netzinfrastruktur dar. Daher ist es essentiell, die Leistungsfähigkeit der Übertragungs- und Verteilernetze sicherzustellen. Angesichts der angestrebten Dekarbonisierung sind Maßnahmen erforderlich, um eine hohe Qualität der Stromversorgung sowie Netz- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Diese Maßnahmen betreffen sowohl die Netzarchitektur als auch die Integration neuer Technologien und die Betriebsweisen der Netze. [8–10]

Der Einsatz von Batteriespeichern zur Reduzierung von Erzeugungsspitzen, die Nutzung von Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung sowie der klassische Netzausbau sind Beispiele für Maßnahmen, um die Herausforderungen zu bewältigen, die mit dem stetigen Ausbau erneuerbarer Energien verbunden sind. Diese Ansätze sind in hybriden Energiesystemen Bestandteile von sektorkoppelnden Lösungen für die Bereiche Strom, Gas und Wärme. Ihr Ziel ist es, die Netze bedarfsgerecht zu entlasten und Energien entsprechend zu transformieren und zu speichern. Durch Simulationen, die regionale Gegebenheiten berücksichtigen, werden Handlungsempfehlungen abgeleitet und geeignete Maßnahmen getroffen. Die Anwendung der erwähnten Maßnahmen erfordert jedoch eine detaillierte Analyse, um ihre Wirksamkeit und Effizienz auf die bestehende Netzinfrastruktur abschätzen zu können und entsprechende Handlungsempfehlungen abzuleiten. Deshalb werden im Rahmen dieser Masterarbeit sektorkoppelnde Lösungsmethodiken entwickelt, analysiert und deren Auswirkungen auf das Stromnetz simuliert. Die detaillierten Anforderungen an diese Arbeit und die Vorgehensweise werden im folgenden Kapitel der Aufgabestellung diskutiert. [11, 12]

2 AUFGABENSTELLUNG

Die im vorangegangenen Kapitel erläuterten Problematiken, die sich durch die notwendigen Änderungen des Aufbaus des gesamten Energiesystems ergeben, erfordern zahlreiche Maßnahmen, um die Herausforderung der Zukunft bewältigen zu können. Aus diesem Grund soll diese Arbeit als ein Teil dieser Lösungsmaßnahmen dienen und eine qualitative und quantitative Bewertung von Ausbaumaßnahmen zur Entlastung der elektrischen Energieinfrastruktur bieten, um den im vorherigen Kapitel erwähnten Vorgaben der österreichischen Bundesregierung eines nachhaltigen und klimaneutralen Energiesystems zu entsprechen. Dafür wird ein räumlich und zeitlich aufgelöstes Modell der oberösterreichischen Energieinfrastruktur erstellt, das als Grundlage für Optimierungssimulationen dient. Unter Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen in der Energieinfrastruktur werden Simulationen der Netzauslastung für die erarbeiteten Szenarien für die Jahre 2030 und 2040 durchgeführt. Dabei wird zuerst das Jahr 2030 modelliert und danach 2040. Die geplanten infrastrukturellen Entwicklungen werden gemäß den Ausbauzielen der oberösterreichischen Landesregierung für die jeweiligen Jahre berücksichtigt. Die Ergebnisse dieses Projekts stellen damit eine Entscheidungsgrundlage zur Auswahl geeigneter Ausbaumaßnahmen für das oberösterreichische Energienetz der Zukunft dar.

Die Arbeit soll dabei folgende Eckpunkte umfassen:

- Die sowohl örtliche als auch zeitliche Identifikation der infrastrukturellen Bottlenecks im oberösterreichischen Netzgebiet mittels der Simulationssoftware HyFlow anhand der Residuallast auf Basis vorhandener Daten.
- Die Analyse der Eignung und des Einflusses ausgewählter Lösungsansätze zur Behebung identifizierter Bottlenecks.
- Die Darstellung der Ergebnisse in GIS-basierten Karten, um die Auslastung der Energieinfrastruktur zu veranschaulichen.
- Die Auswertung der Ergebnisse und Empfehlungen zu technischen bzw. technologischen Umsetzungsoptionen.

2.1 Vorgehensweise

Diese Masterarbeit gliedert sich in vier wesentliche Bereiche:

- **Theoretische Grundlagen:** Hierbei steht zu Beginn die Erarbeitung von Grundlagen im Fokus, insbesondere die Betrachtung von hybriden Energiesystemen, der Aufbau von Energienetzen und die Betrachtung von sektorkoppelnden Elementen.

- **Struktur der Datenbasis und Integration in HyFlow:** In diesem Teil erfolgt eine Erklärung der für die Simulation verwendete Datenbasis. Zudem wird die Einbettung dieser Datenbasis in das hybride Lastflussberechnungstool HyFlow erklärt. Einige Anpassungen der Netzinfrastruktur, die in Abstimmung mit dem Auftraggeber vorgenommen werden, sind ebenfalls Teil dieses Abschnitts.
- **Identifikation und Lösung von Netzengpässen:** Anhand einer Basissimulation für das jeweilige Berechnungsjahr (2030 oder 2040) werden Netzengpässe in der Energieinfrastruktur identifiziert. Darauf aufbauend werden Methodiken zur Lösung dieser Engpässe entwickelt.
- **Grafische Aufbereitung und Interpretation der Ergebnisse:** Abschließend erfolgt eine grafische Darstellung der Ergebnisse in GIS-basierten Karten und eine Interpretation der Ergebnisse nach technischen Gesichtspunkten und Ableitungen von Handlungsempfehlungen.

3 THEORETISCHER HINTERGRUND – STAND DER TECHNIK

Dieses Kapitel behandelt die theoretischen Grundlagen von hybriden Energiesystemen und deren integrierten Netzinfrastrukturen. Deren Aufbau, aktueller Zustand sowie zukünftige Entwicklungen werden beschrieben. Zudem wird auf die in hybriden Energiesystemen eingesetzten, sektorkoppelnden Technologien eingegangen, um Handlungsempfehlungen ableiten zu können.

3.1 Exergie und Anergie

Die Exergie (E) repräsentiert jenen Teil der Gesamtenergie eines Systems, der der maximal möglichen technischen Arbeit eines Energiestroms entspricht, wenn ein thermodynamisches Gleichgewicht vorliegt. Im Gegensatz dazu bezeichnet die Anergie (A) den Teil des Energiestroms, der keine technische Arbeit mehr leisten kann. Die Gesamtenergie eines Systems setzt sich aus der Summe von Exergie und Anergie zusammen. Während Exergie keine Erhaltungsgröße darstellt und sich durch irreversible Prozesse in Anergie umwandeln kann, kann Anergie nicht weiter umgewandelt werden. Die Gesamtenergie eines Systems bleibt jedoch unverändert und gilt als Erhaltungsgröße. [13, 14]

$$\text{Energie } E_n = \text{Exergie } E + \text{Anergie } A \quad (3-1)$$

Es ist zu beachten, dass die Exergie eines Wärmestroms Q_{12} von der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr T abhängig ist. T_u entspricht dabei der Umgebungstemperatur.

$$E_{Q_{12}} = \int_1^2 \left[1 - \frac{T_u}{T} \right] dQ \quad (3-2)$$

Der exergetische Wirkungsgrad η_{ex} entspricht dem Verhältnis von Exergie Output Ex_{out} und Input Ex_{in} .

$$\eta_{ex} = \frac{Ex_{out}}{Ex_{in}} \quad (3-3)$$

3.2 Energieumwandlungskette

In der Energieumwandlungskette von Primärenergie zu Nutzenergie, wie in Abbildung 3-1 dargestellt, gilt es grundlegende Begriffe zu definieren, diese sind in der folgenden Tabelle 3-1 beschrieben, zusätzlich werden Beispiele der jeweiligen Energieformen bzw. Energieträger angeführt:

Begriff	Definition	Energieformen bzw. Energieträger
Primärenergie	Energie in ihrer ursprünglichen, noch nicht technisch aufbereiteten Form	z.B. Kohle, Erdöl, Erdgas, Uran, Wasserkraft, Wind, Solareinstrahlung
Sekundärenergie	Energie, die nicht direkt aus der Natur stammt, sondern in technisch aufbereiteter Form vorliegt	z.B. Koks, Heizöl, Benzin, Fernwärme, Strom
Endenergie	Energie in der Form, wie sie dem Endverbraucher zugeführt wird	z.B. Heizöl, Benzin, Strom, Fernwärme, Erdgas
Nutzenergie	Energie in der Form, wie sie vom Endverbraucher genutzt wird	z.B. Licht, Wärme, Antriebsenergie für Maschinen und Fahrzeuge

Tabelle 3-1: Begriffsdefinitionen der Energieumwandlungskette [15, 16]

Innerhalb der Energieumwandlungskette treten bei jedem Umwandlungsschritt Verluste auf. Dadurch erreicht nur ein Teil der ursprünglichen Primärenergie den Verbraucher als Nutzenergie. Bei der Umwandlung von Primärenergie zu Endenergie treten Verluste von etwa 25 % - 35 % auf, von Endenergie zu Nutzenergie nochmals zwischen 30 % - 40 %. Beispiele für diese Verluste sind in Abbildung 3-1 angeführt. [13]

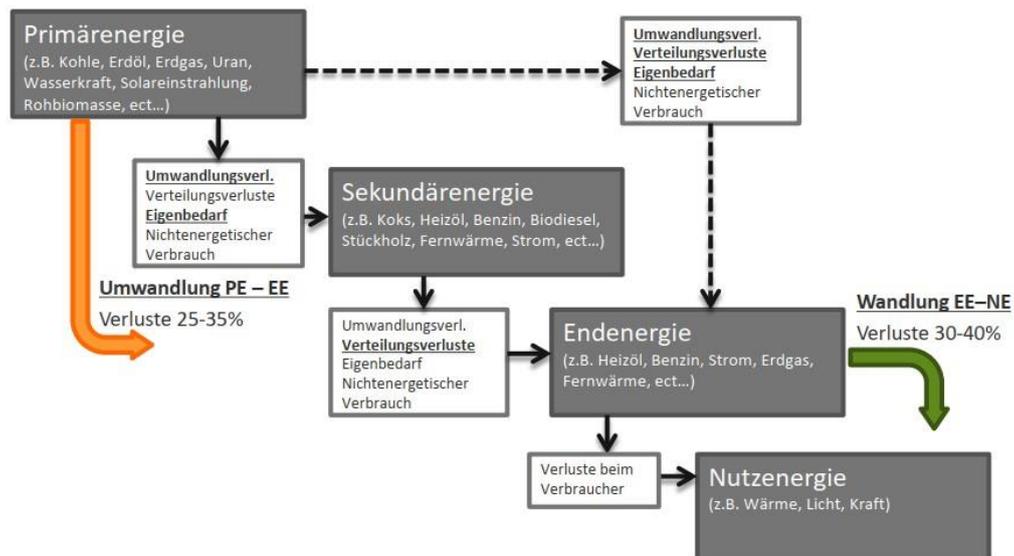


Abbildung 3-1: Energieumwandlungskette von Primärenergie zu Nutzenergie [13]

3.3 Hybride Energiesysteme

Die Zunahme dezentraler Energieerzeugungs- und Speichersysteme speziell in den Energieverteilernetzen, als auch die Einbindung einer wachsenden Anzahl von Elektrofahrzeugen stellen die derzeitigen Verteilernetzstrukturen vor große Herausforderungen. Zusätzlich erfordert die Kopplung von thermischen und elektrischen Systemen eine signifikante Umgestaltung bestehender Verteilernetzstruktur sowie der Strukturen in bestimmten Industriebereichen. Ehemalige reine Leistungskonsumenten, wie Gewerbebetriebe oder Privathaushalte, entwickeln sich zunehmend zu Prosumern. Das sind Akteure, die sowohl produzieren als auch konsumieren, wie beispielsweise die Einspeisung von Überschussproduktion aus Photovoltaik in das Stromnetz. Hybride Energiesysteme vereinen sektorübergreifend Energiequellen sowie die Energieverteilung und -speicherung in einem kompakten System. Grundsätzlich werden die wirtschaftlichen Sektoren Strom, Gas, Wärme und Verkehr durch netzgebundene Energieträger miteinander verbunden. Ziel ist es, den Energiebedarf so ökonomisch und ökologisch effizient wie möglich zu decken. Dabei sollen fossile Energieträger durch regenerative Energiequellen ersetzt werden. Die verschiedenen Sektoren eines hybriden Energiesystems sind in Abbildung 3-2 dargestellt. Im folgenden Kapitel werden sie genauer beschrieben, wobei der Sektor der Umwandlung in synthetische Kraft- und Brennstoffe nicht weiter behandelt wird, da er in den Überlegungen zum Projekt „Energiezukunft für Oberösterreich“ keine Rolle spielt. [13, 17]



Abbildung 3-2: Sektoren hybrider Energiesysteme [18]

Wie in Abbildung 3-3 ersichtlich, sind Energieverbrauch und die erneuerbare Energieerzeugung zu jedem Zeitpunkt gleich. Daher ist es notwendig, auf alternative Energieerzeugungsanlagen wie z.B. fossile Kraftwerke zurückzugreifen, Energie zuzukaufen, das Verbrauchsverhalten entsprechend anzupassen oder mithilfe von Energiespeichern den Bedarf zu decken. Ein hybrides Energiesystem kombiniert auf intelligente Weise Systeme zur Energieerzeugung, -verteilung und -speicherung für Strom, Wärme und Kälte. Durch eine intelligente Kopplung von thermischen und elektrischen Systemen können Ressourcen geschont, Energiekosten reduziert und der Komfort für Verbraucher gesteigert werden. Für eine effektive Kopplung ist jedoch ein optimales Zusammenspiel von elektrischen und thermischen Systemkomponenten erforderlich, da diese sensibel auf interne und externe Einflüsse reagieren, wie etwa geographische Gegebenheiten, technische Ausgestaltung, wirtschaftliche Anforderungen oder ökologische Prioritäten. [17]

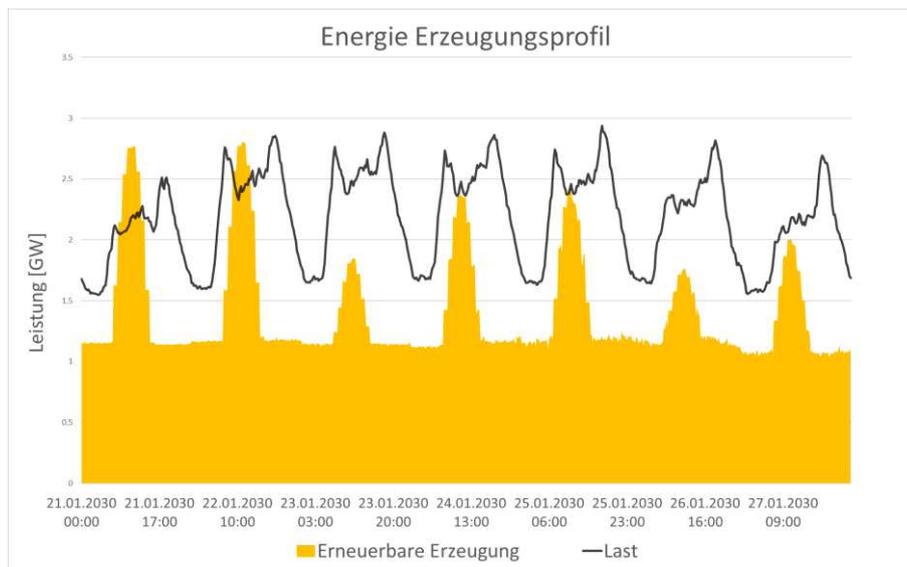


Abbildung 3-3: Beispiel eines Energieerzeugungsprofil im Vergleich Aufbringung zu Last

3.4 Energienetze

Die Sektoren Strom, Gas und Wärme hybrider Energiesysteme sind an ihre jeweilige Energieinfrastruktur gebunden und werden über zusammenhängende Leitungen zu Netzen zusammengefasst. Die Netze und ihr Aufbau sind in nachfolgenden Kapiteln beschrieben. [9]

3.4.1 Stromnetz

Elektrische Energienetze ermöglichen den Transport und die Verteilung elektrischer Energie von Erzeugungsanlagen zu Verbrauchern. Eine Wechselstromleitung besteht dabei immer aus drei stromführenden Leitern. Die verkettete Spannung beschreibt die Spannung zwischen zwei dieser Leiter. Die Phasenspannung hingegen ist die Spannung zwischen dem Neutralleiter und einem der Leiter. [19] Wie in Abbildung 3-4 dargestellt, können Stromnetze in verschiedene Spannungsebenen unterteilt werden. Die Netzebene 1, mit 380 kV bzw. 220 kV, bildet die Höchstspannungsebene und dient als Übertragungsnetz. In diese Ebene speisen im österreichischen Stromnetz vorrangig große, mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke und Großwasserkraftwerke ein. Netzebene 3 beschreibt das Hochspannungsnetz, es agiert als überregionales Verteilernetz mit einer Betriebsspannung von 110 kV. In diese Ebene speisen kleinere thermische Kraftwerke und Windparks bis 300 MW ein. Die Netzebene 5 dient als regionales Verteilernetz mit Spannungen zwischen 6 kV und 30 kV und wird als Mittelspannungsnetz bezeichnet. Hier werden dezentrale Energieumwandlungsanlagen bis etwa 10 MW Nennleistung angeschlossen. Die angegebenen Spannungen der Netzebenen 1 bis 5 entsprechen der verketteten Spannung. Netzebene 7 ist das lokale Verteilernetz mit 230 V Phasenspannung bzw. 400 V verkettete Spannung. Hierzu gehören kleine Energieerzeugungsanlagen wie Photovoltaik-Anlagen auf Wohnhäusern. [9, 20]

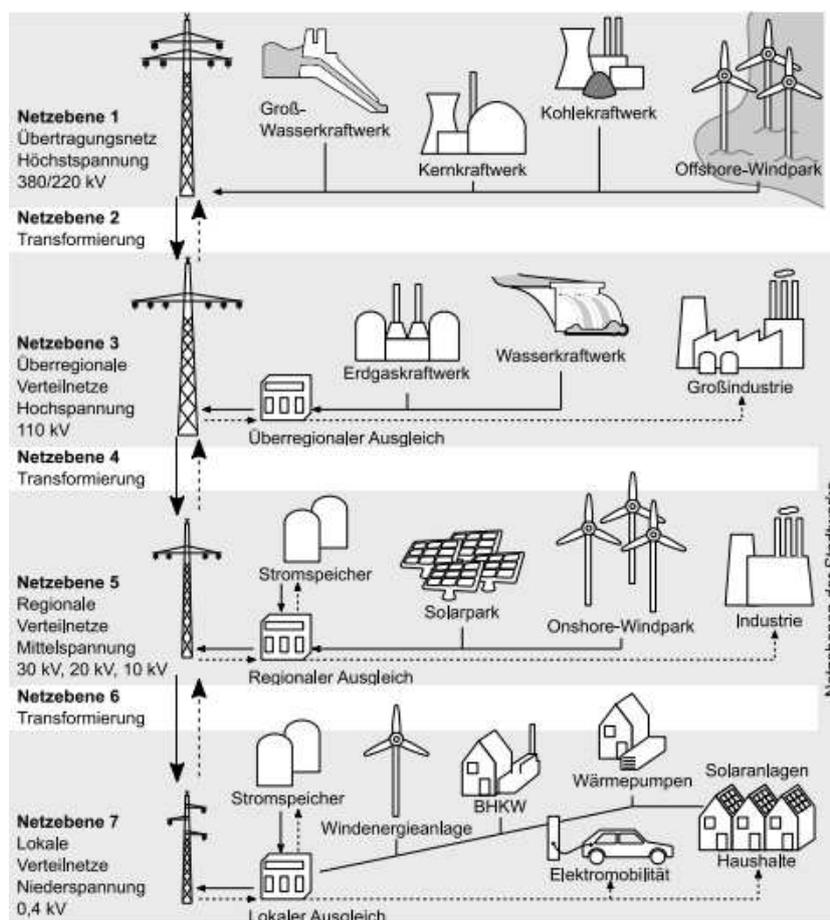


Abbildung 3-4: Schematische Darstellung der Stromnetzebenen [20]

Stromnetze weisen je nach Spannungsebene unterschiedliche Topologien auf, diese sind in Abbildung 3-5 dargestellt. In der Höchst- und Hochspannungsebene werden Maschennetze eingesetzt. Diese garantieren eine hohe Betriebssicherheit durch die inhärente Einhaltung der n-1 Sicherheit. Diese Sicherheit gewährleistet stets mindestens zwei Wege von der Einspeisung zur Last, ein zentrales Prinzip in elektrischen Energiesystemen. Mittelspannungsnetze nutzen Ringnetze, die bei Ausfällen und Kurzschlüssen fehlertolerant sind. Diese verfügen über Trennstellen, die bei Bedarf geöffnet oder geschlossen werden können. Üblicherweise werden Ringnetze mit offenen Trennstellen betrieben, wodurch sich eine Strahlennetzstruktur ergibt. In der Niederspannungsebene dominieren Strahlennetze. Ein Transformator-Netzstation versorgt hierbei mehrere Strahlen, die als Abgänge über eine unterspannungsseitige Sammelschiene an der Transformator-Netzstation angeschlossen sind. Diese Topologie bietet zwar geringere Betriebssicherheit, ist aber kosteneffizient. Bei einem Fehler kann es zu einem Betriebsausfall kommen, die Fehlerverortung ist durch die Struktur aber relativ einfach. Die Spannungsregulation über längere Strecken kann problematisch sein, insbesondere durch Spannungsabfälle aufgrund von zu großen Belastungen am Ende der Strahlen oder Spannungserhöhungen in Schwachlastzeiten durch dezentrale Erzeugungsanlagen. [9, 20]

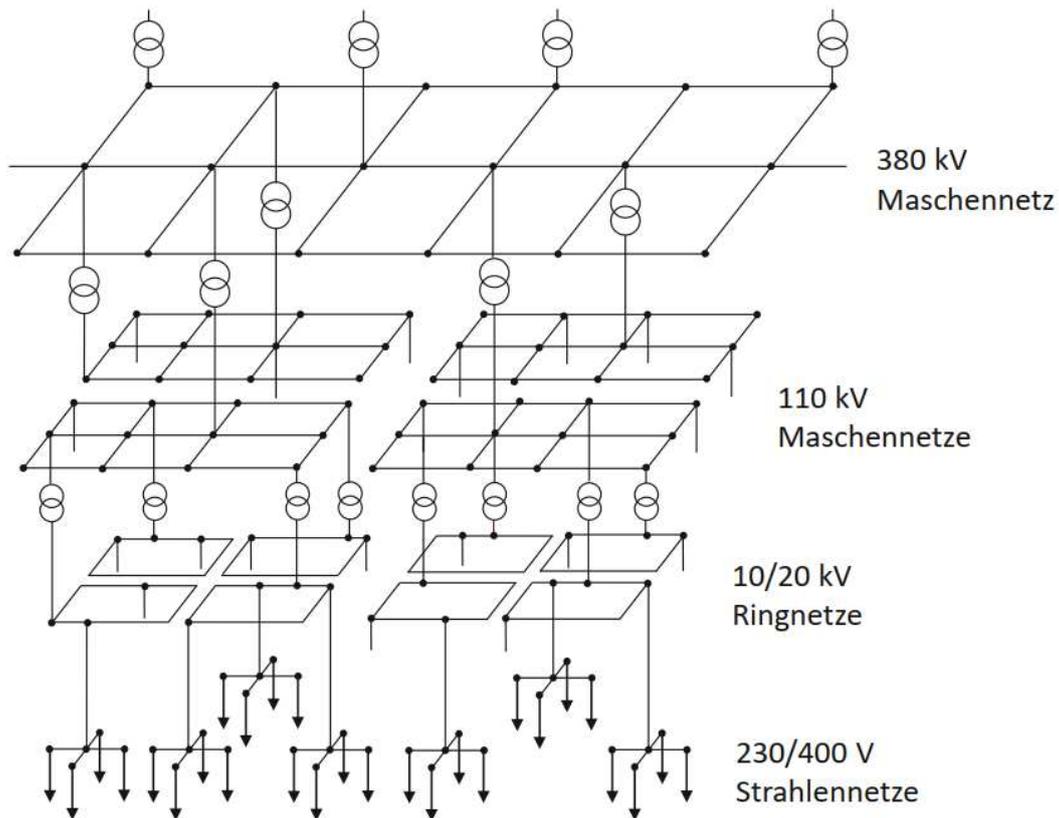


Abbildung 3-5: Darstellung der Topologien der Energieübertragung im Stromnetz [21]

3.4.2 Gasnetz

Das österreichische Erdgasnetz umfasst Fernleitungen und Verteilerleitungen sowie Verdichter- und Schieberstationen, wie in Abbildung 3-6 dargestellt. Fernleitungen dienen dem Transport und sind Hochdruckleitungen mit einem Betriebsdruck von etwa 70 bar. Verteilerleitungen gliedern sich in drei Ebenen: Ebene 1 umfasst Leitungen für die überregionale Gasflusssteuerung mit einem uneinheitlichen Betriebsdruck von 15 bis 70 bar. Verteilernetzleitungen der Ebenen 2 und 3 dienen der direkten Kundenversorgung. Dabei haben Leitungen der Ebene 2 einen Betriebsdruck von 6 bar bis zu 70 bar und jene der Ebene 3 einen Druck von unter 6 bar. Durch den größeren Betriebsdruck dient Netzebene 2 zur Versorgung von Großabnehmern und Netzebene 3 zur Versorgung von Kleinverbrauchern. [9, 13, 22, 23]

ERDGASLEITUNGEN & ERDGASSPEICHER IN ÖSTERREICH

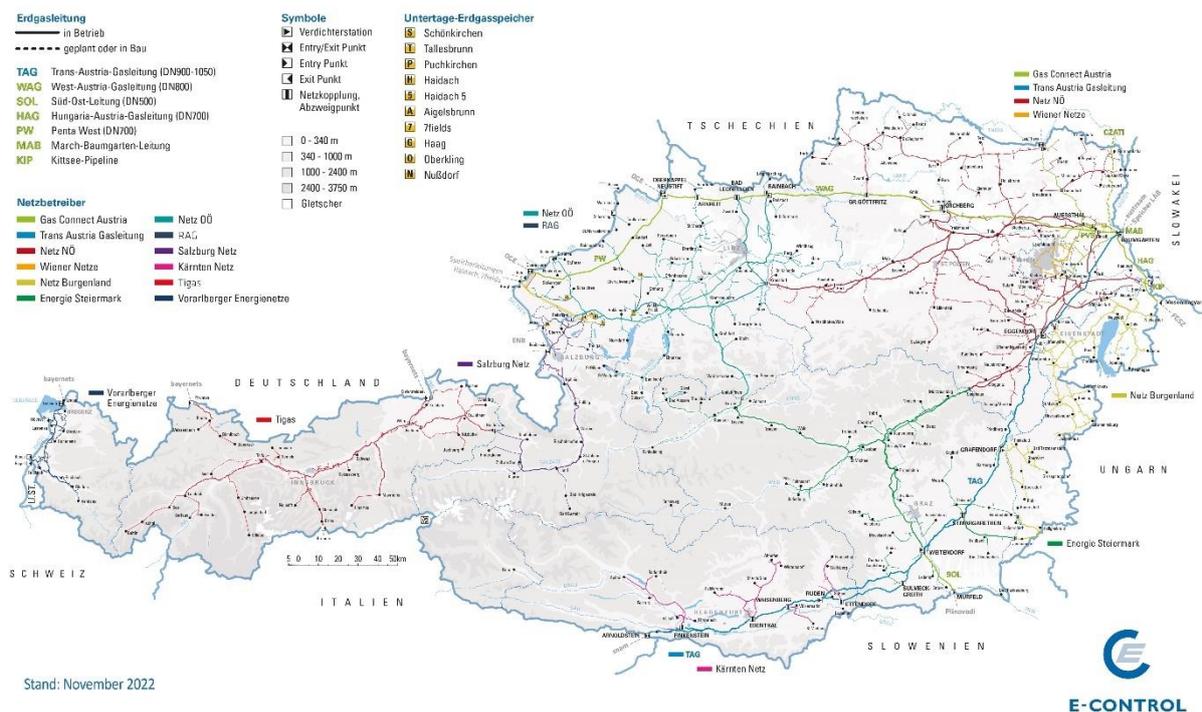


Abbildung 3-6: Darstellung der Erdgasleitungen in Österreich [22]

3.4.3 Wärmenetz

In Österreich gibt es kein zusammenhängendes Fernwärmenetz, wie durch Abbildung 3-7 veranschaulicht wird. Es bestehen viele kleine, eigenständige Netze, die nicht miteinander verbunden sind. Kunden werden in der Regel lokal versorgt. In Österreich sind über 600 Unternehmen in der Fernwärmeproduktion tätig. Ein Übertragungsnetz existiert nicht und die Länge einzelner Fernwärmenetze übersteigt selten 10 km. [9, 24, 25]

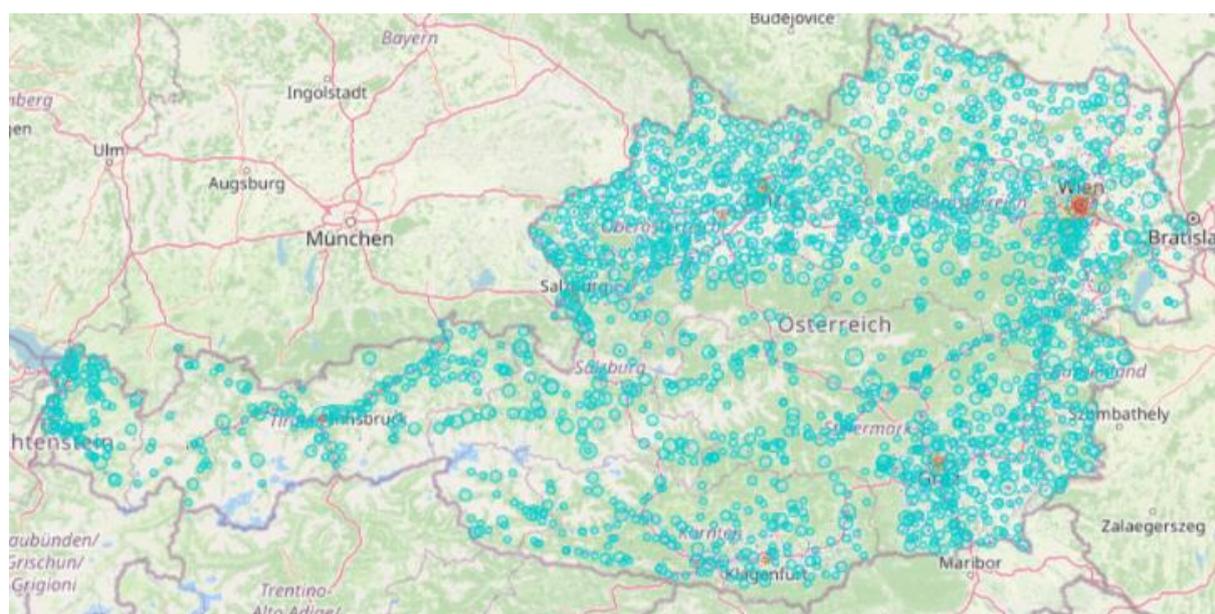


Abbildung 3-7: Visualisierung der Fernwärmenetze Österreichs 2017 [26]

3.5 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Kraft-Wärme-Kopplung verwendet die sektorkoppelnde Eigenschaft thermischer Kraftwerke, sowohl elektrische als auch thermische Energie bereitzustellen. Dies geschieht durch die Auskopplung des bei der Stromerzeugung entstehenden Wärmestroms. Bei Gasturbinen oder Motoren mit innerer Verbrennung kann die Wärmeauskopplung durch Nutzung ihrer heißen Abgas- und Kühlwasserströme fast uneingeschränkt stattfinden. In Dampfkraftwerken wird ein Dampfanteil aus spezifischen Dampfstufen mit geeignetem Zustand entnommen. Dieser Dampfstrom wird einem Wärmeübertrager zugeführt, wobei der darin enthaltene Wärmeinhalt an ein Wärmeträgermedium übertragen wird. Dabei verringert sich folglich die Stromproduktion, da der entzogene Dampf nicht weiter zur Stromerzeugung beiträgt. Die energetische Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung wird durch den Brennstoffnutzungsgrad η_{Bst} beschrieben. Dieser beinhaltet \dot{Q}_{Nutz} , die genutzte Wärmeleistung, P_{el} , die elektrische Leistung und \dot{Q}_{zu} , den zugeführten Wärmestrom. [13, 27]

$$\eta_{Bst} = \frac{\dot{Q}_{Nutz} + P_{el}}{\dot{Q}_{zu}} \quad (3-4)$$

Durch Nutzung der Kondensatwärme des Wasserdampfes übertrifft der Brennstoffnutzungsgrad den auf die elektrische Leistung bezogenen Wirkungsgrad η_{el} . [27]

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{zu}} \quad (3-5)$$

Die Stromkennzahl σ beschreibt das Verhältnis der erzeugten elektrischen Leistung zur Nutzwärmeleistung.

$$\sigma = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{Nutz}} \quad (3-6)$$

In exergetischer Analyse offenbaren sich zusätzliche Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung. Bei idealer Betriebsführung kann eine KWK-Anlage bis zu einem Drittel an Primärenergie einsparen. Dieser Vorteil ergibt sich im Vergleich zur getrennten Erzeugung von thermischer und elektrischer Energie, wie in Abbildung 3-8 dargestellt. Durch die gekoppelte Energieerzeugung werden lediglich 100 % Brennstoff benötigt, um den Wärmebedarf von 54 % und Strombedarf von 27 % zu decken, im Gegensatz zu 135,5 % Brennstoffeinsatz (60,5 % + 75 %) bei separater Erzeugung. KWK reduziert den Primärenergieverbrauch entlang der Energieumwandlungskette und ermöglicht, bei gleichem Brennstoffeinsatz, eine Verringerung der CO₂ Emissionen. [28]

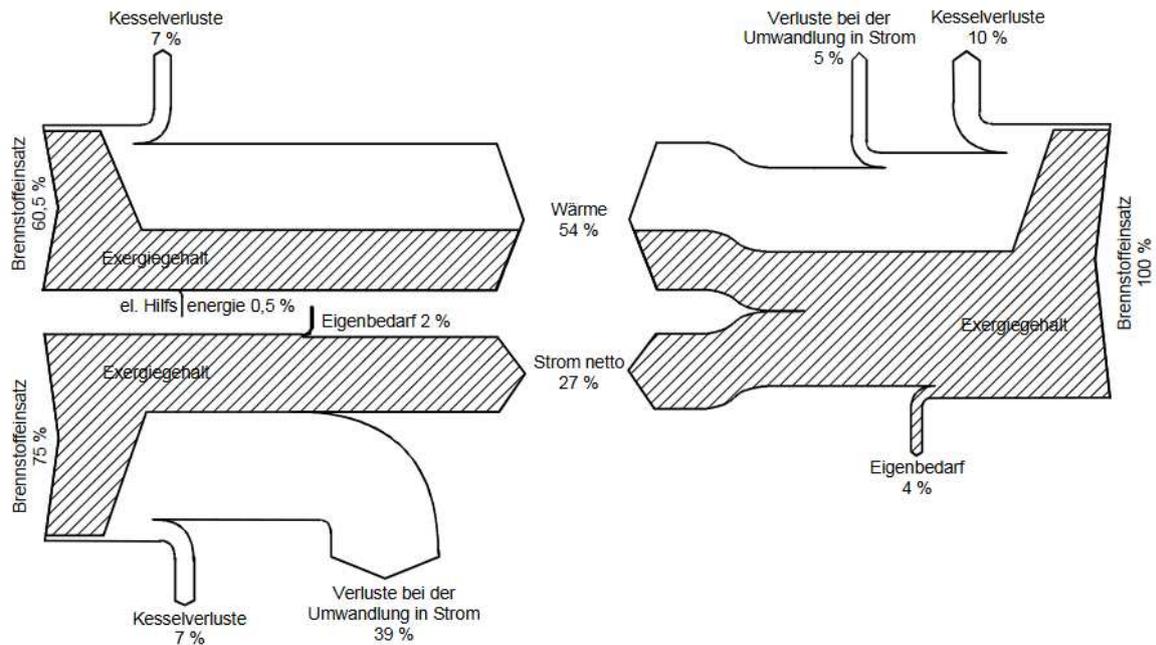


Abbildung 3-8: Brennstoffeinsatz bei getrennter und gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung [28]

KWK-Anlagen können unterschiedliche Anlagengrößen umfassen, diese sind in Tabelle 3-2 abgebildet. Es gibt Gas- oder Kohle-Großkraftwerke mit KWK, die eine Nennleistung von bis zu 400 MW_{el} aufweisen. Speziell im Bereich kleiner Wärmenetze sind Blockheizkraftwerke verbreitet, die Restmüll oder Biomasse als Brennstoff nutzen. Die elektrische Nennleistung solcher Kraftwerke liegt oft im Bereich mehrerer MW_{el}. Darüber hinaus gibt es Mini- und Micro-KWK Anlagen, die zumeist in Verbindung mit Wohnblocks, Gewerbeeinheiten oder im Falle der Micro-KWK Anwendungen sogar in Verbindung mit Einfamilienhäusern errichtet werden. Diese Anlagen umfassen in der Regel mehrere kW_{el} Leistung. Brennstoffe sind beispielsweise Erdgas, Biogas, Pflanzenöl oder Heizöl:

Anlage	Leistung	Prozess	Brennstoff	Anwendung
Großkraftwerke mit KWK	Bis 400 MW _{el}	GuD, Dampfprozess	Gas, Kohle	Beitrag zur nationalen Energieversorgung (z.B. Mellach, Linz-Mitte)
Blockheizkraftwerke (BHKW) mit KWK	Mehrere MW _{el}	Diesel- oder Gasmotor, Organic-Rankine-Cycle (ORC) oder Dampfprozess	Biomasse, Restmüll	Nah- und Fernwärmenetze und Industrieebene
Mini-KWK	Bis 50 kW _{el}	Verbrennungsmotoren, Stirlingmotoren	Erd- oder Flüssiggas, Biogas, Heizöl, Pflanzenöl	Wohnblocks, Gewerbe
Micro-KWK	1 bis 15 kW _{el}	Verbrennungsmotoren, Stirlingmotoren	Erd- oder Flüssiggas, Biogas, Heizöl, Pflanzenöl	Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser

Tabelle 3-2: KWK Anlagengrößen [13]

Bei Dampfturbinen-Anlagen sind, wie in Abbildung 3-9 dargestellt, verschiedene Turbinenarten verwendbar. KWK-Systeme mit flexiblen Stromkennzahlen sind jedoch bevorzugt, da sie eine optimierte Anlagenauslastung ermöglichen.

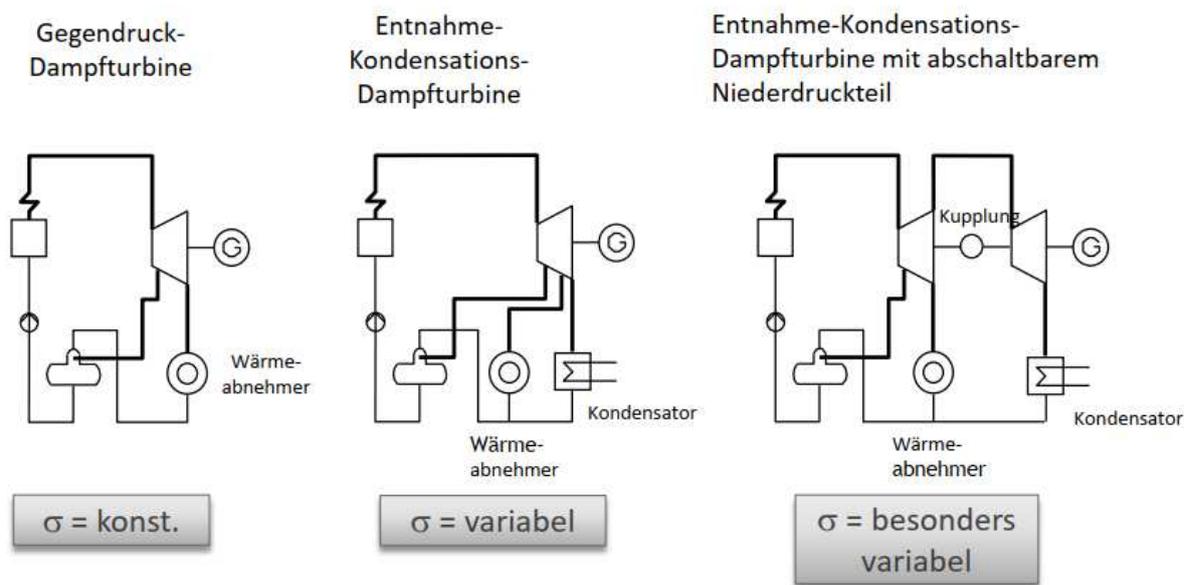


Abbildung 3-9: Unterschiedliche Dampfturbinen [13]

Die Gegendruck-Dampfturbine ist eine Turbinenform mit konstanter Stromkennzahl. Das bedeutet, dass das Kraftwerk nur dann betrieben werden kann, wenn ein Wärmeabnehmer vorhanden ist. Infolgedessen ist die Flexibilität beschränkt, und es wird stets ein konstantes Verhältnis von Strom und Wärme erzeugt. Dagegen ermöglicht die Entnahme-Kondensations-Dampfturbine eine variable Stromkennzahl. Hier kann der Wärmeabnehmer variabel gesteuert werden und der restliche Dampfstrom wird über den Kondensator abgeleitet. Da der Heizkondensator abgeschaltet werden kann, kann der elektrische Wirkungsgrad erhöht werden. Eine besondere Flexibilität bietet die Entnahme-Kondensations-Dampfturbine mit abschaltbarem Niederdruckteil. Diese ermöglicht unterschiedliche Betriebsweisen je nach Jahreszeit, wobei im Winter ein hoher Wärmeanteil geliefert werden kann, während im Sommer ein Betrieb ohne Wärmeverbraucher realisierbar ist. [13]

Die Entwicklung im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zeigt einen Übergang von ausschließlich strom- oder wärmegeführten Betriebsweisen, das bedeutet, dass die Auslegung und der Betrieb der Anlage anhand der elektrischen bzw. der Wärmebedarfswerte erfolgten, hin zu einem kostengeführten Ansatz. Dieser Ansatz erlaubt eine flexible Anpassung zwischen strom- und wärmegeführtem Betrieb, abgestimmt auf Marktgegebenheiten und Verbrauchieranforderungen. Die Notwendigkeit für diese Flexibilität entsteht durch Veränderungen in den Verbraucherstrukturen und Marktanforderungen. Dies unterstreicht die zunehmende Bedeutung einer adaptiven Energieerzeugungsstrategie in modernen KWK-Systemen. [13]

3.6 Power-to-Heat (PtH)

Power-to-Heat bezeichnet eine Technologie, mit der elektrische Energie in Wärme umgewandelt wird. Der Hauptgedanke besteht darin, dass durch erneuerbare Energieerzeugung entstehende Energieüberangebot und die daraus resultierenden Erzeugungsspitzen in Wärme umzuwandeln. Die Verwendung dieser Überschussenergie könnte zudem die Energieinfrastruktur entlasten. Derzeit gibt es zwei Methoden, um die PtH-Technologie zu implementieren:

Direktstromheizung: Diese Technologie nutzt das Prinzip der Widerstandsheizung. Die Umwandlung kann zentral im Fernwärmenetz mittels Elektrodenheizkessel, dezentral oder in Kombination mit saisonalen Wärmespeichern stattfinden.

Wärmepumpe: Eine für hybride Energiesysteme besonders relevante Technologie ist die Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen. Diese nutzen Strom, um Wärme auf niedrigem Niveau mittels physikalischer Effekte auf ein höheres Niveau zu heben. Die genaue Funktionsweise wird in den nachfolgenden Absätzen erklärt. Eine intelligente Steuerung ermöglicht die umfassende Nutzung von Abwärme. In Kombination mit thermischen

Speichern ist der Betrieb der Wärmepumpe unabhängig von der verfügbaren Abwärme und dem Wärmebedarf. Aktuell können Wärmepumpen Wärme exergieeffizient bis zu einer Temperatur von 150°C bereitstellen. [13, 29]

Bezüglich der zeitlichen Verfügbarkeit nutzbarer Abwärme kann festgehalten werden, dass industrielle Abwärme das gesamte Jahr über konstant verfügbar ist. Im Gegensatz dazu steht Kraftwerksabwärme lediglich im Winter zur Verfügung.

Das Funktionsprinzip der Wärmepumpe ist in Abbildung 3-10 dargestellt. Dabei repräsentiert die Wärmezufuhr Q_{zu} z.B. eine industrielle Abwärmequelle. Die Abwärme wird über einen Wärmetauscher einem Arbeitsmedium z. B. R-134a zugeführt. Hierbei repräsentiert $T_{Zu,1}$ die Temperatur des Abwärmestroms beim Eintritt in den Wärmetauscher und $T_{Zu,2}$ beim Verlassen desselben. Das nun erhitzte Arbeitsmedium wird mit Hilfe von elektrischer Energie P_{el} in einem Kompressor komprimiert, wodurch es weiter erhitzt wird. Anschließend kann durch einen zweiten Wärmetauscher und einen Wärmeabnehmer Q_{ab} , welcher beispielsweise ein Fernwärmenetz sein könnte, die Wärme abgegeben werden. Dabei hat der Wärmestrom Q_{ab} beim Eintritt in den Wärmetauscher eine Temperatur von $T_{Ab,1}$ und wird durch den Wärmetauscher auf $T_{Ab,2}$ beim Austritt erhitzt. Abschließend wird das Arbeitsmedium in einer Drossel entspannt, wodurch es abkühlt. Dieser Prozess orientiert sich am idealen Kreisprozess, dem Carnot-Prozess, und dessen Wirkungsgrad η_{Carnot} . Ein Wert von $\eta_{Carnot} = 1$ würde einem idealen Kreisprozess ohne Verluste entsprechen. [13]

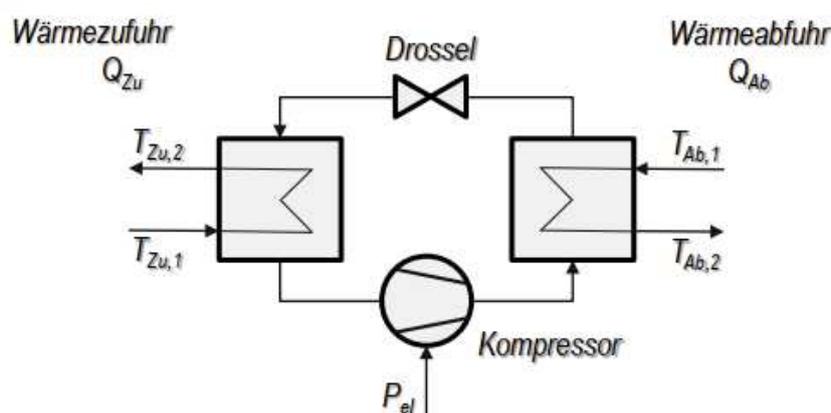


Abbildung 3-10: Funktionsprinzip der Wärmepumpe [13]

Die Leistungszahl einer Wärmepumpe wird Coefficient of Performance (COP) bezeichnet. Sie stellt das Verhältnis der benötigten elektrischen Energie zur bereitgestellten Wärme dar. Ein typischer COP eines Haushaltes liegt in der Regel bei 3 bis 4. Theoretisch lässt sich der COP durch folgende Formel beschreiben:

$$COP_{theo} = \frac{1}{\eta_{Carnot}} = \left(1 - \frac{T_{Zu,1}}{T_{Ab,2}}\right)^{-1} \quad (3-7)$$

Da die reale Leistungszahl einer Wärmepumpe jedoch Verluste beinhaltet, wird die theoretische Leistungszahl mit dem sogenannten Gütegrad beaufschlagt. Bei realen Wärmepumpen liegt dieser meist zwischen 0,45 und 0,55.

$$COP = COP_{theo} * \text{Gütegrad} \quad (3-8)$$

Großwärmepumpen, die auf diesem Prinzip basieren, werden aktuell beispielsweise in der Kraftwerksanlage Wien Simmering der Wien Energie eingesetzt. Seit 2019 nutzt man dort die Kraftwerksabwärme, um etwa 25 000 Haushalte mit Fernwärme zu versorgen. [30]

3.7 Power-to-Gas (PtG)

Power-to-Gas bezeichnet ein Konzept, bei dem überschüssig erzeugte erneuerbare Energie zur Produktion von Wasserstoff genutzt wird. Bei Integration von Kohlendioxid kann anschließend auch Methan erzeugt werden. Wie in Abbildung 3-11 dargestellt, eröffnen sich durch Power-to-X vielfältige Anwendungsmöglichkeiten: Die stoffliche Verwertung in Bereichen wie der Chemieindustrie, Metallveredelung und Düngemittelproduktion. Zudem besteht die Möglichkeit der Nutzung für Mobilitätsanwendungen durch den Einsatz des erzeugten Wasserstoffes in einem nachgelagerten Methanisierungsprozess, durch die synthetische Kraftstoffherstellung oder den Direkteinsatz in H₂-angetriebenen Fahrzeugen. Die Strom- und Wärmeproduktion mittels Brennstoffzellen stellt eine weitere Anwendung dar. In das österreichische Erdgasnetz kann Wasserstoff bis zu einem Anteil von 10 Vol.-% direkt beigemischt werden. Nach einer Methanisierung kann das resultierende CH₄ ohne Beschränkungen ins Netz eingespeist werden. [31] Für die Speicherung gibt es Möglichkeiten wie oberirdische Speicher oder saisonale Speicher, beispielsweise in geologischen Formationen wie ehemaligen Erdgaslagerstätten. Power-to-X steht dabei für alle Verfahren, die dazu dienen, erneuerbare Energien durch chemische Umwandlungsverfahren in unterschiedliche stoffliche Energieträger umzuwandeln. [13, 32–34]

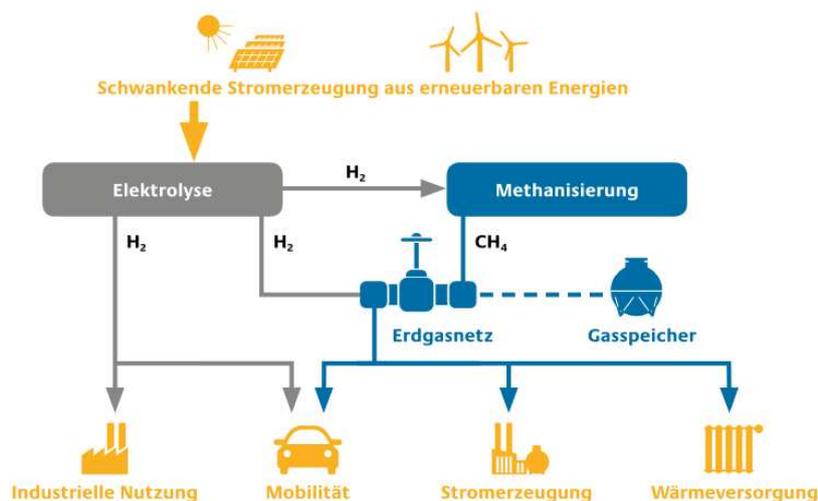


Abbildung 3-11: Anwendungsmöglichkeiten von Power-to-X [32]

3.7.1 Elektrolyse

Der Elektrolyseprozess stellt den ersten Schritt in der Power-to-Gas-Prozesskette dar. Er bewirkt die Aufspaltung von Wasser (H_2O) in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) durch den Einsatz von elektrischer Energie, wie schematisch in Abbildung 3-12 dargestellt. Für diesen Prozess wird an zwei Elektroden Spannung angelegt, die durch eine Membran voneinander getrennt sind. Durch das Anlegen dieser elektrischen Spannung entsteht an der Anode ein Elektronenmangel und an der Kathode ein Elektronenüberschuss. Dies führt zur Entstehung von Wasserstoff an der Kathode und Sauerstoff an der Anode. [27]

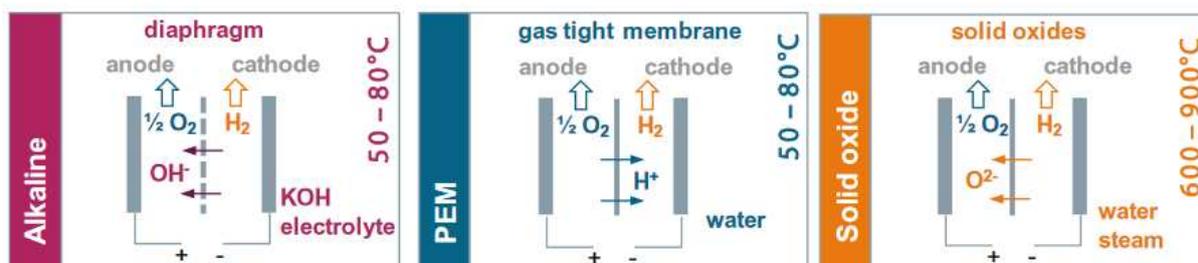
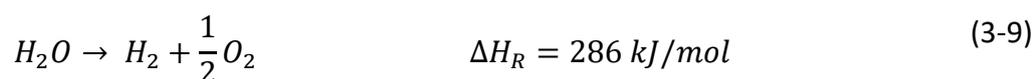


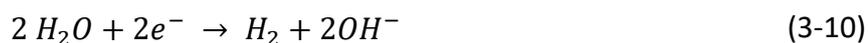
Abbildung 3-12: Schematischer Ablauf der unterschiedlichen Elektrolysetypen [35]

Die Wasserelektrolyse ist ein chemischer Prozess, der durch die folgende Reaktionsgleichung beschrieben werden kann:



Die Reaktionsenthalpie dieser Reaktion beträgt 286 kJ/mol, was den theoretischen Energieeintrag darstellt, der benötigt wird, um Wasser zu zerlegen. Die spezifischen Reaktionen, die am Beispiel der alkalischen Elektrolyse an der Anode und Kathode ablaufen, sind:

Kathodenreaktion:



Anodenreaktion:



Es existieren verschiedene Methoden der Wasserstoffelektrolyse, die sich hauptsächlich durch die verwendeten Materialien und Ladungsträger unterscheiden. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die drei gängigsten Verfahren: [13]

Bezeichnung	Temperaturbereich	Elektrolyt	Ladungsträger
Alkalische Elektrolyse (A-EC)	40-90°C	Base (z.B. Kaliumhydroxid)	OH ⁻
PEM-Elektrolyse (PEM-EC)	20-100°C	Säure	H ⁺
Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)	700-1000°C	Zirkoniumdioxid/ Yttriumoxid	O ₂ ⁻

Tabelle 3-3: Verschiedene Elektrolysearten [13]

Die A-EC stellt aktuell die am weitesten verbreitete Technologie dar und wird im großtechnischen Maßstab mit Wirkungsgraden von bis zu 80 % und einer Produktionskapazität von 760 Nm³/h H₂ realisiert. Die PEM-EC, obwohl bereits industriell eingesetzt, befindet sich derzeit im niedrigeren Leistungsbereich mit etwa 30 Nm³/h. Dennoch ist sie Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte. Die SOEC-Technologie ist derzeit noch im experimentellen Stadium und hat mit Herausforderungen hinsichtlich der Lebensdauer der Zellen zu kämpfen. Allerdings wird sie aufgrund ihres Potentials für sehr hohe Wirkungsgrade als besonders vielversprechend betrachtet. [13]

3.7.2 Methanisierung

Die Methanisierung ist ein optionaler zweiter Schritt in der Power-to-Gas-Prozesskette. Hierbei wird synthetisches Erdgas (SNG) durch eine katalytische Reaktion von H₂ mit einer Kohlenstoffquelle (CO oder CO₂) erzeugt. Diese Reaktionen sind als Sabatier-Reaktionen bekannt. Zu beachten ist, dass die Sabatier-Reaktion für CO₂ in der realen Anwendung über die Wassergas-Shift-Reaktion und die anschließende Sabatier-Reaktion für CO erfolgt.

Dadurch stellt die Sabatier-Reaktion für CO₂ die Gesamtreaktion dieser beiden nacheinander ablaufenden Reaktionen dar. Die entsprechenden Reaktionsgleichungen lauten: [36]

Sabatier Reaktion für CO₂:



Wassergas-Shift-Reaktion:



Sabatier Reaktion für CO:



Die Sabatier-Reaktion läuft exotherm ab, das heißt sie gibt Wärme ab. Aus diesem Grund ist eine sorgfältige Prozesssteuerung notwendig. Obwohl höhere Reaktionstemperaturen die Reaktionsgeschwindigkeit steigern, können sie das thermodynamische Gleichgewicht beeinflussen. Die effektive Abführung und Nutzung der freigesetzten Wärme ist daher von entscheidender Bedeutung. Ein erhöhter Betriebsdruck ist zudem vorteilhaft, da er das Gleichgewicht zugunsten der volumenreduzierenden Reaktion verschiebt, da die Sabatier-Reaktion zu einer Volumenreduktion führt. [36]

Es existieren drei Verfahren zur Methanisierung: Festbettmethanisierung, Methanisierung in einem Wirbelschichtreaktor und Dreiphasen-Methanisierung. [36]

Vorteile von SNG sind die vorhandene Infrastruktur und die fortgeschrittenen Technologien zu deren Nutzung. Herausforderungen im Bereich der Methanisierung bestehen in der Katalysatordeaktivierung durch Verkokung aufgrund ungeeigneter Synthesegaszusammensetzung und thermischer Deaktivierung. Weiterhin gibt es Probleme der Lastflexibilität, das bedeutet der Fähigkeit, auf Netzschwankungen und eine variable Wasserstoffproduktion zu reagieren. Zudem ist der Gesamtwirkungsgrad dieser Methode kritisch, da durch die Methanisierung weitere Verluste entstehen. [13, 36]

Als potenzielle CO₂-Quellen gelten Kopplungen mit Biogas- und Kläranlagen. Jedoch befinden sich hier aktuell nur Pilotanlagen im Einsatz, ein großindustrieller Einsatz steht deshalb aus. [13]

3.8 Stationäre Energiespeicher

Stationäre Energiespeicher bieten eine Möglichkeit zur umfangreichen Nutzung erneuerbarer Energien. Diese Systeme können in verschiedenen Maßstäben über sämtliche Anwendungsbereiche realisiert werden. Zu den wesentlichen ökologischen Vorteilen gehören

die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien, die damit einhergehenden CO₂-Einsparungen, die Reduzierung des Bedarfs an Netzausbau und eine optimale Netzauslastung durch intelligente Leistungselektronik. Im Bereich der Energienetze dienen Energiespeicher dem Last- und Frequenzausgleich sowie der Glättung des Energieerzeugungsprofils. Ihre Integration in PV- und Windkraftanlagen ermöglicht eine kontinuierliche Stromversorgung, und sie können auch als „Stand-alone“-Netzspeicher eingesetzt werden. Darüber hinaus gibt es zahlreiche sektorkoppelnde Anwendungsmöglichkeiten, wie die Integration in den Verkehrssektor durch intelligente Anbindung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge oder Anwendungen in den zuvor beschriebenen Power-to-X-Verfahren. [37, 38]

Stationäre Energiespeicher sind vorwiegend als elektrochemische Speichersysteme bekannt, die hauptsächlich durch die Begriffe Sekundärbatterien und Akkumulatoren beschrieben werden. Sie bestehen aus Elektroden, die durch einen Elektrolyten als ionenleitende Phase verbunden sind. In diesen Systemen kann Energie sowohl gespeichert als auch entnommen werden, was durch chemische Reaktionen ermöglicht wird. Zu den bedeutenden elektrochemischen Speichersystemen zählen unter den zahlreichen Speichersystemen insbesondere Lithium-Ionen-Batterien und Redox-Flow-Batterien. [33]

3.8.1 Lithium-Batterien

Lithium-Batterien sind aufgrund ihrer vielseitigen Anwendbarkeit einer der am häufigsten eingesetzten sekundären Batterietypen. Sie kommen in der Konsumelektronik, beispielsweise in Mobiltelefonen, Computern und elektrischen Zahnbürsten, zum Einsatz. Des Weiteren dienen sie als Batteriespeichersysteme in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen für eine intelligente Energieversorgung und werden in Elektrofahrzeugen verwendet. Zu den Hauptvorteilen zählen ihre Wiederaufladbarkeit, eine hohe Energiedichte von 120-180 Wh/kg und eine hohe Zyklenstabilität. Nachteile umfassen hingegen ihre Neigung zur Selbstentladung, ihre Kälteempfindlichkeit sowie ein erhöhtes Brandrisiko bei Beschädigung. [39–42]

3.8.1.1 Aufbau und Funktionsprinzip:

Lithium-Batterien nutzen üblicherweise Kohlenstoff, insbesondere in Form von Graphit, als negatives Elektrodenmaterial und Metalloxide (MO₂) für die positive Elektrode. Die Elektroden befinden sich typischerweise in einer Lösung aus einem Lithiumsalz in einem organischen Lösungsmittel. Beim Entladen wandern Lithiumkationen in die positive Elektrode, während sie beim Laden in die negative Elektrode eindringen. Dabei bewegen sie sich beim Entladen durch den Elektrolyten von der negativen zur positiven Elektrode und beim Laden in entgegengesetzter Richtung. Der Aufbau und die Funktionsweise sind in Abbildung 3-13 dargestellt. [42]

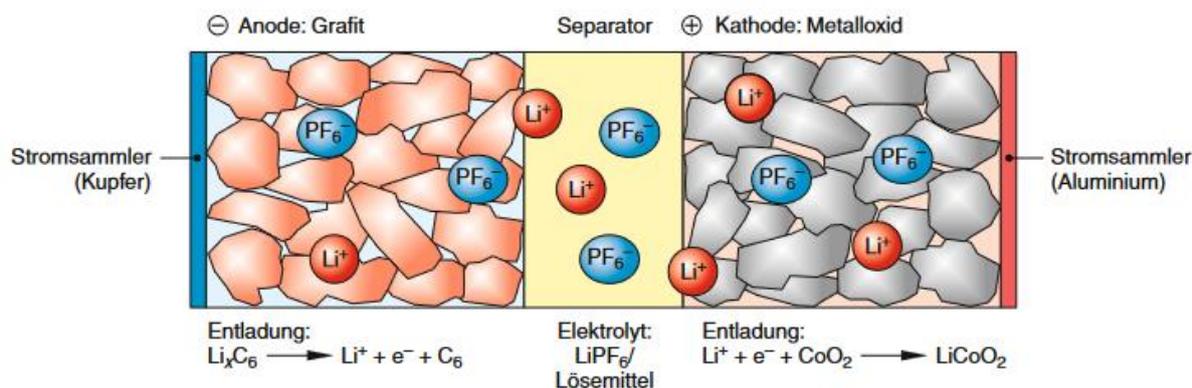


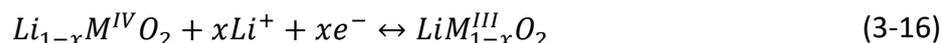
Abbildung 3-13: Schematischer Aufbau und Funktionsprinzip einer Lithium-Ionen-Batterie [42]

In den Batterien laufen chemisch gesehen die folgenden Reaktionen ab:

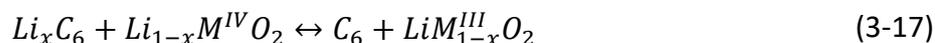
Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



Gesamtreaktion:



Das Kathodenmaterial sollte in der Lage sein, Lithiumionen in seine Kristallstruktur ein- und wieder ausbauen zu können, ohne dass die Struktur beschädigt wird. Daher wird hauptsächlich Lithiumkobaltoxid ($LiCoO_2$) verwendet. Als Anodenmaterial dient vorwiegend Kohlenstoff, insbesondere in Form von Graphit. Der Elektrolyt besteht in der Regel aus Leitsalzen, organischen Lösungsmitteln oder Polymeren. [39, 40, 43]

3.8.2 Redox-Flow-Batterien

Im Vergleich zu anderen etablierten sekundären Batterietypen zeichnen sich Redox-Flow-Batterien dadurch aus, dass Leistung und Speicherkapazität nicht in einem festen Verhältnis zueinander stehen. Vielmehr können beide Parameter unabhängig voneinander skaliert werden. Ein weiterer Vorteil der Redox-Flow-Batterie ist ihre hohe Lebensdauer, und aufgrund ihres speziellen Aufbaus kann eine Selbstentladung nahezu vollständig vermieden werden. Ein Nachteil besteht jedoch in ihrer im Vergleich zu Lithium-Ionen-Sekundärbatterien geringeren Energiedichte, die bei etwa 30 Wh/l liegt. Das führt dazu, dass ihre Größe und ihr Gewicht für den Einsatz in Elektrofahrzeugen ungeeignet sind. [38, 44]

Redox-Flow-Batterien werden insbesondere als Großspeicher verwendet. Ein beispielhaftes Projekt in dieser Hinsicht befindet sich in Hokkaido, Japan. [45]

3.8.2.1 Aufbau und Funktionsprinzip:

Der zentrale Bestandteil einer Redox-Flow-Batterie besteht aus zwei Elektrolyt-Tanks und einer Reaktionszelle. Die Reaktionszelle beinhaltet ihrerseits zwei Elektroden und einen Separator. Die Elektrolytlösung wird zwischen diesen Komponenten hin und her gepumpt. Das redoxaktive Material der Kathode und Anode liegt in der Elektrolytlösung in gelöster Form vor, weshalb man von Katholyt und Anolyt spricht. Der Separator ist für Ionen durchlässig, jedoch nicht für das redoxaktive Material. Der Aufbau dieser Batterie ist in Abbildung 3-14 dargestellt. [38]

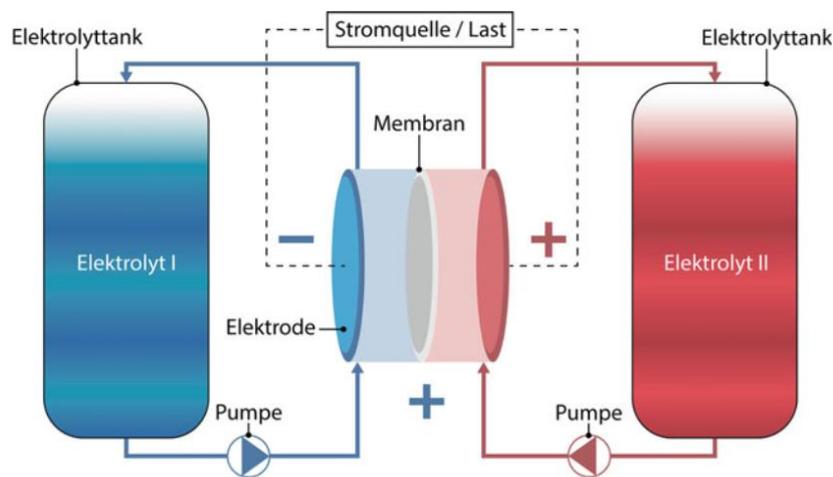


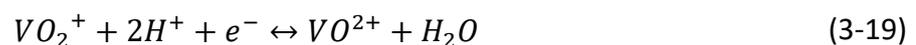
Abbildung 3-14: Aufbau der Redox-Flow-Batterie [33]

Als Elektrolytlösungen kommen verschiedene Lösungen zum Einsatz, darunter solche von Titan, Chrom, Vanadium und Schwefel. Ein häufig verwendetes Elektrodenmaterial ist Graphit. Die in einer Vanadium-Sekundärbatterie ablaufenden Reaktionen sind wie folgt definiert: [38]

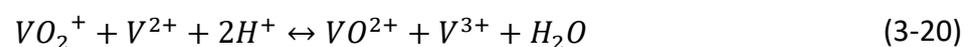
Anodenreaktion:



Kathodenreaktion:



Gesamtreaktion:



Ein besonderer Vorteil dieses Systems ist die Fähigkeit des Vanadiums, in Lösung verschiedene Oxidationsstufen anzunehmen. Dadurch wird nur ein elektroaktives Element benötigt. Analog zu einer Brennstoffzelle können hier einzelne Zellen zu einem Stack zusammengeschaltet werden. Dabei bestimmen die Menge des Fluids und die Größe des Fluidtanks die Kapazität der Batterie. Dank dieses Aufbaus können Leistung und Kapazität unabhängig voneinander angepasst werden. [46]

3.8.3 Anwendungsbereiche

Batterie-Großspeicher:

Großspeicher dienen als schnell reagierende Kurzzeitspeicher, die dazu beitragen, große Mengen erneuerbarer Energie effektiv in das elektrische Netz zu integrieren. Sie können aufgrund optimierter Übertragungskapazität dazu beitragen, den notwendigen Ausbau des Stromnetzes zu reduzieren. Aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeit werden sie in Zukunft eine zentrale Rolle bei der Sicherung der Netzstabilität spielen. Ein Hauptanwendungsbereich liegt im Zusammenhang mit Photovoltaik-Kraftwerken, um ertragsoptimiert ins Netz einspeisen zu können. Potenzielle Standorte für diese Großspeicher sind ehemalige Kraftwerksstandorte, da hier bereits die notwendige Infrastruktur vorhanden ist. [37]

Quartierspeicher:

Quartierspeicher sind dezentrale Energiespeicher für Wohnsiedlungen oder Stadtviertel. Sie dienen vorrangig als Pufferspeicher für lokal erzeugte elektrische Energie, etwa aus Photovoltaik-Anlagen oder Blockheizkraftwerken. Sie erhöhen die Versorgungssicherheit und bieten den Vorteil des Platzsparens für den Endverbraucher. Quartierspeicher können auch für die Bedienung einer E-Mobilitätsladeinfrastruktur genutzt werden. [37]

Heimspeicher:

Heimspeicher sind individuelle, dezentrale Batteriesysteme, die in der Regel direkt mit dem Stromnetz verbunden sind und oft in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen installiert werden. Ihr Hauptzweck ist die Steigerung des Eigenverbrauchs von selbst produziertem Solarstrom, was zu einer Senkung der Stromkosten führt. In Kombination mit Ladestationen ermöglichen sie ein umweltfreundliches und wirtschaftliches Laden von Elektrofahrzeugen. [37]

4 SZENARIENMODELL UND DATENAUFBEREITUNG FÜR HYFLOW

In diesem Kapitel werden das dem Projekt zugrunde liegende Energie-Szenarien-Modell für Energieaufbringung und -nachfrage erklärt, die Grundlagen der Berechnungssoftware HyFlow erläutert und die für nachfolgenden Analysen notwendige Datenstruktur beschrieben.

4.1 Zugrundeliegendes Modell

Das dieser Arbeit zugrundeliegende Untersuchungsszenario wurde aus drei Untersuchungsszenarien, Trend, WAM-OÖ („with additional measures“) und Sektorkopplung synthetisiert. Es beruht auf den Ergebnissen der im Rahmen des Projekts „Energiezukunft für Oberösterreich“ erstellten Abschlussarbeit „Modellierung von Energienachfrageszenarien für das Bundesland Oberösterreich als Wegweiser zur dekarbonisierten Energiezukunft“, welche von Alexander Lurz am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben verfasst wurde. Der Fokus liegt auf einer integrierten Infrastrukturbetrachtung, die eine umfassende Berücksichtigung an zukünftigen Energieinfrastrukturentwicklungen im Nachfrage- und Aufbringungsbereich ermöglicht. Auf die Struktur des synthetisierten Nachfrageszenarios wird in Kapitel 4.1.2 näher eingegangen. Zusätzlich wurde ein Aufbringungsszenario in Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber, der Energie AG Oberösterreich erarbeitet, dieses wird in Kapitel 4.1.3 erläutert. Die Grundlage des Szenarios stellt eine örtliche und zeitliche Auflösung der Energiemengen auf Aufbringungs- und Nachfrageseite in sogenannten Umspannwerkbezirken (USW-Bezirke) dar, wobei die Erstellung der USW-Bezirke in Kapitel 4.2.1 dargelegt wird. Die zeitliche Auflösung der Energiemengen wird über Zeitreihen in 15-Minuten Werten je USW-Bezirk (35 040 Werte pro Jahr) dargestellt. Die zeitliche und räumliche Verteilung der Daten wird in Kapitel 4.1.1 genauer erläutert. [47, 48]

4.1.1 Zeitliche und räumliche Auflösung der Szenarien

Die für die Infrastrukturbetrachtung notwendige räumliche und zeitliche Auflösung der Energiemengen wird mittels Zeitreihen in 15-Minuten-Intervallen bewerkstelligt, die jeweils einem USW-Bezirk Oberösterreichs zugeordnet werden. Dabei wird im Zuge der Regionalisierung des Nachfrageszenarios eine Aufteilung je Sektor des jeweiligen Energieträgers, Strom, Methan und Wasserstoff durchgeführt. Des Weiteren erfolgt eine Betrachtung der Wirtschaftssektoren, und zwar der produzierenden Industrie, der öffentlichen und privaten Dienstleistungen, sowie von Haushalten und Verkehr. Zur zeitlichen Auflösung des Nachfrageszenarios je Wirtschaftssektor, werden den Verbräuchen synthetische Lastprofile zugeordnet. Diese werden in den folgenden Absätzen kurz umrissen. [48]

Produzierende Industrie:

Zur Regionalisierung der Energiebedarfe der produzierenden Industrie wird eine Kombination aus Bottom-up- und Top-down-Ansätzen verwendet. Beim Top-Down-Ansatz wird das Prinzip angewandt, dass von einer höheren Datenebene, wie z.B. einer Datenbasis, die sich auf ganz Österreich bezieht, Daten einzelner Betriebe abgeleitet werden. Hingegen werden beim Bottom-Up-Ansatz Daten von einer niedrigeren Datenebene, wie z.B. aus einzelnen Prozessen, zu Daten eines ganzen Betriebs aggregiert. [49] In diesem Kontext wurden 20 energieintensive Unternehmen in Oberösterreich analysiert, um ihre Energiebedarfe präzise zu verorten. Die verbleibenden Energiemengen wurden je Subsektor auf Basis der Anzahl der Beschäftigten verteilt. Um die zeitliche Auflösung des Energiebedarfs zu berechnen, werden die spezifischen Charakteristika der 13 industriellen Subsektoren berücksichtigt. Dafür wird ein synthetischer Lastprofilgenerator genutzt, der die Erstellung von branchen- bzw. standortspezifischen Lastprofilen je Energieträger erlaubt. [50]

Haushalte:

Die Prognose des Energiebedarfs im Sektor Haushalte stützt sich auf die Anzahl der Hauptwohnsitze je Bezirk ausgehend von den regionalen Energiebilanzen. [51] Zukünftige Entwicklungen des Energiebedarfs werden anhand von Prognosen zu Bevölkerung und Haushalten basierend auf den Vorgaben der österreichischen Raumordnungskonferenz gebildet. [52]

Öffentliche und private Dienstleistungen:

Im Dienstleistungssektor wird der Energiebedarf pro Bundesland unter Berücksichtigung der Besonderheiten der einzelnen Branchen auf ÖNACE Abteilungsebene analysiert. Die physische Energieflussrechnung der Statistik Austria und die Nutzenergieanalyse dieser Branchen werden hierbei als Grundlage herangezogen. Anschließend wird der ermittelte spezifische Energiebedarf je ÖNACE-Abteilungsebene mit Hilfe der Leistungs- und Strukturhebung nach Arbeitsplätzen auf die USW-Bezirke projiziert. Dabei stellt die ÖNACE die österreichische Klassifikation der wirtschaftlichen Tätigkeiten dar. [51, 53–55]

In den Sektoren Dienstleistungen und Haushalt nutzt man für die Strombereiche standardisierte Lastprofile (H0, G0). Der Strombedarf für Wärmepumpen wird anhand eines Wärmelastprofils dargestellt, welches durch die sogenannten SiGLinDe Funktion des deutschen Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) in Kombination mit orts aufgelösten Temperaturdaten der jeweiligen Umspannwerke ermittelt wird. Diese Methode findet auch Anwendung bei den Lastprofilen für Gas und Fernwärme. [54, 56–58]

Transport:

Auf Basis des aktuellen Zulassungsregisters erfolgt im Sektor Transport die Regionalisierung von PKW, leichten Nutzfahrzeugen (LNF), schweren Nutzfahrzeugen (SNF) und Verdichterstationen. Für die Erarbeitung von Zeitreihen im Sektor Verkehr wurde auf ein in Vorprojekten erarbeitetes Profil für PKW, SNF und LNF zurückgegriffen. [59, 60]

Die Energieverbrauchsdaten für PKWs im Jahr 2020 werden durch die Analyse regionalisierter Daten, die auf Bestandsdaten von KFZ, privaten PKW-Fahrleistungen und dem Energieverbrauch pro Bundesland pro Energieträger beruhen, ermittelt und auf Zulassungsbezirke regionalisiert. Prognosen der Jahre 2030 und 2040 werden unter Berücksichtigung des Motorisierungsgrades und der Bevölkerungsprognose erstellt. [51, 52, 61, 62]

Bei der Analyse des Energieverbrauchs für LKWs wird zwischen leichten und schweren Nutzfahrzeugen unterschieden. Die Berechnungen für die jeweiligen Zulassungsbezirke von LNFs und lokalen SNFs basieren auf KFZ-Bestandsdaten, dem durchschnittlichen Verbrauch je LKW-Typ und der Inlandsfahrleistung. [51, 61, 63, 64] Für den SNF-Fernverkehr wird der Energieverbrauch anhand der gleichen Daten nur in Bezirken mit Autobahnen berücksichtigt. Prognosen für 2030 und 2040 werden anhand erwarteter Entwicklungen des Energieverbrauchs je Energieträger abgeleitet.

Die Berechnung des Energieverbrauchs der Verdichterstationen im Fernleitungsgasnetz basiert auf den installierten Leistungen der jeweiligen bestehenden Stationen. [65] Diese dienen als Grundlage zur Regionalisierung und berücksichtigen ein Dauerlastprofil, welches sowohl elektrische als auch gasbetriebene Einheiten umfasst.

Der Energiebedarf der Eisenbahnen wird, abzüglich der Eigenversorgung, an den zentralen Bahnstromumformwerken gemäß eines generellen Lastprofils für Sommer- und Winterwochen erfasst. [66]

4.1.2 Nachfrageszenario

Das aus den untersuchten Szenarien synthetisierte Untersuchungsszenario ISB, beinhaltet die Energiebedarfe für leitungsgebundene Energieträger Strom und Gas (CH₄ bzw. H₂). Das Ziel des Nachfrageszenarios besteht darin, gemeinsam mit dem Auftraggeber den gegenwärtig wahrscheinlichsten Zustand der Energienachfrage abzubilden, um so eine möglichst stabile Grundlage für die Infrastrukturentwicklung zu schaffen. Im Gasbereich wird zwischen technologischem Bedarf an CH₄ und H₂ (wie etwa bei der Primärstahlerzeugung oder der chemischen Industrie) und dem Bedarf aus der Nutzung thermischer Prozessenergie differenziert. Die spezifische Auswahl des zu verwendenden Gases Wasserstoff oder Methan wird erst nach der Ermittlung der Energiemengen durch die Gasnetzmodellierung

entschieden. Das liegt daran, dass der Energieinhalt der Gase hier in der Regel ausschlaggebend ist. Eine Umstellung bei der Verwendung der Gase ist für den Verbraucher oft mit geringem, aber dennoch nicht unbedeutendem Aufwand, machbar. Abbildung 4-1 veranschaulicht die Energiebedarfe für elektrische Energie und Gas für die Jahre 2030 und 2040 je Sektor. Kann das Gas sowohl als CH₄ als auch als H₂ eingesetzt werden, wird dies durch den Eintrag „CH₄ od. H₂“ gekennzeichnet. [6]

Für das Szenario ISB erfolgt eine Anpassung des WAM-OÖ Szenarios. Hierbei werden in Abstimmung mit dem Auftraggeber spezifische Änderungen in den Sektoren Gebäude und Transport vorgenommen. Diese basieren auf Erkenntnissen aus zuvor entwickelten Szenarien, die nachfolgend erläutert werden. Im Sektor Transport ermöglicht dies eine besser im Einklang mit bestehenden Studien für Oberösterreich stehende Elektrifizierungsrate. Im Gebäudesektor wird dadurch der Einsatz effizienterer Technologien in der Raumwärme- und Warmwasserversorgung berücksichtigt. Die nachgefragten Nutzenergien seitens der Verbraucher bleiben im Vergleich zum WAM-OÖ Szenario unverändert. [6]

In Abbildung 4-1 werden die zentralen Energiebedarfe der Intrastrukturmodellierung bis 2050 dargestellt, welche die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas nach Hauptsektoren im ISB-Szenario berücksichtigen. Die Elektrifizierungsraten für PKWs beruhen auf Daten des ambitionierten Klimaneutralitätsszenarios „Transition2017“ des österreichischen Umweltbundesamtes. [67] Um die Dynamik der Elektrifizierung kohärent zu gestalten, wird das Jahr 2040 aus „Transition2017“ in das Jahr 2050 projiziert und die entsprechende Rate für 2040 mittels Interpolation berechnet. Dies resultiert in einem erhöhten Bedarf an elektrischer Energie im Transportsektor auf 4,3 TWh im Jahr 2040, wobei 3,2 TWh für das Laden elektrischer PKWs und ca. 1,1 TWh für E-LKWs benötigt werden. Diese teilen sich zu 250 GWh auf LNF und 800 GWh auf SNF auf. Bis 2030 wird ein Bedarf von 1,5 TWh für PKWs und etwa 650 GWh (150 GWh LNF, 500 GWh SNF) für LKWs prognostiziert. [6]

Die Strategie für den LKW-Transportsektor stützt sich auf die Erkenntnisse aus dem Szenario zur Sektorkopplung und dem daraus hervorgehenden verstärkten Einsatz von Wasserstoff. Dadurch steigt der Bedarf an H₂ bis 2040 auf rund 1,5 TWh, während der Anteil an fossilen Brennstoffen auf etwa 4,5 TWh reduziert wird. Die Annahme einer verstärkten Nutzung von CH₄-basierter Direktreduktion in der Stahlerzeugung sowie der gasbasierten Erzeugung chemischer Grundstoffe und dem Einsatz von H₂ im Schwerverkehr verursacht einen deutlichen Anstieg des Gasverbrauchs bis 2040 im Vergleich zu 2019. [6]

Im Rahmen der Prognosen für den Gebäudesektor wird bis 2050 eine flächendeckende Implementierung von Wärmepumpen und Fernwärme antizipiert, die als exergetisch vorteilhafteste Lösung im Szenario Sektorkopplung identifiziert wurde. Dies würde, verglichen

mit den Annahmen im WAM-OÖ-Szenario, eine Reduktion des Strombedarfs um rund 2 TWh bedeuten. [6]

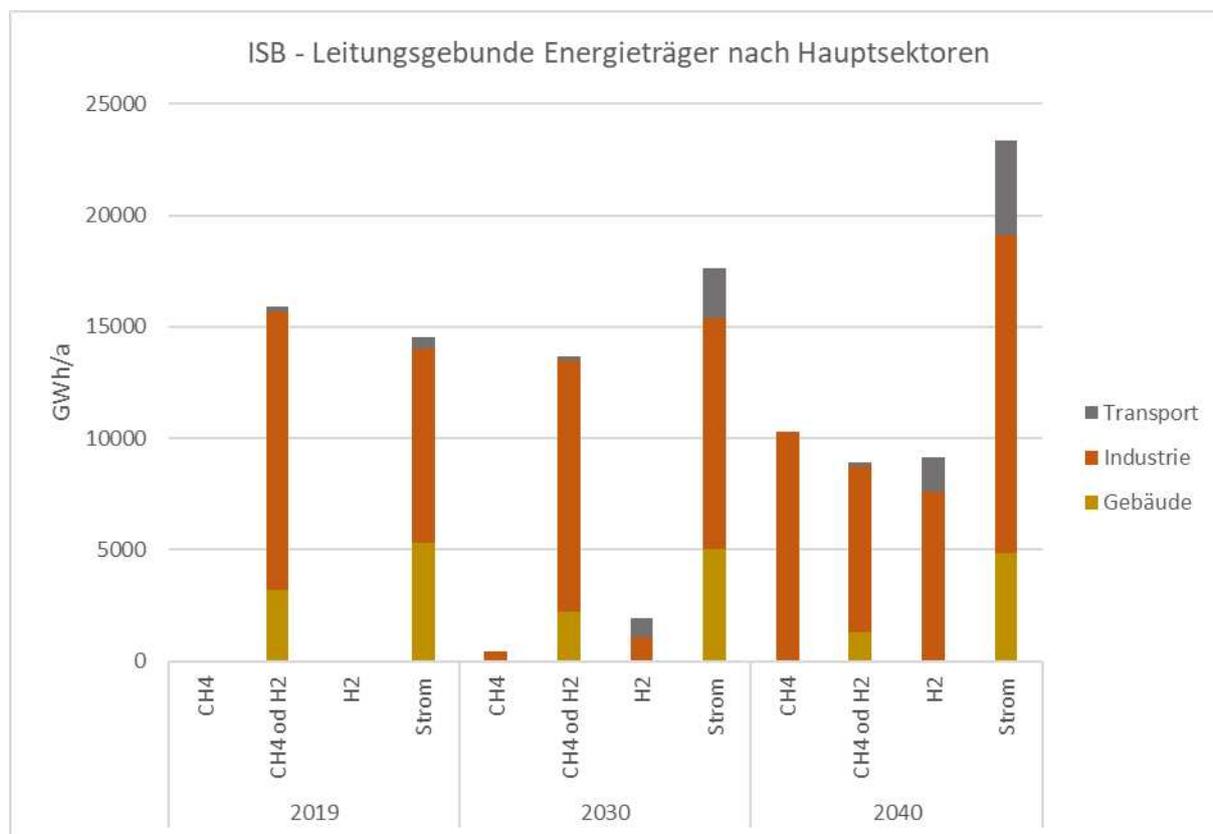


Abbildung 4-1: Energiebedarf der Sektoren Industrie, Transport, Gebäude (Dienstleistungen und Haushalte) im Szenario ISB der Jahre 2030 bzw. 2040 für leitungsgebundene Energieträger Strom und Gas im Vergleich zum Ausgangsjahr 2019 [6]

4.1.3 Aufbringungsszenario

Das Aufbringungsszenario wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber, der Energie AG, erarbeitet. Dabei wurden bereits existierende Vorgaben der oberösterreichischen Landesregierung, wie etwa der oberösterreichische Windkraft-Masterplan 2017 und die oberösterreichische Photovoltaikstrategie 2030, berücksichtigt. [68, 69] Zusätzlich wurden zur Erhebung und Einbeziehung der technischen Potentiale der erneuerbaren Energien Studien von Sejkora et al. [70] und Gaugl et al. [71] herangezogen. Diese sind in Abbildung 4-3 und Tabelle 4-1 für die verschiedenen Methoden der erneuerbaren Energieerzeugung veranschaulicht und mit 2050* gekennzeichnet. Wie in Abbildung 4-2 dargestellt, erfolgt eine Abstufung ausgehend vom theoretischen Potenzial. Dabei stellt das theoretische Potential die maximal mögliche Energieerzeugung auf Basis des verfügbaren Angebots dar. Das technische Potential beschreibt den Anteil an theoretisch nutzbaren erneuerbaren Energien, die unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Rahmenbedingungen genutzt werden können. Weitere Abstufungen, basierend auf ökonomischen und sozialen Kriterien, definieren

wirtschaftliches und realisierbares Potential. Beispiele für ökonomische und soziologische Kriterien sind in Abbildung 4-2 angeführt. [72–74]

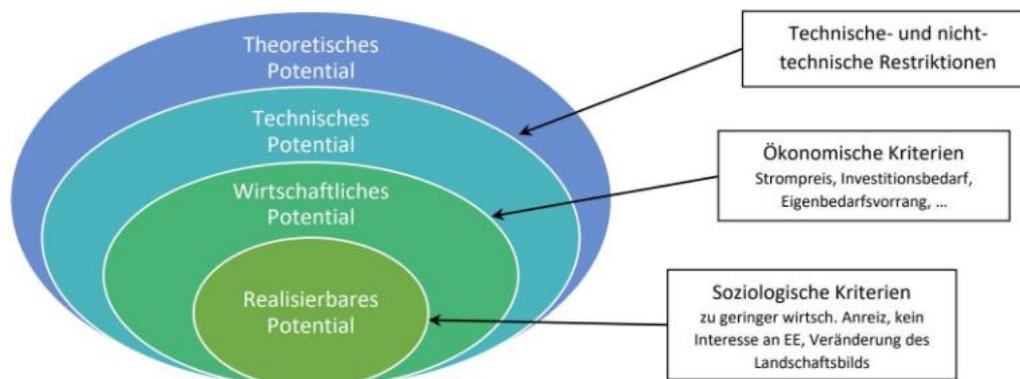


Abbildung 4-2: Definition und Abgrenzung der unterschiedlichen Potentialbegriffe [73, 74]

Die aus der Analyse resultierende Energiemenge erneuerbarer Energien wird in Abbildung 4-3 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Photovoltaik in Oberösterreich bis 2030 liegt. Die Forcierung der Realisierung der technischen Potentiale der Windkraft ist erst für 2040 vorgesehen.

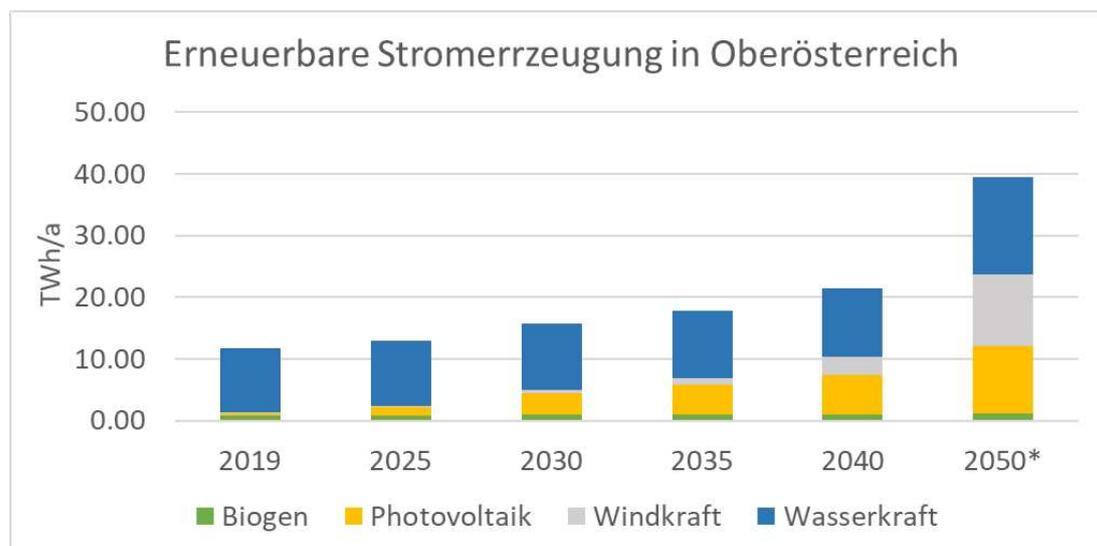


Abbildung 4-3: Angenommener Ausbaus der erneuerbaren Energien in Oberösterreich 2019 bis 2050 im Vergleich mit den technischen Potentialen für 2050* nach Sejkora et al. [70] und Gaugl et al. [71]

Die prognostizierten Jahresmengen an erneuerbar erzeugter Energie sind in Tabelle 4-1 detailliert aufgelistet. Die biogene Stromerzeugung setzt sich zusammen aus der Energiegewinnung durch Biogas und fester Biomasse. Für die Biomasse wird für 2030 eine Erzeugung von 0,85 TWh und für 2040 eine Erzeugung von 0,95 TWh angenommen. Für Strom aus Biogas wird sowohl für 2030 als auch für 2040 eine Stromproduktion von 0,1 TWh angenommen. Die Verortung dieser Erzeugungen erfolgt anhand derzeit betriebener Anlagen, wobei mit konstanten Dauerprofilen über 8 760 Stunden pro Jahr gerechnet wird. [75]

[TWh/a]	2019	2025	2030	2035	2040	2050*
Photovoltaik	0,35	1,25	3,50	4,93	6,37	10,90
Windkraft	0,08	0,15	0,50	1,00	3,00	11,70
Wasserkraft	10,49	10,66	10,80	10,95	11,09	15,80
Biogen	0,84	0,90	0,95	1,00	1,05	1,15

Tabelle 4-1: : Angenommene Energiemengen pro Jahr der erneuerbaren Energien in Oberösterreich der Jahre 2019 bis 2050 im Vergleich mit den technischen Potentialen für 2050* nach Sejkora et al. [70] und Gaugl et al. [71]

Die Entwicklung des PV-Anlagen-Ausbaus in Oberösterreich orientiert sich an der oberösterreichischen Photovoltaikstrategie 2030, wobei der Ausbau von PV-Anlagen vorrangig über Nutzung der Dachflächenpotentiale geschieht und erst nach vollständigem Ausbau die Potentiale auf Freiflächen genutzt werden. [69] Dies ist auch anhand von Abbildung 4-3 ersichtlich, da sich die Nutzung im Jahr 2030 nur Dachflächen-Photovoltaik beschränkt und erst im Jahr 2040 die Nutzung von Freiflächen bzw. Agri-PV ersichtlich wird. Unter Agri-PV versteht man PV-Anlagen auf Agrar- bzw. Grünlandflächen, die die Möglichkeit einer gleichzeitigen landwirtschaftlichen Nutzung bieten. [76] In Anlehnung der Berechnungen laut Fechner, werden je USW-Bezirk bis zu 5 % der in Frage kommende Flächen für Agri-Photovoltaik berücksichtigt, darüberhinausgehend werden keine Verschneidungen mit Umspannwerken durchgeführt. [74, 75]

Die Windenergieerzeugung basiert zunächst auf der Lokalisierung bestehender Kapazitäten nach Angaben der IG Windkraft und der Gesamtenergiebilanz Oberösterreichs. [77, 78] Die in Abbildung 4-2 dargelegten Ausbauziele für Windkraftkapazitäten für das Jahr 2040 werden analog mit dem bereits für PV beschriebenen Ansatz nach Gaugl et al. [71] in Abstimmung mit dem Auftraggeber durchgeführt. Die Zeitreihen der Umspannwerke je USW-Bezirk werden für die Erzeugung elektrischer Energie aus Photovoltaik und Windenergie auf Basis von Faktoren nach Pfenninger und Staffel gebildet. [75, 79]

In Bezug auf die Erzeugung von Energie aus Wasserkraft wird im Zuge dieses Projektes zwischen Großwasserkraftwerken (> 10 MW) und Kleinwasserkraftwerken (< 10 MW) unterschieden. Die Verortung für Großkraftwerke erfolgt nach Standortangaben nach Oesterreichs Energie. [80] Die Standorte der Kleinwasserkraftwerke sowie die geplanten Ausbaumaßnahmen an Erzeugungskapazitäten werden gemäß den Angaben von Greiml et al. und den Potentialdaten von Pöyry festgelegt. [81, 82] Bei der Erstellung der Zeitreihen für die Wasserkraft wird für Hauptflüsse ein Erzeugungsprofil verwendet, das auf den bekannten Fließparametern basiert, wie sie von Greim et al. beschrieben werden. Für alle anderen Wasserkraft-Erzeugungsquellen wird ein standardisiertes Erzeugungsprofil für Wasserkraft in Österreich ebenfalls nach Greiml et al. verwendet. [75, 81]

4.2 HyFlow und Datenaufbereitung

In diesem Abschnitt der Arbeit werden die notwendigen Schritte zur Aufbereitung der zur Berechnung herangezogenen Daten beschrieben.

4.2.1 HyFlow

HyFlow ist eine am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben entwickelte Modellierungsplattform für leitungsgebundene Multi-Energiesysteme. Sie ermöglicht die Modellierung gegenwärtiger und zukünftiger Energiesysteme, die einen hohen Anteil an volatilen Energiequellen aufweisen. Daraus werden Strategien zum Umgang mit überlasteten Infrastrukturen abgeleitet und alle Lastflüsse der wesentlichen netzgebundenen Energieträger (Strom, Gas, Wärme) berücksichtigt. Durch die Implementierung von Lastflussmodellen ermöglicht HyFlow eine sektorübergreifende Betrachtung der Energienetze und mittels Integration hybrider Elemente, wie z.B. Batterien und Elektrolyse-Anlagen, kann eine umfassende Bewertung von zukünftigen Energieszenarien erfolgen, die nicht nur die Infrastruktur eines einzelnen Energieträgers, sondern das Gesamtenergiesystem umfassen. [9, 11, 83] HyFlow nutzt die Programmierplattform MATLAB®, die vor allem zur Lösung numerischer Probleme und zur grafischen Darstellung der Ergebnisse mittels Matrizenberechnung genutzt wird. [84] Wie in Abbildung 4-4 dargestellt, wird in HyFlow der sogenannte „zelluläre Ansatz“ verwendet, da dieser modular und generisch ist, um so ein möglichst großes Anwendungsspektrum zu schaffen. Im Rahmen des zellulären Ansatzes werden alle Energieverbraucher, -erzeuger und -speicher für jeden Zeitschritt zu einem einzigen Knoten innerhalb einer definierten Zell- oder Systemgrenze aggregiert. Dieses Verfahren wird für jeden Energieträger angewandt. Das Hauptziel dieses Ansatzes besteht darin, Angebot und Nachfrage auf dem niedrigstmöglichen Niveau auszugleichen, um hohe Lastflüsse über Netzverbindungen zu verhindern. [83]

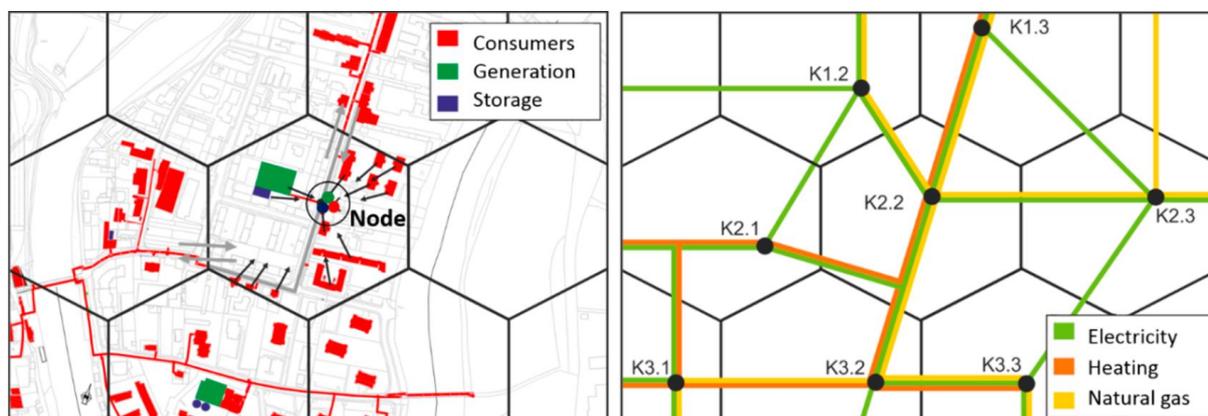


Abbildung 4-4: Visualisierung eines beispielhaften Prozessschrittes innerhalb des zellulären Ansatzes [83]

In HyFlow werden verschiedene methodische Ansätze für die Lastflussrechnung verfolgt. Während für das Stromnetz das Newton-Raphson-Verfahren zum Einsatz kommt, basiert die Lastflussrechnung für das Gas- und Wärmenetz auf einem modifizierten Potentialknotenverfahren. Die Umsetzung der Stromlastflussrechnung erfolgt mithilfe der MATLAB®-Erweiterung MATPOWER, einem Open-Source-Code in der MATLAB®-Programmiersprache, der für Netzsimulationen und die Lösung von Optimierungsproblemen genutzt wird. MATPOWER erlaubt die Anwendung unterschiedlicher Betriebsstrategien, wie zum Beispiel Power Flow (PF) und Optimal Power Flow (OPF), wobei letzteres auch die Erzeugungskosten in die Optimierung einbezieht. Für dieses Projekt wird jedoch ausschließlich die Betriebsstrategie PF verwendet, da sie zur Erreichung der Zielsetzung als ausreichend betrachtet wird und die Berechnungszeit signifikant verkürzt. [85, 86]

4.2.2 Umspannwerkbezirke

Die Regionalisierung der Energiemengen, sowohl im Bereich der Aufbringung als auch der Nachfrage, basiert auf sogenannten Umspannwerkbezirken (USW-Bezirke), welche die kleinste regionale Einheit des Berechnungsmodells in HyFlow darstellen. Wie in Abbildung 4-5 veranschaulicht, entspricht dies in Österreich 398 repräsentativ ausgewählten Umspannwerken der Netzebene 4 des österreichischen Stromnetzes. Für das Bundesland Oberösterreich ergeben sich daraus 71 USW-Bezirke.



Abbildung 4-5: Verortung der USW-Bezirke Österreichs [48]

Die Ermittlung der Umspannwerkbezirke erfolgt mittels des Voronoi-Algorithmus. Wie in Abbildung 4-6 illustriert, fungiert das zuvor repräsentativ ausgewählte USW als zentraler

Punkt, von welchem ausgehend ein Polygon erzeugt wird. Dieses Verfahren teilt die Ebene in Bereiche mit jeweils gleich nächstgelegenen Nachbarn ein. [9, 87, 88]

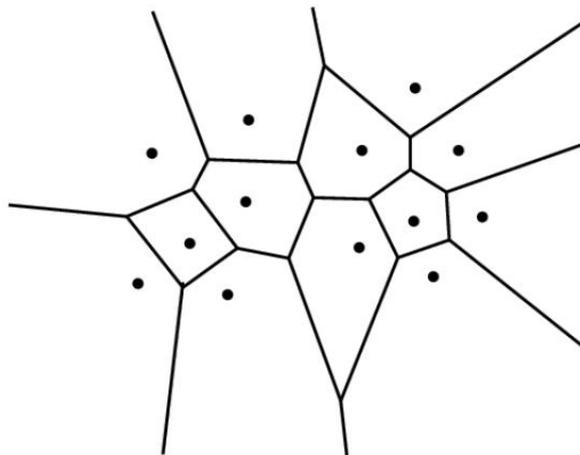


Abbildung 4-6: Voronoi Diagramm mit zentralen Punkten [87]

In Abbildung 4-7 ist ersichtlich, dass eine Ecke eines Voronoi Diagramms jeweils von drei zentralen Punkten umgeben ist. Diese Punkte sind gleich weit vom Mittelpunkt eines theoretisch darübergelegten Kreises entfernt, in dem sich kein weiterer Punkt befindet (verdeutlicht durch den roten Punkt in Abbildung 4-7). Infolgedessen wird jede Kante durch ihren nächstgelegenen Nachbarn definiert. In einem Voronoi-Diagramm gilt eine Region als unbeschränkt, das heißt, sie hat keine fest definierten Grenzen, sofern ihr Generierungspunkt ein Teil der konvexen Hülle des gesamten Punktesets ist. Dies impliziert, dass diese Region nicht von den Regionen anderer Punkte umschlossen wird. Somit repräsentiert die konvexe Hülle die maximale Begrenzung, die alle Punkte umfasst, und hat selbst eine konvexe Form. [87]

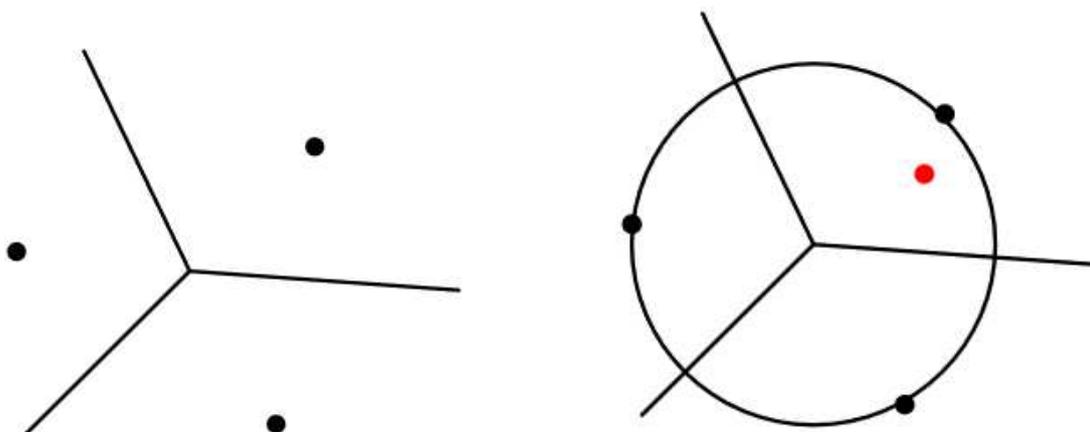


Abbildung 4-7: Darstellung des Eckenmodells des Voronoi-Diagramms [87]

Der Voronoi-Algorithmus bietet den Vorteil, dass, sobald alle Elemente einer Ebene bekannt sind, diese den jeweiligen zentralen Punkten zugewiesen werden können, wodurch diese als

eigenständige Regionen dienen. Diese Eigenschaft begünstigt den Einsatz computergestützter Simulationen zur Erstellung von Voronoi-Diagrammen. Ein Nachteil liegt darin, dass dieser Algorithmus keine natürlichen Barrieren wie Berge oder Flüsse berücksichtigt, die die korrekte Abbildung des Stromnetzes potentiell verfälschen könnte. Dies könnte insbesondere in Regionen mit ausgeprägten geographischen Merkmalen eine erhebliche Rolle spielen, da sie die Infrastruktur und damit tatsächliche Energieflüsse erheblich beeinflussen können. Im Rahmen dieses Projekts wurde jedoch aufgrund der ausreichenden Auflösung der Modellierung des Stromnetzes in Oberösterreich davon abgesehen. [88]

In der vorliegenden Arbeit wird zwar jeweils nur ein repräsentativ gewähltes Umspannwerk pro USW-Bezirk herangezogen, jedoch können zur feineren Abbildung des Stromnetzes bei Bedarf zusätzliche USWs oder Strommasten zur genaueren Darstellung der Stromleitungen integriert werden. Dies erfolgt jedoch erst nach der Erstellung des Voronoi-Diagramms und beeinflusst dieses nicht. Die Ausgangsenergiemengen werden weiterhin den jeweiligen repräsentativen Umspannwerken zugeordnet. Die zusätzlich integrierten Umspannwerke oder Masten werden in den Eingangsparametern des HyFlow-Algorithmus berücksichtigt.

4.2.3 Energienetzinfrastruktur

Die Lastflussrechnung in HyFlow basiert auf Modellen der Strom-, Gas- und Wärmenetze, die in der Open-Source-Geoinformationssoftware QGIS nachgebildet werden. Die Modelle gründen auf den Netzdaten des Projekts „InfraTrans2040“ für die Energienetze im Jahr 2030, welche im Rahmen des Projekts „Energiezukunft Oberösterreich“ genutzt werden. Wie Abbildung 4-8 zeigt, umfassen die Daten das gesamte Strom- und Gasnetz Österreichs.

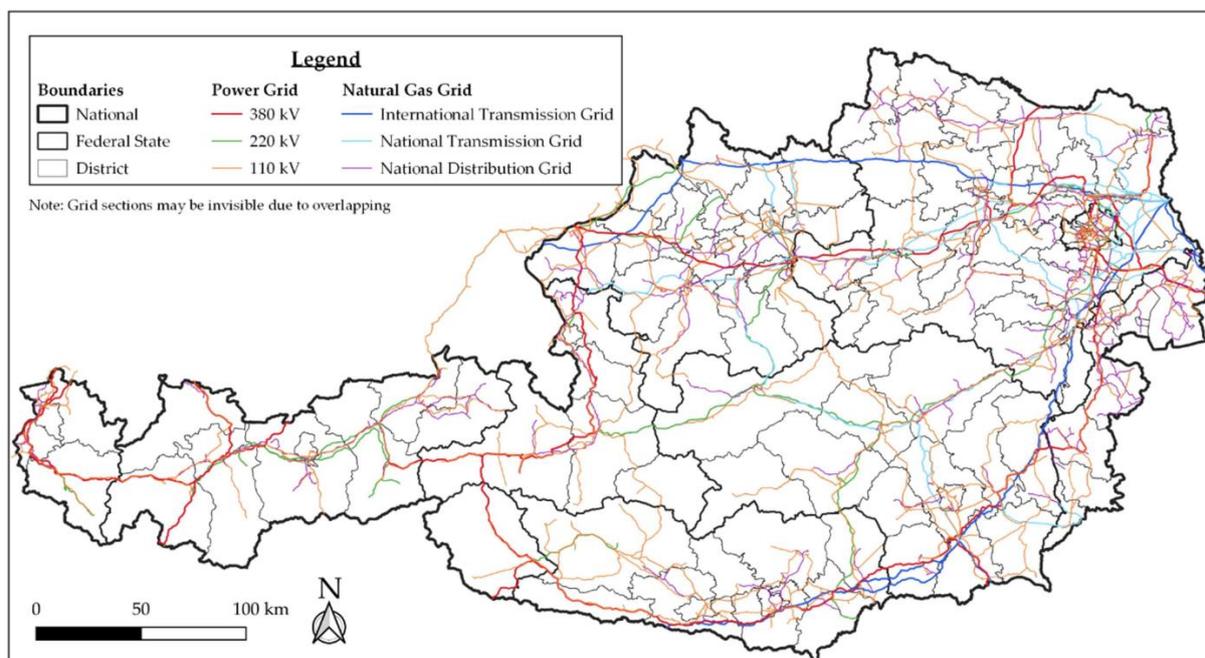


Abbildung 4-8: Darstellung des österreichischen Strom- und Gasnetzes; Stand: 2022 [89]

Im Rahmen dieses Projekts erfolgen in Koordination mit der Netz Oberösterreich GmbH Modifikationen im Bereich des oberösterreichischen Stromverteilernetzes (110 kV-Netzebene), welches in der Zuständigkeit der Netze Oberösterreich liegt. Wie Abbildung 4-9 darstellt, werden außerdem für die Berechnungsjahre 2030 und 2040 weitere Anpassungen im Stromnetz berücksichtigt, die gemäß dem Stromnetzmasterplan OÖ 2032 der oberösterreichischen Landesregierung durchgeführt werden. Diese Änderungen betreffen alle Hochspannungsebenen (≥ 110 kV) und somit auch alle relevanten Stromnetzbetreiber, darunter die Austrian Power Grid AG (APG), Netz Oberösterreich GmbH, LINZ NETZ GmbH (LN), Ennskraftwerke AG (EKW) und EWW Gruppe (EWW). [90] Es ist zu beachten, dass Änderungen im Gas- und Wärmenetz nicht berücksichtigt werden, da dazu keine substantiellen Infrastrukturpläne des Landes Oberösterreichs oder der Netzbetreiber vorliegen.

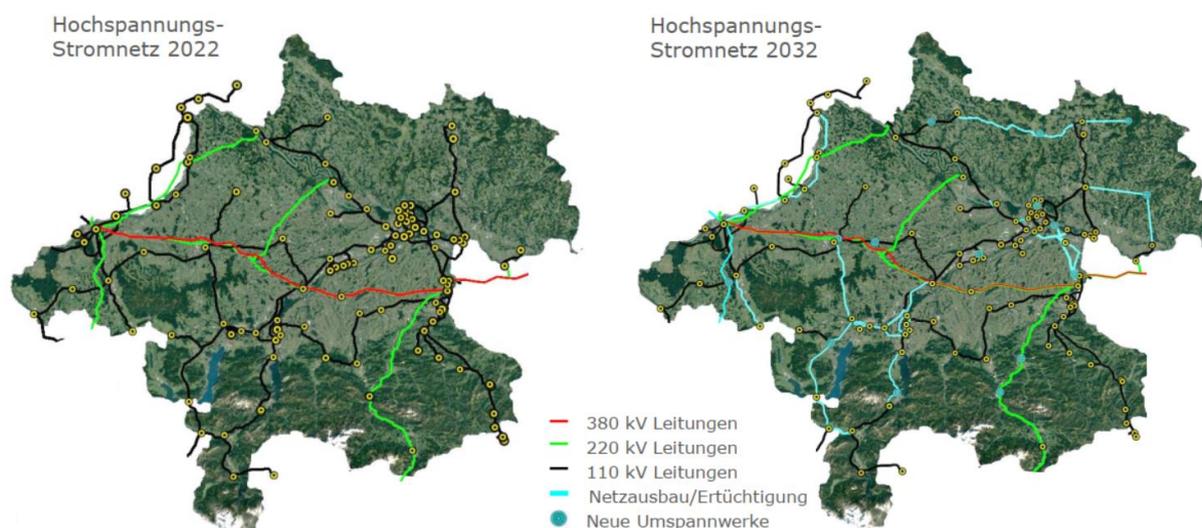


Abbildung 4-9: Vergleich bestehendes Hochspannungsstromnetz mit geplantem Netzausbau laut Stromnetzmasterplan OÖ 2032 [90]

Für die Berechnung des Stromnetzes in HyFlow werden diese Modellierungen jedoch nur bedingt eingesetzt. Das liegt daran, dass innerhalb der HyFlow-Berechnungsarithmetik eine Liste mit Knotenpunkten angelegt wird, welche den in Kapitel 4.2.2 erwähnten Umspannwerken entsprechen und in ihrer Lokalisierung mit den geografischen Gegebenheiten übereinstimmen. Wie jedoch in Abbildung 4-10 dargestellt wird, sind die Stromleitungen selbst nicht exakt geografisch verortet, sondern einfach linear vom geografisch korrekten Ausgangspunkt zum Endpunkt verbunden. Die spezifischen Parameter jedes Leitungsabschnitts, wie Ausgangspunkt, Endpunkt, Leitungslänge, Wirkwiderstand, Blindwiderstand, Gesamtleitungssuszeptanz und Grenzleistung, werden in der Berechnung nicht vernachlässigt. Sie werden in den HyFlow-Eingangsparametern hinterlegt.

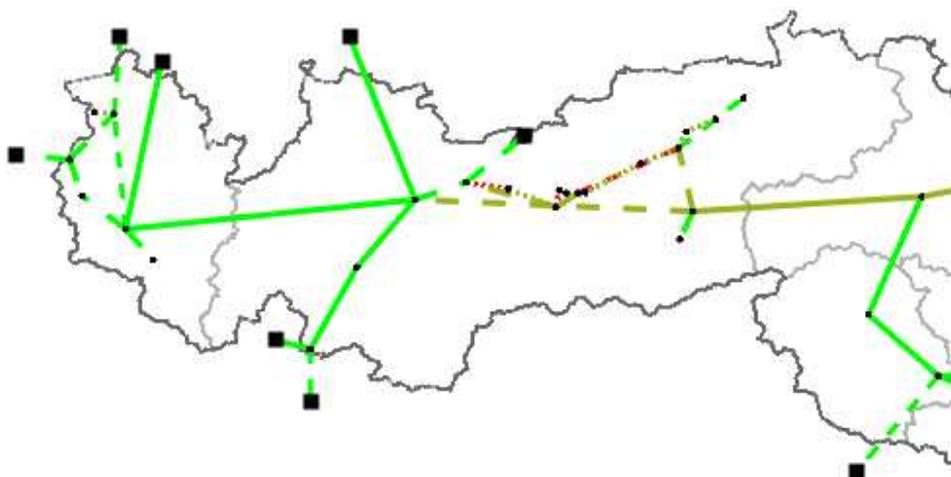


Abbildung 4-10: Beispielhafte Lokalisierung von Stromleitungen in HyFlow

Um Engpässe im Stromnetz darzustellen und zu identifizieren, werden Stromleitungen basierend auf ihrem Auslastungsgrad und der Dauer ihrer Auslastung in verschiedene Kategorien eingeteilt. Leitungen, die innerhalb eines Jahres für eine Stunde über 110 % ihrer Kapazität belastet sind, werden der Kategorie 1 zugeordnet, die für sehr hohe Auslastungen steht. Leitungen, die für 25 Stunden oder mehr über ihre Kapazität von 100 % hinaus belastet sind und nicht bereits der Kategorie 1 zugeordnet sind, gehören zur Kategorie 2, die für hohe Auslastungen steht. Unter Berücksichtigung des vereinfachten (n-1)-Kriteriums werden Leitungen, die über ein Jahr hinweg für mehr als 50 Stunden zu mehr als 60 % ausgelastet sind und nicht bereits den Kategorien 1 oder 2 zugeordnet sind, der Kategorie 3 zugeordnet. Durch diese Kategorisierung kann eine klare und anschauliche Darstellung von Engpässen für ein ganzes Jahr in einem einzigen Diagramm erreicht werden, wobei die schematische Darstellung der Kategorien in Abbildung 4-11 ersichtlich ist. [48]

	Auslastung	Verstärken, wenn:
Kat. 1	$\geq 110\%$	$\sum_{z=1}^1 h \geq 1$
Kat. 2	$\geq 100\% < 110\%$	$\sum_{z=1}^2 h \geq 25$
Kat. 3	$\geq 60\% < 100\%$	$\sum_{z=1}^3 h \geq 50$

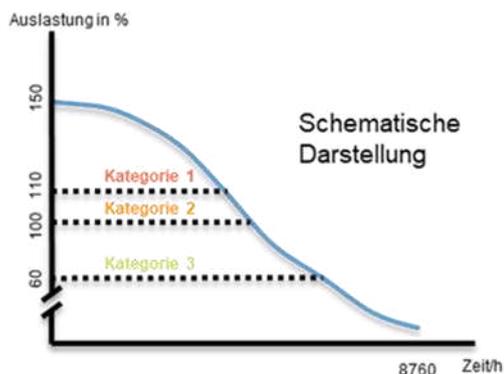


Abbildung 4-11: Darstellung der Bestimmung der Auslastung im Stromnetz [48]

4.2.4 Residuallast

Die Energiemengen werden im Rahmen der HyFlow-Stromnetz-Lastflussrechnung als sogenannte Residuallasten berücksichtigt. Dabei wird auf der Seite der Energieerzeugung

zwischen zwei Klassen unterschieden, den steuerbaren und den nicht steuerbaren Energieerzeugungsanlagen. Zur Klasse der nicht steuerbaren Energieerzeugungen zählen biogene Erzeugungen aus Biogas und Biomasse, Laufwasserkraftwerke, Windkraftanlagen und Photovoltaik-Anlagen. Zur Klasse der steuerbaren Energieerzeugungsanlagen zählen hingegen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) und Pumpspeicherkraftwerke. Separat dazu werden auch Projekte in Bezug auf bereits existierende Elektrolyseanlagen sowie der Import und Export von Energie in und aus dem österreichischen Stromnetz betrachtet. Die zeitliche und örtliche Auflösung der verschiedenen Energieerzeugungen wurde bereits in Kapitel 4.1.3 behandelt. Wie in Abbildung 4-12 beispielhaft dargestellt, wird im ersten Schritt eine Residuallast aus der Differenz des Energieverbrauchs (Last) und der volatilen Erzeugung durch nicht-steuerbare Energieerzeugungsanlagen gebildet, wie anhand der dazugehörigen Formel (4-1) gezeigt wird. Dabei stellt $P_{Res}(t)$, die zeitabhängige Residuallast dar, $P_{Load}(t)$, die zeitabhängige Last und $P_{Volat.}(t)$, die zeitabhängige volatile Erzeugung. Daraus folgend ergibt sich eine Residuallast-Zeitreihe für jeden Zeitschritt. Im Rahmen des Projekts "Energiezukunft für Oberösterreich" wird, wie bereits erwähnt, eine Auflösung im 15-Minuten-Intervall gewählt, sodass für ein Betrachtungsjahr 35 040 Zeitschritte erstellt werden.

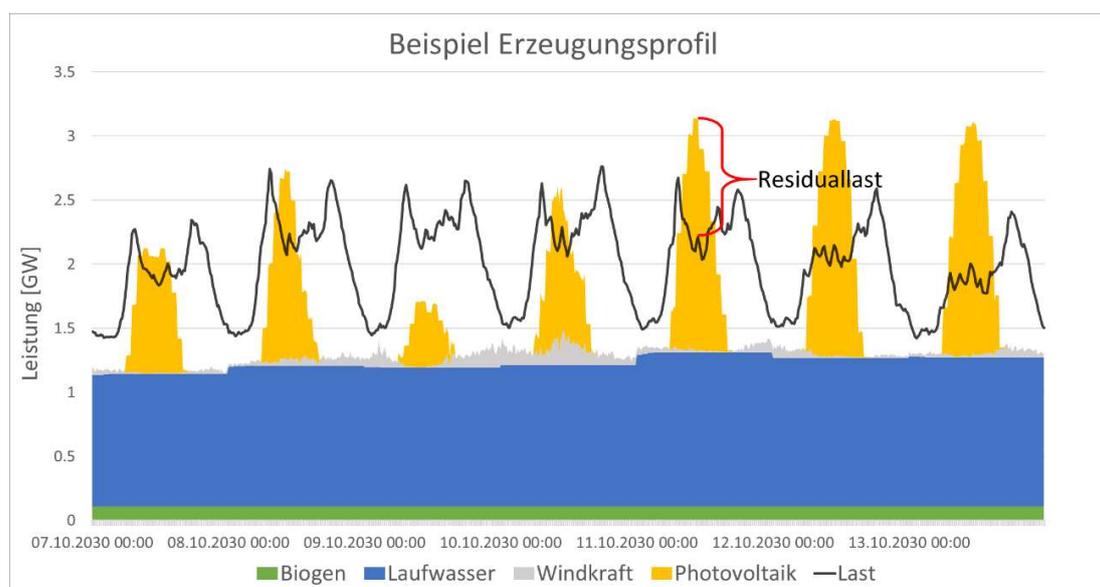


Abbildung 4-12: Beispiel eines Erzeugungsprofils zur Veranschaulichung der Residuallast

$$P_{Res}(t) = P_{Load}(t) - P_{Volat.}(t) \quad (4-1)$$

In weiterer Folge werden unter Berücksichtigung der Energiebedarfs-/Aufbringungszeitreihen von Export/Import sowie der Elektrolysezeitreihe mittels eines Optimierungsprogramms, das auf dem Merit-Order-Prinzip basiert, Zeitreihen für die steuerbaren Energieerzeugungsanlagen erstellt. Ziel ist es, eine ausgeglichene Energiebilanz zwischen Nachfrage und Aufbringung zu erreichen. Wenn zusätzliche Energie benötigt wird, können Kapazitäten von KWK-Anlagen in ganz Österreich hinzugeschaltet werden. Bei einem

Energieüberangebot zu einem bestimmten Zeitpunkt kann dieses mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken abgebaut werden.

Der Einsatz der steuerbaren Energieerzeugungsanlagen richtet sich nach dem bereits erwähnten Merit-Order-Prinzip. Dieses besagt, dass sich die Reihenfolge der Inbetriebnahme der Energieerzeugungsanlagen nach den jeweiligen Grenzkosten richtet, die in den entsprechenden Kraftwerken bei der Stromproduktion anfallen. Unter Grenzkosten versteht man die Aufwendungen, die ein Kraftwerk für die Produktion einer zusätzlichen Einheit Strom hat. Somit erhalten die wirtschaftlichsten Kraftwerke den Vorrang bei der Einspeisung von Strom ins Netz. [91]

5 METHODIK DER BERECHNUNGEN IN HYFLOW

Dieses Kapitel thematisiert die Methodik zur Identifizierung von Engpässen im Stromnetz auf der 110 kV Ebene und die Entwicklung von Lösungsstrategien zur Entlastung der Energienetze. Die Vorgehensweise zur Lösungsentwicklung ist in Abbildung 5-1 schematisch dargestellt. Dabei wird die Erstellung der Zeitreihen für steuerbare und nicht-steuerbare Kraftwerke gemäß Kapitel 4.2.4 durchgeführt. Basierend auf dem in Kapitel 5.1 beschriebenen Basisfall, wird das Stromnetz als kritischster Teil der Energienetze besonders berücksichtigt. Dies liegt vor allem an den potentiell schwerwiegenden Folgen einer Netzüberlastung, bei der ein Gleichgewicht zwischen Energiebereitstellung und -bedarf nicht mehr gewährleistet werden kann. Eine solche Überlastung des Stromnetzes entsteht durch die begrenzte physikalische Fähigkeit, elektrische Energie zu speichern, kombiniert mit einer im Vergleich zum Gasnetz geringeren Kapazität für den Energietransport. In extremen Fällen könnte dies zu einer Abweichung der Netzfrequenz von der europäischen Norm von 50 Hz und im schlimmsten Fall zu einem Netzzusammenbruch führen. [48, 92, 93] Im Gegensatz dazu sind Druckschwankungen in Gas- und Wärmenetzen weniger problematisch, da insbesondere Gasnetze über größere Speicherkapazitäten verfügen und somit nicht in Echtzeit auf Nachfrageänderungen reagieren müssen. [94] Daher konzentriert sich der Fokus hauptsächlich auf die Lastflussrechnung im Stromnetz und deren Anpassungen. Der Vorgehensweise der sektorkoppelnden Infrastrukturplanung folgend wird in HyFlow für das jeweilige Berechnungsjahr (2030 oder 2040) die Auslastung des überregionalen Verteiler-Stromnetzes unter Berücksichtigung der aktuellen Netzinfrastruktur berechnet. Diese basiert auf der in Kapitel 4.2.4 beschriebenen Residuallast. Das hybride Lastflusssimulationsmodell HyFlow dient dazu, anhand der zeitlichen und räumlichen Auflösung von Energieaufbringung und -nachfrage sich ergebende Lastflüsse zu analysieren und so Engpässe in der Energieinfrastruktur zu identifizieren. In weiterer Folge wird mit HyFlow an sektorübergreifenden und flexibel einetzbaren Lösungen gearbeitet, wobei Hybridelemente, wie Batterien oder Elektrolyseure eingesetzt werden. [48]

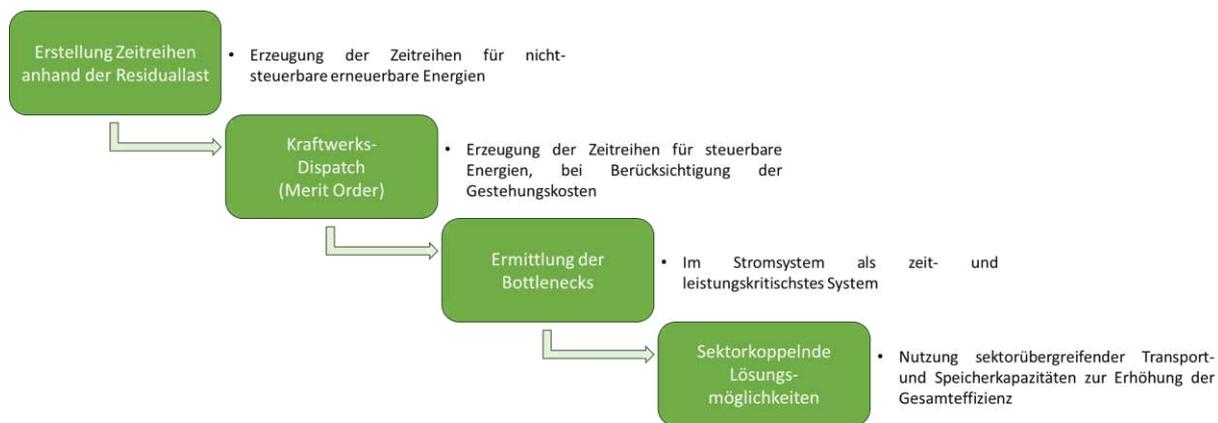


Abbildung 5-1: Vorgehensweise der sektorkoppelnden Infrastrukturplanung [48]

Für dieses Projekt wird, in Absprache mit dem Auftraggeber, die Durchführung der Lastflussberechnungen für 2030 und 2040 festgelegt. Diese Zeitspanne wurde basierend auf der Verfügbarkeit prognostizierter Daten für zukünftige Entwicklungen in der Netzinfrastruktur gewählt. Dies ermöglicht die Ermittlung akkurater Werte für Energieerzeugung und -verbrauch.

5.1 Basisfall

Der Basisfall stellt die Basis-Auslastung für das jeweilige Berechnungsjahr des überregionalen Verteiler-Stromnetzes dar. Er bildet die Grundlage zur Erarbeitung der in den folgenden Kapiteln beschriebenen Methodiken zur Behebung der Bottlenecks. Außerdem ermöglicht er eine detaillierte Analyse der Struktur der Energiemengen. Wie in Abbildung 5-2 zu sehen, weist das Jahreserzeugungsprofil für Oberösterreich signifikante Differenzen zwischen den Sommer- und Wintermonaten auf. Das auf Tagesmittelwerten basierende Profil für 2030 verdeutlicht die prognostizierte Überproduktion im Sommer und die Unterproduktion im Winter.

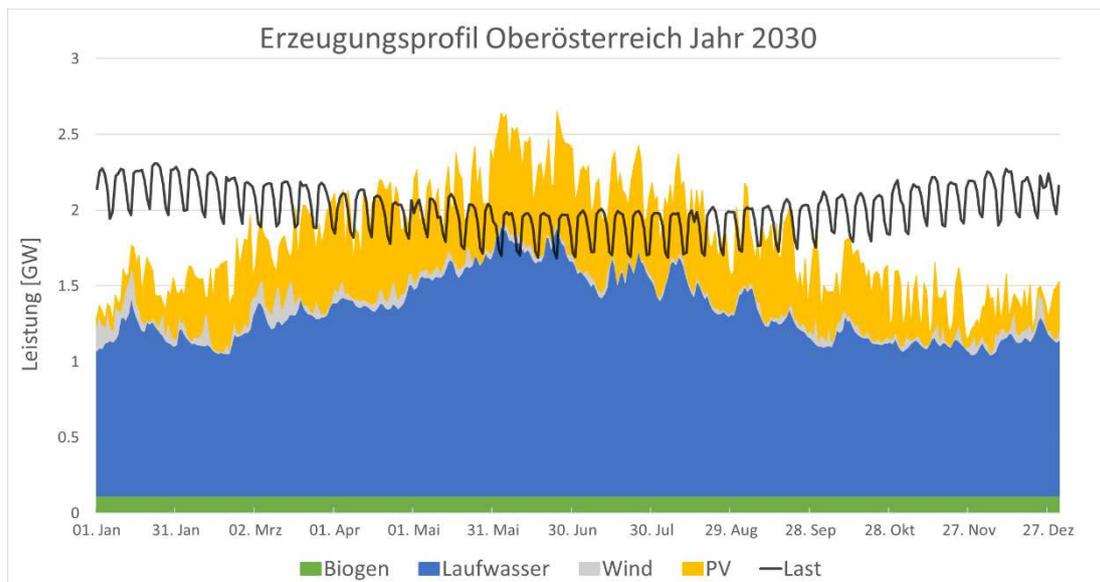


Abbildung 5-2: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich im Jahr 2030 anhand von Tagesmittelwerten

In Abbildung 5-3 und Abbildung 5-4 ist die Diskrepanz zwischen Last und erneuerbarer Erzeugung für eine typische Sommer- und Winterwoche im Jahr 2030 im 15-Minuten-Intervall dargestellt. Diese Visualisierungen zeigen, dass im Sommer 2030, betrachtet auf das gesamte Bundesland, eine Netzüberlastung durch Überschussenergie vorliegt. Dies eröffnet jedoch Möglichkeiten für den Einsatz von Hybridelementen zur Reduktion dieser Belastung. Ebenfalls ersichtlich in Abbildung 5-3 ist der geringe Beitrag der Windenergie zur erneuerbaren Erzeugung. Eine detaillierte, ortsbezogene Aufschlüsselung der erneuerbaren Energiequellen wird während der Berechnungen in HyFlow unter Berücksichtigung der zuvor genannten USW-Bezirke durchgeführt.

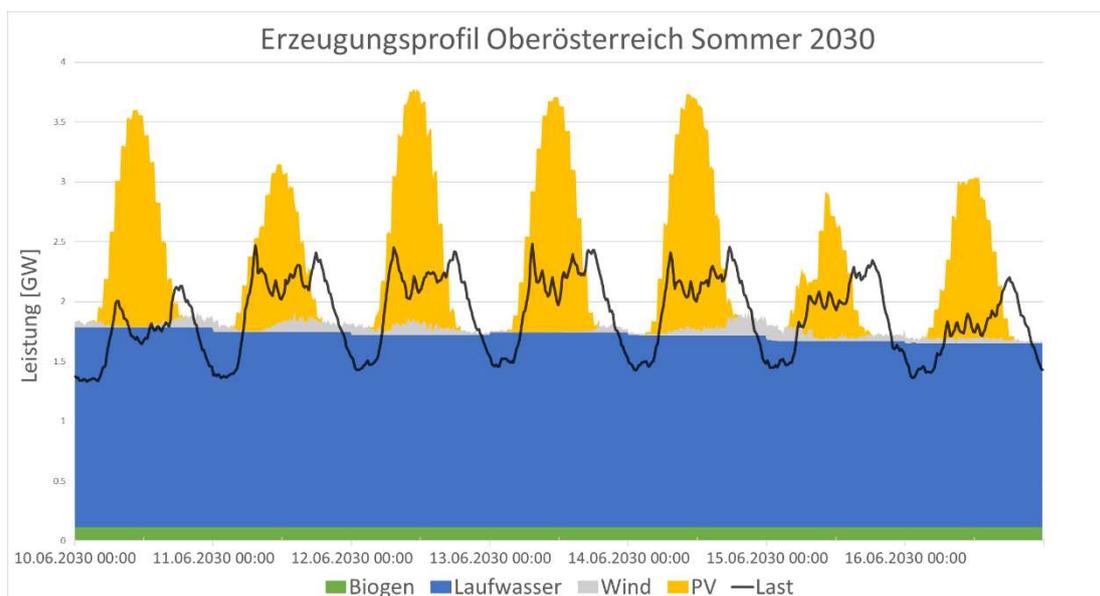


Abbildung 5-3: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich Sommerwoche 2030, Darstellung in 15-Minutern Intervallen

Anders als die Überproduktion in den Sommermonaten, zeichnet sich für das Jahr 2030 in den Wintermonaten eine fast durchgehende Untererzeugung der erneuerbaren Energien ab, wie in Abbildung 5-4 dargestellt. Diese ausgeprägten saisonalen Schwankungen deuten auf einen möglichen Einsatz von mittel- bis langfristigen Speichern hin. Methoden zur Verwendung von Hybridelementen zur Netzentlastung werden in den nachfolgenden Szenarien genauer erläutert.

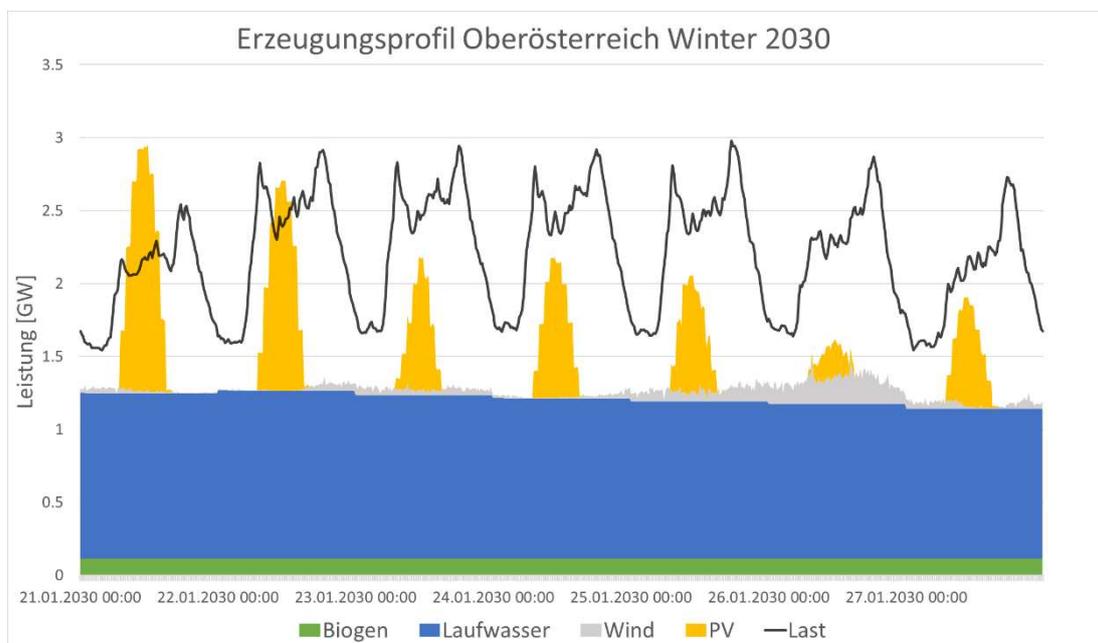


Abbildung 5-4: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich Winterwoche 2030, Darstellung in 15-Minutern Intervallen

Wie Abbildung 5-5 anhand einer Darstellung von Tagesmittelwerten zeigt, wird für die prognostizierte erneuerbare Energieerzeugung im Jahr 2040 im gesamten Bundesland Oberösterreich im Vergleich zu 2030 eine signifikante Steigerung sowohl in den Sommermonaten als auch speziell in den Wintermonaten erreicht. Im Jahr 2040 werden Erzeugungsspitzen von etwa 3,5 GW im Vergleich zu etwa 2,5 GW im Jahr 2030 verzeichnet. Dabei steigt die Last um etwa 0,5 GW. Diese daraus resultierende erhöhte Netzbelastung repräsentiert eine zentrale Herausforderung dieser Arbeit. Abbildung 5-5 zeigt, verglichen mit Abbildung 5-2 für das Jahr 2030, einen deutlichen Anstieg der Erzeugung durch Windkraft und dessen starke Schwankungsbreite, insbesondere in den Wintermonaten.

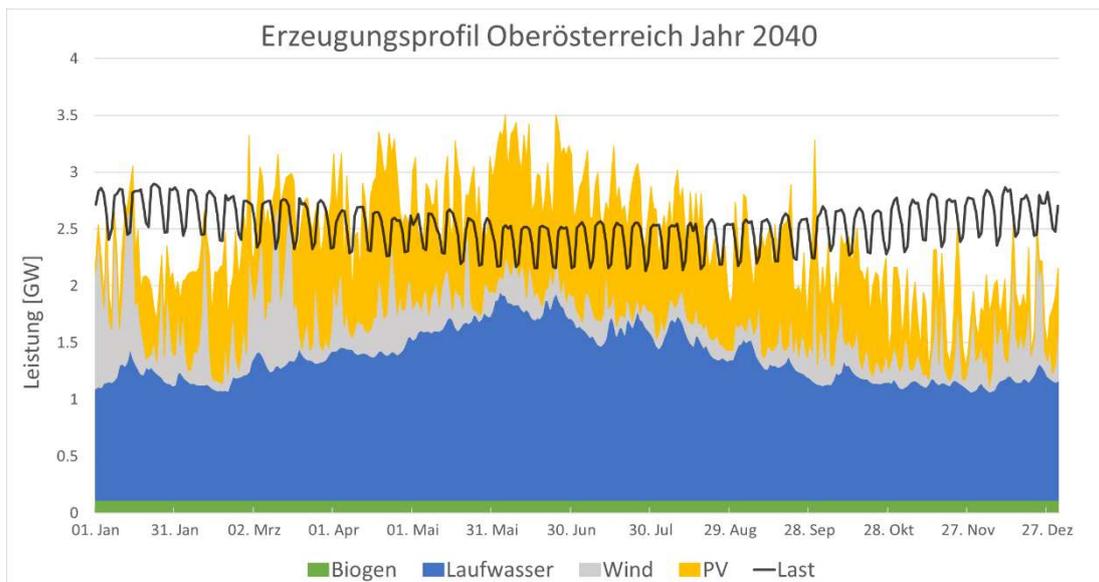


Abbildung 5-5: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich im Jahr 2040 anhand von Tagesmittelwerten

Im Erzeugungssprofil für das Jahr 2040 zeigen die Sommermonate in Abbildung 5-6 und die Wintermonate in Abbildung 5-7 einen deutlich höheren Windkraftanteil im Winter. Im Wochenprofil wird die stärkere Schwankungsbreite verdeutlicht. Abbildung 5-6, welche das Erzeugungssprofil für eine Sommerwoche im Jahr 2040 in 15-Minuten-Intervallen darstellt, zeigt, dass in einem Großteil der Zeitschritte eine Überproduktion vorherrscht. Lediglich in wenigen Zeitschritten, die vorwiegend Nachtstunden repräsentieren, gibt es Phasen der Unterdeckung der Last. Des Weiteren sind in Abbildung 5-6 Leistungsüberdeckungen von bis zu 3 GW erkennbar, was zu bestimmten Zeiten dem Doppelten der Last entspricht.

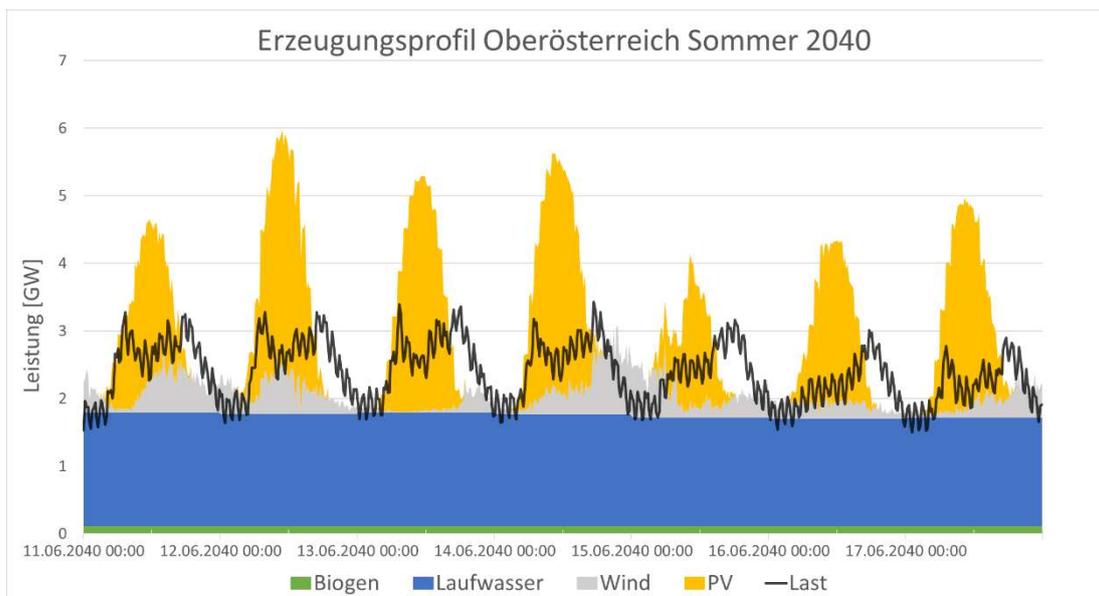


Abbildung 5-6: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich Sommerwoche 2040, Darstellung in 15-Minutern Intervallen

Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 5-7, dass selbst bei der stark erhöhten Energieerzeugung im Jahr 2040 in den Wintermonaten keine vollständige Deckung des Energiebedarfs erreicht wird. Es treten Unterdeckungen von bis zu 2,5 GW Leistung auf.

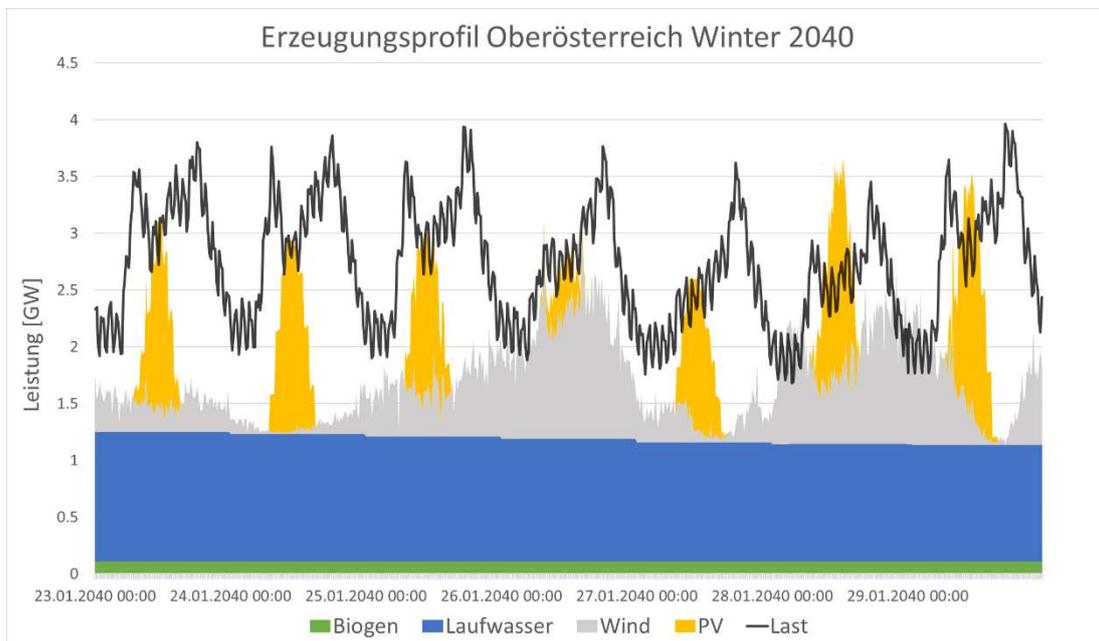


Abbildung 5-7: Stromerzeugungs- und -lastzeitreihe in Oberösterreich Winterwoche 2040, Darstellung in 15-Minutern Intervallen

Beim Vergleich von USW-Bezirken mit unterschiedlichen industriellen Voraussetzungen sind, wie in Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9 dargestellt, markante Unterschiede zu beobachten. Abbildung 5-8 repräsentiert den USW-Bezirk 3038, der von einer ländlichen Infrastruktur geprägt ist. Hierbei wird deutlich, dass in den Sommermonaten in ländlicheren Regionen auf Basis der Tagesmittelwerte eine geringere Residuallast zu erwarten ist.

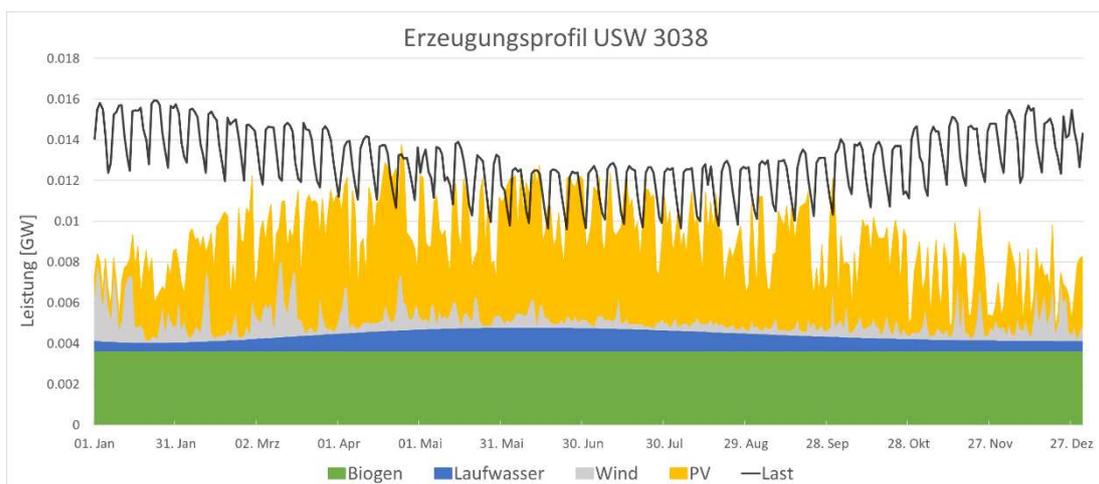


Abbildung 5-8: Veranschaulichung des Erzeugungsprofils eines ländlich geprägten USW-Bezirks

Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 5-9 in einem stark industriell geprägten USW-Bezirk eine erhebliche Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage. Über das Jahr hinweg ergibt sich eine durchwegs positive Residuallast.

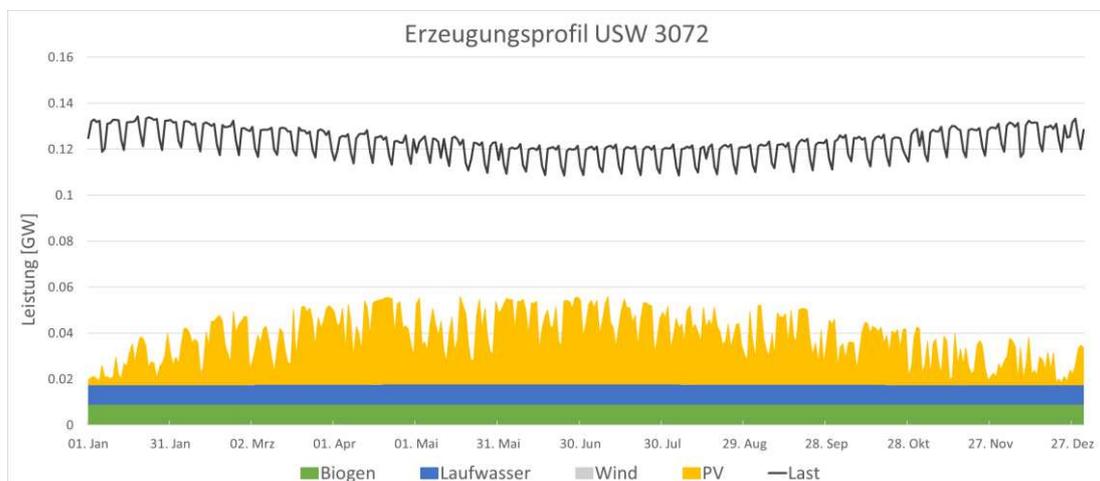


Abbildung 5-9: Veranschaulichung des Erzeugungspfilms eines stark industrialisierten USW-Bezirks

Abbildung 5-10 und Abbildung 5-11 zeigen den regionalisierten Energieverbrauch bzw. die regionale erneuerbare elektrische Energieerzeugung. Dieser ist in Balkenform dargestellt, die dem Jahresenergieverbrauch bzw. der Jahresenergieerzeugung für einen spezifischen USW-Bezirk in GWh entsprechen. Die Balken für den Jahresenergieverbrauch sind dem Szenario ISB entsprechend in die jeweiligen Verbrauchssektoren unterteilt. Jene der erneuerbaren Jahresenergieerzeugung in die entsprechende Energieerzeugungsmethode. Wenn man nun den regionalisierten Energieverbrauch mit der regionalisierten Energieerzeugung für beide Betrachtungsjahre vergleicht, wird offensichtlich, dass es meist eine erhebliche örtliche Trennung zwischen Verbrauch und Erzeugung gibt. Dies stellt eine zusätzliche Herausforderung für eine erhöhte Belastung der Netzinfrastruktur dar. Dabei werden auch bedeutende Verbrauchszentren ersichtlich, welche auf intensive Industrieaktivitäten hinweisen und die damit verbundenen höheren Anforderungen an die Netzinfrastruktur aufzeigen.

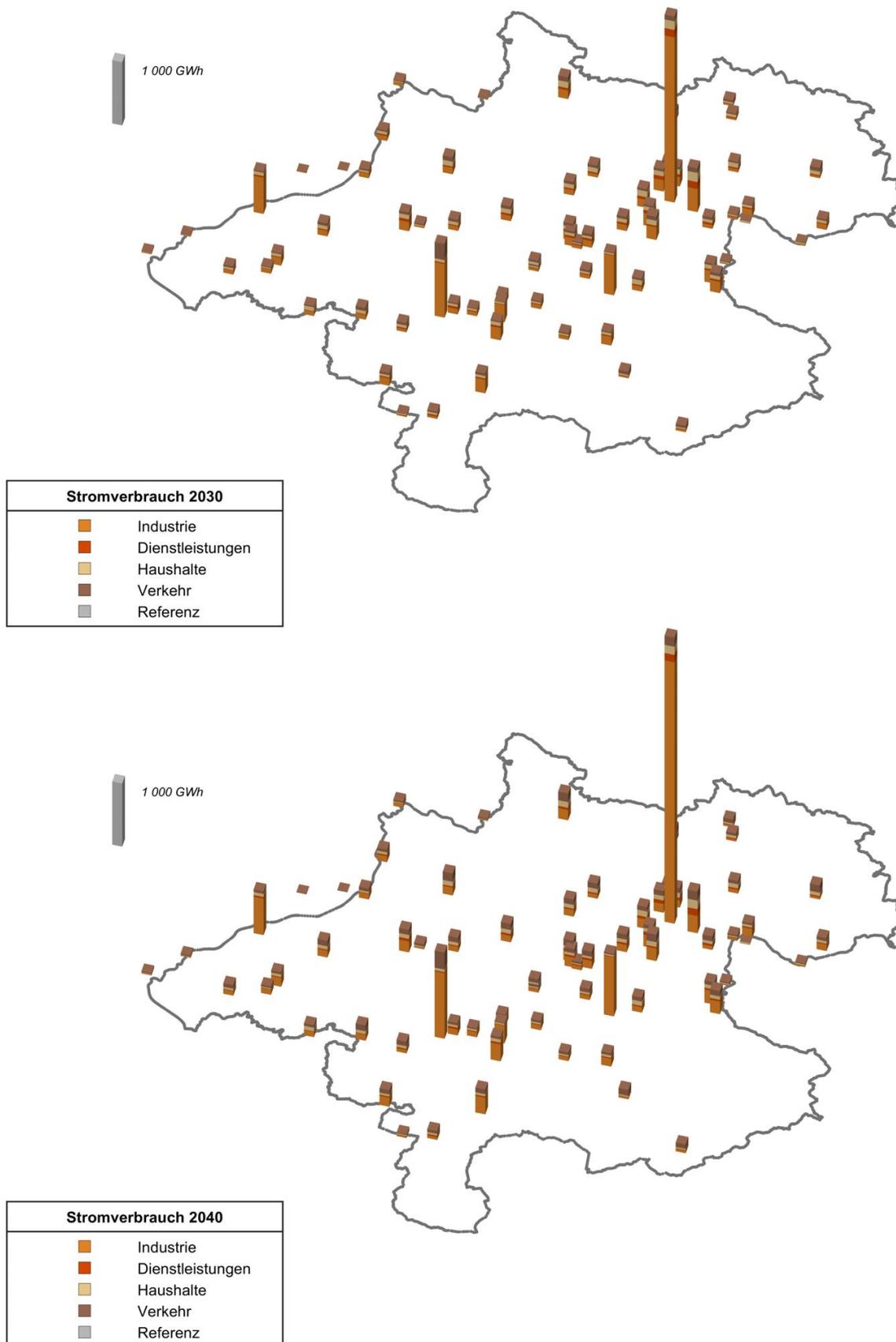


Abbildung 5-10: Regionalisierung des Stromverbrauchs für die Infrastrukturbetrachtung 2030 (oben) und 2040 (unten) in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr [75]

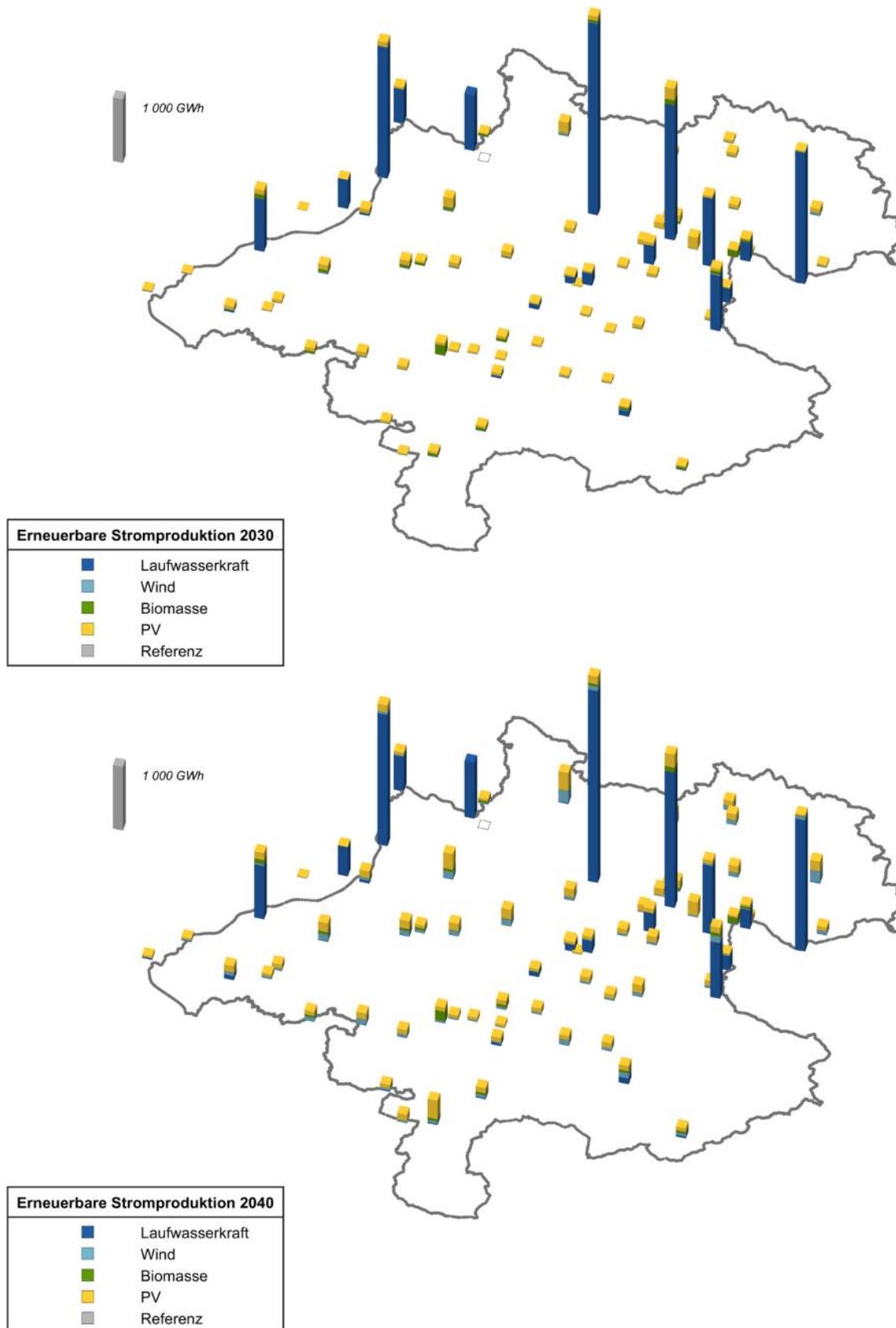


Abbildung 5-11: Regionalisierte Darstellung der erneuerbaren Stromerzeugung 2030 (oben) und 2040 (unten)

[48]

Die Lastflussrechnung, die im Rahmen des Basisfalls für das Stromnetz mit HyFlow durchgeführt wurde, ermöglicht die eindeutige Identifikation von Engpässen im Stromnetz. Abbildung 5-12 zeigt eine beispielhafte prozentuelle Auslastung des 110 kV-Stromnetzes. Aus den Analysen der zuvor beschriebenen Erzeugungsprofile, der regionalisierten Darstellung der erneuerbaren Energieerzeugung und des elektrischen Energieverbrauchs lassen sich Potenziale zur Verwendung von etwaigen Hybridelementen ableiten. In den nachfolgenden Kapiteln werden entsprechend der gezogenen Erkenntnisse, Methodiken entwickelt, um Entlastungen der Stromnetzinfrastruktur zu erreichen.

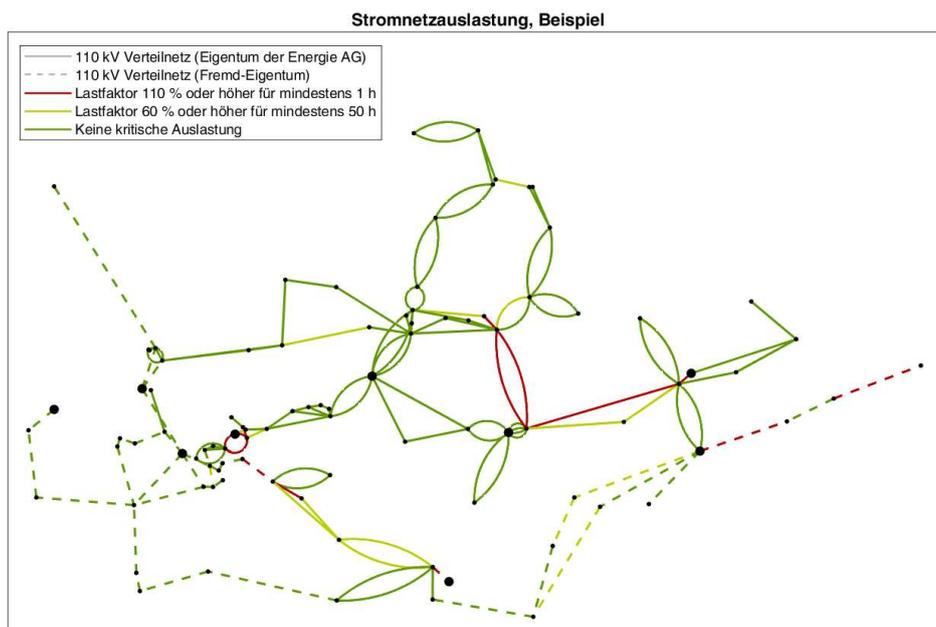


Abbildung 5-12: Veranschaulichung beispielhafter Auslastung des oberösterreichischen Stromnetzes

5.2 Batteriespeicher

Die Methodik zum Einsatz von Batteriespeichersystemen bietet eine Möglichkeit zur Reduktion von Netzengpässen. Dies wird erreicht, indem durch gezielte Ein- und Auspeisung elektrischer Energie zur Glättung von Spitzen in der Energieerzeugung und -nachfrage beigetragen wird. Dabei wird ein algorithmischer Ansatz zur Analyse und Vorhersage des Batteriespeicherbedarfs basierend auf Residuallastdaten für jeden USW-Bezirk entwickelt. Dies soll effiziente und optimierte Entscheidungen bezüglich der Installation und der Steuerung von Batteriespeichersystemen ermöglichen. Ein zentraler Bestandteil dieser Methodik ist die Bildung von Tages-Residuallastprofilen für jeden USW-Bezirk Knoten. Bei 15-Minuten-Intervallen umfasst ein Tages-Residuallastprofil 96 Zeitschritte. Anschließend werden Schwellenwerte auf jedes Tages-Residuallastprofil angewendet. Diese sind mit 70 und 30 Prozent des Tages-Residuallastprofils definiert. Bei Überschreiten des oberen Schwellenwerts wird die Batterie entladen, um die Lastspitzen zu glätten, während bei Unterschreitung des unteren Schwellenwerts die Batterie geladen wird, um

Erzeugungsspitzen auszugleichen. Dies ermöglicht das bedarfsorientierte Laden und Entladen der Batterie, um das Residuallastprofil zu glätten, wie in Abbildung 5-13 dargestellt. Die Batteriekapazität jedes Knotens wird anhand der maximalen Energielade- bzw. -entlademenge über alle Zeitschritte berechnet. Diese entspricht dem doppelten Wert der maximalen Energielade- bzw. -entlademenge in MWh. Dabei erfolgt zur Bewahrung technischer und ökonomischer Aspekte eine Filterung potentieller Batteriestandortkandidaten. Diese basiert auf der Einhaltung einer maximalen (50 MWh) und minimaler Batteriekapazität (1 MWh). Dadurch ergibt sich eine Liste von geeigneten USW-Standorten für Batteriespeicher. Diese müssen jedoch nicht zwangsweise einem einzigen großen Speicher entsprechen, sondern können auch als Zusammenschluss kleinerer Batteriespeicher innerhalb des USW-Bezirks konzipiert sein.

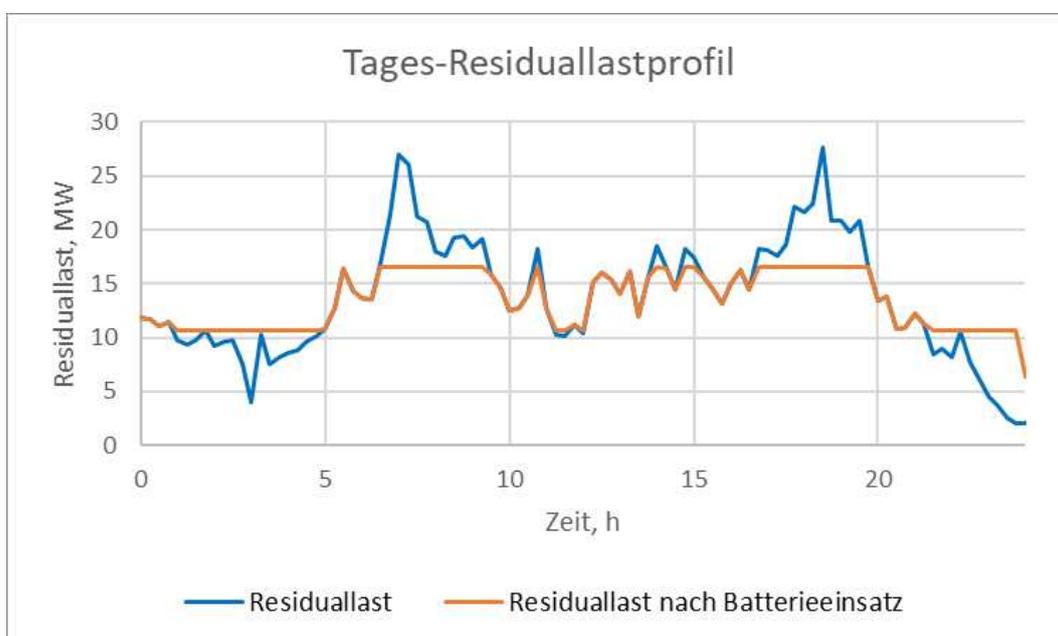


Abbildung 5-13: Auswirkung der entwickelten Methodik für Batteriespeicher auf das Residuallastprofil eines USW-Bezirks

5.3 Power-to-Gas

Die Methodik identifiziert potenzielle Elektrolysestandorte durch die Analyse von Überschussenergie im Stromnetz, wobei der Jahresmittelwert eine zentrale Rolle spielt. Dieser gibt die durchschnittliche Energiemenge an, die im Laufe eines Jahres an einem Knotenpunkt erzeugt oder verbraucht wird. Ziel der Methode ist es, Erzeugungsspitzen zu regulieren. Für jeden USW-Bezirk wird eine Überschusszeitreihe erstellt, indem die Differenz zwischen der Residuallast und dem Jahresmittelwert gebildet wird. Der Jahresmittelwert dient zur Identifizierung von Zeitschritten, in denen das Netz mit Überschussenergie überlastet ist. Diese erneuerbare Energieerzeugung wird genutzt, um Elektrolyseanlagen betreiben zu können. Dabei können die spezifischen Eigenschaften jedes USW-Bezirks besser berücksichtigt

werden als bei einfacher Verwendung einer Nullreferenzlinie, wie z.B. im Fall von USW-Bezirken mit hohem Anteil an Wasserkrafterzeugung, die über das ganze Jahr eine stark negative Residuallast bewirkt. Dies ermöglicht die Identifikation von Zeitschritten mit Energieüberschüssen und deren potenzielle Nutzung für Elektrolyseanlagen. Die Kriterien zur Auswahl potentieller Standorte für Elektrolyseanlagen sind ähnlich denen in der Methodik für Batteriespeicher. Ein entscheidendes Kriterium ist die minimale Anzahl an Volllaststunden. Volllaststunden sind die Stunden, in denen die Elektrolyseeinheit mit voller Kapazität betrieben werden kann. Diese wird mit 2 000 Stunden angenommen. Weitere wichtige Kriterien sind die maximale und minimale Leistung von Elektrolyseeinheiten. Diese liegen zwischen 50 MW und 1 MW. Vor allem die minimale Anzahl an Volllaststunden gewährleistet, dass Standorte nicht nur aufgrund gelegentlicher Überschussenergien ausgewählt werden, sondern durchgehend Energie liefern können. Erreicht ein Knotenpunkt die geforderte Anzahl der Volllaststunden nicht, wird durch iterative Reduzierung der Leistung der Elektrolyseeinheit versucht, diese Anforderung zu erfüllen. Kann sie trotzdem nicht erfüllt werden oder sinkt die Leistung unter die Minimalleistung, kommt der USW-Bezirk nicht als Standort in Frage. Zusätzlich wird ein Abgleich mit den Gasnetzzugangsdaten der USW-Bezirke durchgeführt, um eine Abnahme des produzierten Wasserstoffs bzw. weiteren Verarbeitungsprodukten zu gewährleisten. Analog zur Methodik für Batterien ist nicht zwangsweise ein einzelner Elektrolysestandort notwendig, sondern die angegebene Elektrolyseleistung kann sich aus mehreren Anlagen zusammensetzen. Die grafische Darstellung der Auswirkung dieser Methodik zur Glättung des Residuallastprofil ist in Abbildung 5-14 dargestellt, dabei erkennt man eine Verschiebung des gesamten Residuallastprofil. Zusätzlich sieht man, dass Erzeugungsspitzen nun geringer ausfallen.

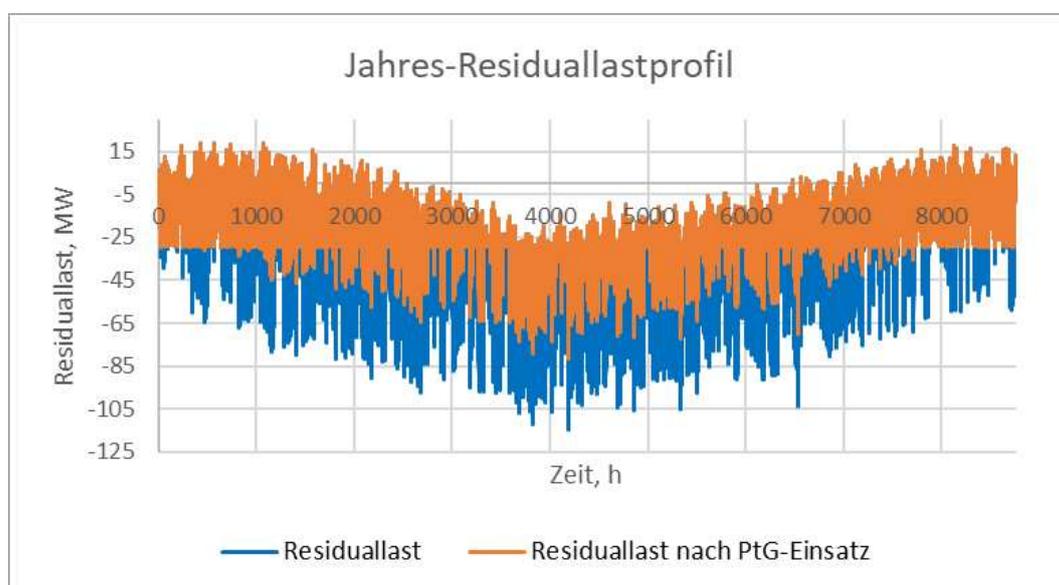


Abbildung 5-14: Auswirkung der entwickelten Methodik für Power-to-Gas auf das Residuallastprofil eines USW-Bezirks

5.4 Power-to-Heat

Die Power-to-Heat-Methodik funktioniert analog zur Elektrolyse-Methodik, nur wird die Überschussenergie nicht zur Bereitstellung von Energie für Elektrolyseanlagen verwendet, sondern für die Wärmebereitstellung genutzt. Deshalb wird zusätzlich ein Abgleich des Wärmebedarfs der einzelnen USW-Bezirke durchgeführt, um potentielle Wärmeabnehmer identifizieren zu können. Allerdings ist kein Abgleich des Gasnetzzugangs notwendig. Wie in Abbildung 5-15 dargestellt, erfolgt auch bei dieser Methodik eine Verschiebung des Residuallastprofils, jedoch fällt diese aufgrund des Abgleichs mit den Wärmeabnehmern weniger stark aus als bei der Power-to-Gas-Methodik.

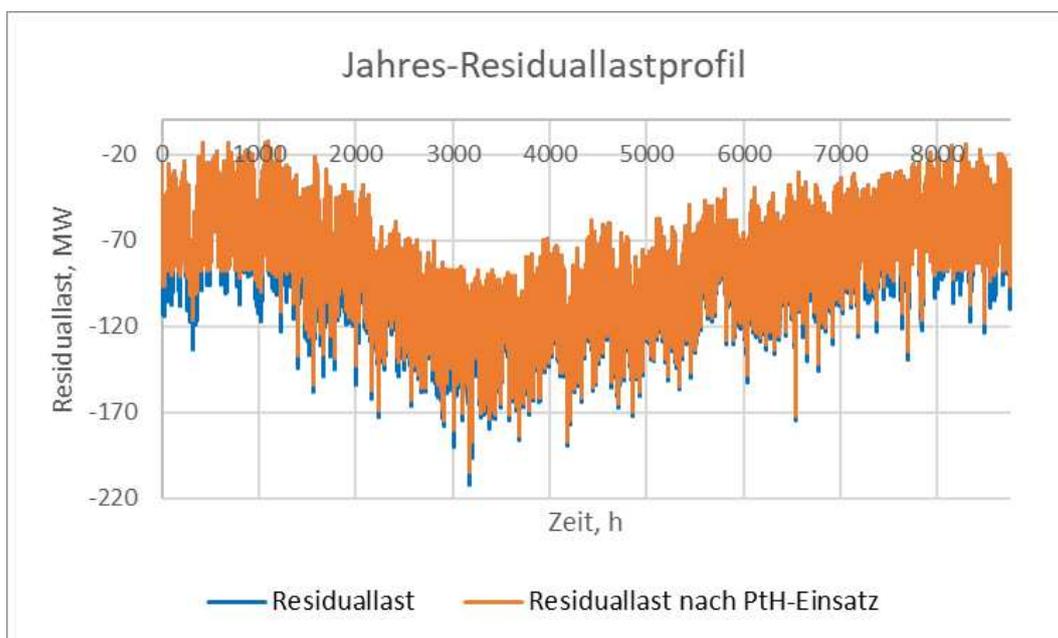


Abbildung 5-15: Auswirkung der entwickelten Methodik für Power-to-Heat auf das Residuallastprofil eines USW-Bezirks

6 ERGEBNISSE

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse basierend auf den in Kapitel 5 entwickelten Methodiken, beginnend mit dem Basisfall des jeweiligen Berechnungsjahrs, dargelegt. Anschließend werden die Ergebnisse der aus dem Basisfall abgeleiteten Empfehlung zur Installation von Hybridelementen präsentiert und daraus folgenden Schlussfolgerungen erläutert. Unterkapitel 6.1 behandelt die Ergebnisse für das Jahr 2030, während Unterkapitel 6.2 die Daten für 2040 aufzeigt. Die Simulation der Szenarien mit Batteriespeichern, Power-to-Gas und Power-to-Heat zeigt jeweils die Auswirkungen der ausschließlichen Nutzung eines Hybridelementtyps zur Netzentlastung. Die festgelegten minimalen Volllaststunden orientieren sich an akzeptablen ökonomischen Maßstäben, die gleichzeitig die bestmöglichen netzdienlichen Effekte der Hybridelemente bewirken. Die für diese Szenarien gewählten

Energiemengen sind in den zugehörigen Unterkapiteln 6.1 für 2030 und 6.2 für 2040 beschrieben.

6.1 Ergebnisse Infrastrukturbetrachtung 2030

Für das Betrachtungsjahr 2030 werden, wie in Tabelle 6-1 dargestellt, folgende Energiemengen und Volllaststunden für die Hybridelemente angenommen. Diese werden in den jeweiligen Unterkapiteln noch genauer erklärt:

	Energie/GWh _{el}	Minimale Volllaststunden/h
Batteriespeicher	0,91	-
Power-to-Gas	744,99	2 000
Power-to-Heat	68,10	2 000

Tabelle 6-1: Angenommene Energiemengen und Volllaststunden für das Berechnungsjahr 2030

6.1.1 Basisfall

Die Darstellung in Abbildung 6-1 zeigt die Basisauslastung für das Betrachtungsjahr 2030 bei entsprechender vorhandener Netzinfrastruktur. Dabei sind vor allem kritische Auslastungen in drei Bereichen festzustellen. Im blau markierten Bereich sind Netzüberlastungen zu beobachten, welche aus einer starken erzeugungsseitigen Belastung bedingt durch die lokale erneuerbare Energieerzeugung aus Wasserkraft resultieren. Dies kann deutlich aus der Darstellung der regionalisierten Energieerzeugung in Abbildung 5-11 abgeleitet werden. Zusätzlich wird dieses Erkenntnis durch das Energieerzeugungsprofil des USW-Bezirks 3001 in Abbildung 6-2 verdeutlicht, welcher in der blau markierten Zone liegt. In dem Profil ist der im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieerzeugungen hohe Anteil an Wasserkraft über das ganze Jahr hinweg erkennbar. Im orange und violett markierten Bereich sind ebenfalls starke Auslastungen zu beobachten. Es handelt sich hierbei um Netzengpässe, die durch Kapazitätsüberschreitungen der höheren Netzebenen verursacht sind. Dies zeigt sich besonders gut in den Auslastungen im orangen bzw. im violetten Bereich, da diese Umspannwerke direkt mit höheren Netzebenen verbunden sind. In Abbildung 6-3 ist die Energiebereitstellung für einen spezifischen Zeitschritt in Balkenform in MW dargestellt. Hier ist der hohe Anteil an Importstrom aus den höheren Netzebenen an den vorher benannten Bereichen klar erkennbar.

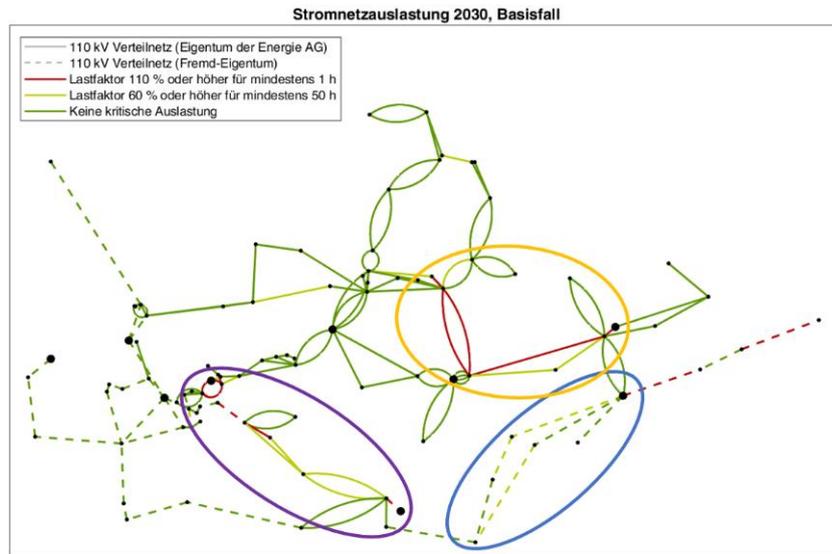


Abbildung 6-1: Leitungsauslastung Basisfall für das Berechnungsjahr 2030

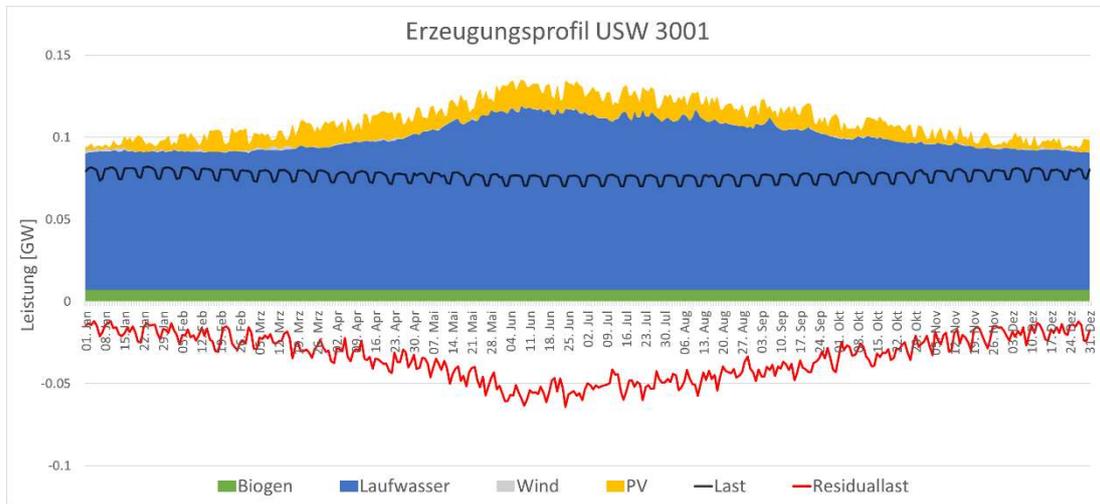


Abbildung 6-2: Erzeugungprofil und Residuallastlinie USW 3001

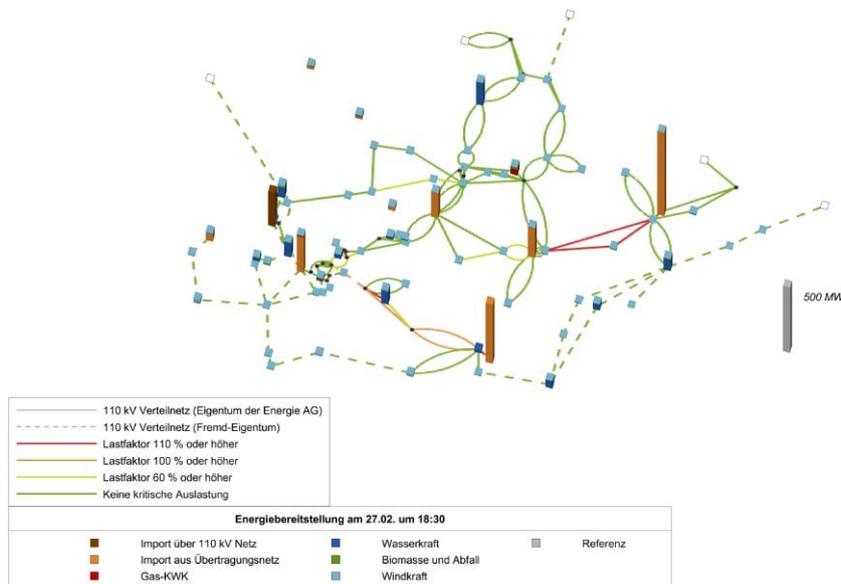


Abbildung 6-3: Darstellung der Energiebereitstellung für einen spezifischen Zeitschritt

6.1.2 Batteriespeicher

Im Rahmen der Methodik zur Integration von Batteriespeichern zur Entlastung der Stromnetzinfrastruktur ist für das Untersuchungsjahr 2030 eine Gesamtenergiemenge von 0,91 GWh_{el} an Batteriespeichern auf verschiedene USW-Bezirke verteilt worden. Wie in Abbildung 6-4 ersichtlich, sind die Auswirkungen dieser Batteriespeicher auf die Gesamtauslastung als überschaubar zu bewerten. Lediglich im in Abbildung 6-1 blau markierten Bereich lassen sich im Vergleich zum Basisfall minimale Entlastungen feststellen, die jedoch im kritischen Bereich bleiben. Die durch Leitungsüberlastungen auf den höheren Spannungsebenen verursachten Überlastungen, die in orange und violett markiert sind, bleiben unverändert.

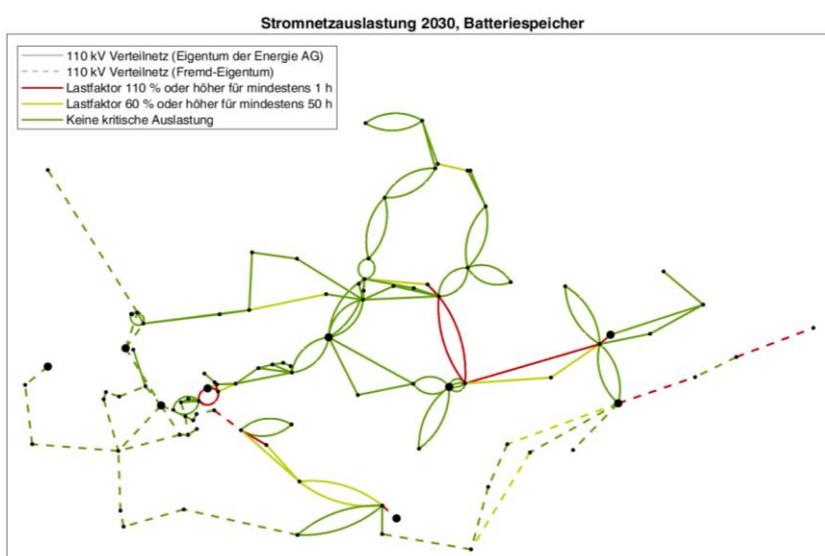


Abbildung 6-4: Leitungsauslastung Batteriespeicher für das Berechnungsjahr 2030

6.1.3 Power-to-Gas

Für das Jahr 2030 ist die Integration von Power-to-Gas Anlagen mit einem Gesamtenergiebedarf von 744,99 GWh_{el} geplant, die auf das Bundesland Oberösterreich verteilt werden. Im Vergleich zum in Abbildung 6-1 blau markierten Bereich zeigt sich eine deutliche Entlastung der Leitungen. Dies lässt sich vor allem durch die überwiegende erneuerbare Energieerzeugung aus Wasserkraft erklären, die kontinuierlich zu einer negativen Residuallast führt und somit umfangreiche Energiekapazitäten für den Betrieb von PtG-Anlagen bereitstellt, wie durch Abbildung 6-2 ersichtlich. Für die durch Leitungsauslastungen auf höheren Spannungsebenen bedingten Engpässe lässt sich keine signifikante Entlastung durch die installierten PtG-Anlagen erkennen.

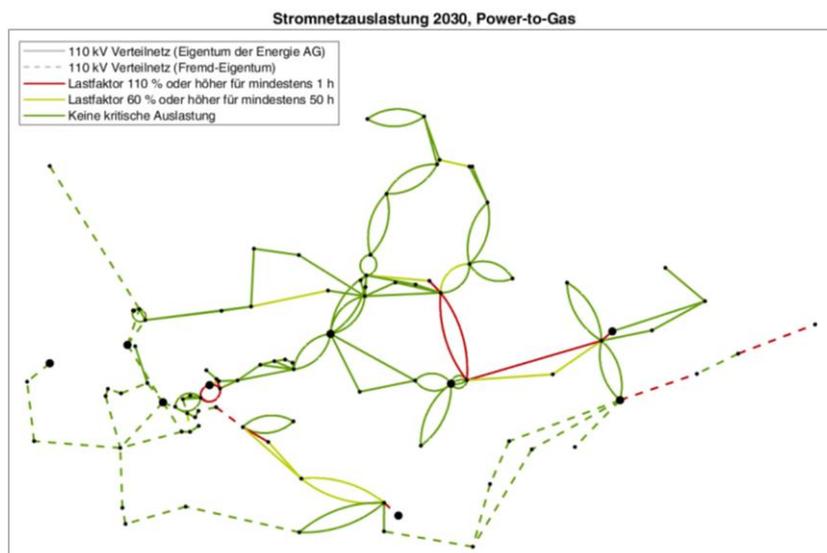


Abbildung 6-5: Leitungsauslastung Power-to-Gas für das Berechnungsjahr 2030

6.1.4 Power-to-Heat

Die mittels Power-to-Heat-Methodik installierten Anlagen mit einer Wärmeerzeugungskapazität von 68,10 GWh_{el} bewirken keine sichtbaren Entlastungen der in Abbildung 6-1 identifizierten Bottlenecks. Die prozentuale Auslastung der Leitungen bleibt nahezu unverändert, wie in Abbildung 6-6 dargestellt.

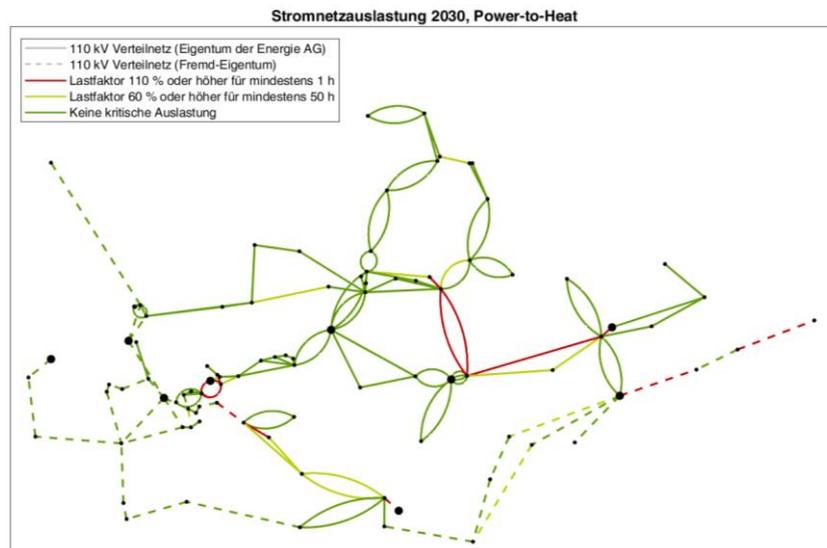


Abbildung 6-6: Leitungsauslastung Power-to-Heat für das Berechnungsjahr 2030

6.2 Ergebnisse Infrastrukturbetrachtung 2040

Für das Betrachtungsjahr 2040 werden, wie in Tabelle 6-2 dargestellt, folgende Energiemengen und Volllaststunden für die Hybridelemente angenommen, welche in den jeweiligen Unterkapiteln noch genauer erklärt werden:

	Energie/GWh _{el}	Minimale Volllaststunden/h
Batteriespeicher	1,07	-
Power-to-Gas	2 157,60	2 000
Power-to-Heat	215,14	2 000

Tabelle 6-2: Angenommene Energiemengen und Volllaststunden für das Berechnungsjahr 2040

6.2.1 Basisfall

In Abbildung 6-7 sind die Stromnetzauslastungen für den Basisfall für das Jahr 2040 dargestellt. Dabei entsprechen der violette und orange Auslastungsbereich den in Kapitel 6.1.1 beschriebenen Auslastungen. Die blau markierte Zone zeigt erneut eine Überlastung durch Überenergieerzeugung aus Wasserkraft, wie in Abbildung 6-8 dargestellt. Zusätzlich gibt es im schwarz markierten Bereich Auslastungen, die auf erhöhte Photovoltaik-Stromerzeugung zurückzuführen sind. Dies wird durch den hohen Anteil der PV-Stromerzeugung in Abbildung 6-10 verdeutlicht, die die Jahresenergieerzeugung und die Residuallastline anhand von Tagesmittelwerten von USW-Bezirk 3038 zeigt, der in dieser Zone liegt. Im grau markierten Bereich ist eine verstärkte Stromerzeugung aus einem Mix aus Windkraft und PV-Produktion feststellbar. In Abbildung 6-11 ist das Erzeugungsprofil von USW-Bezirk 3069 dargestellt. Hierbei ist der über das Jahr besonders stark schwankende Anteil der Windenergie zu erkennen, der speziell in den Winter- und Frühlingsmonaten einen erhöhten Anteil an der Gesamtenergieerzeugung dieses USW-Bezirks hat. Die verstärkte Leitungsproblematik durch PV im Jahr 2040 ist hauptsächlich auf den Agri-PV Ausbau zurückzuführen, wie bereits in Kapitel 4.1.3 erwähnt wurde. Im türkis markierten Bereich ist ebenfalls ein Bereich erkennbar, bei dem auf eine Netzüberlastung aufgrund von erneuerbarer Energieerzeugung zu schließen ist. Abbildung 6-9 zeigt einen USW-Bezirk der türkis markierten Zone mit einer ähnlichen Erzeugungsstruktur wie USW-Bezirk 3069 in Abbildung 6-11. Zusätzlich lassen sich die durch erneuerbare Energien bedingten Leitungsauslastungen durch die in Abbildung 5-11 in Kapitel 5.1 dargestellten Erzeugungszentren nachvollziehen.

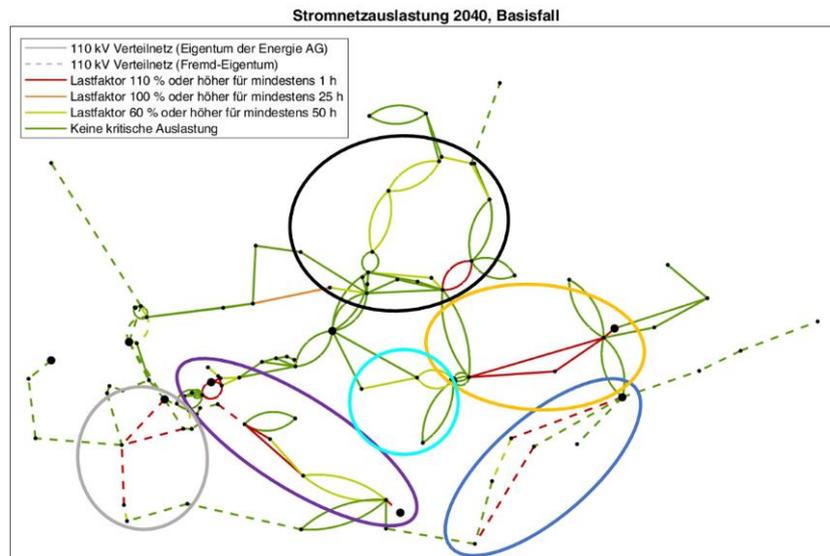


Abbildung 6-7: Leitungsauslastung Basisfall für das Berechnungsjahr 2040

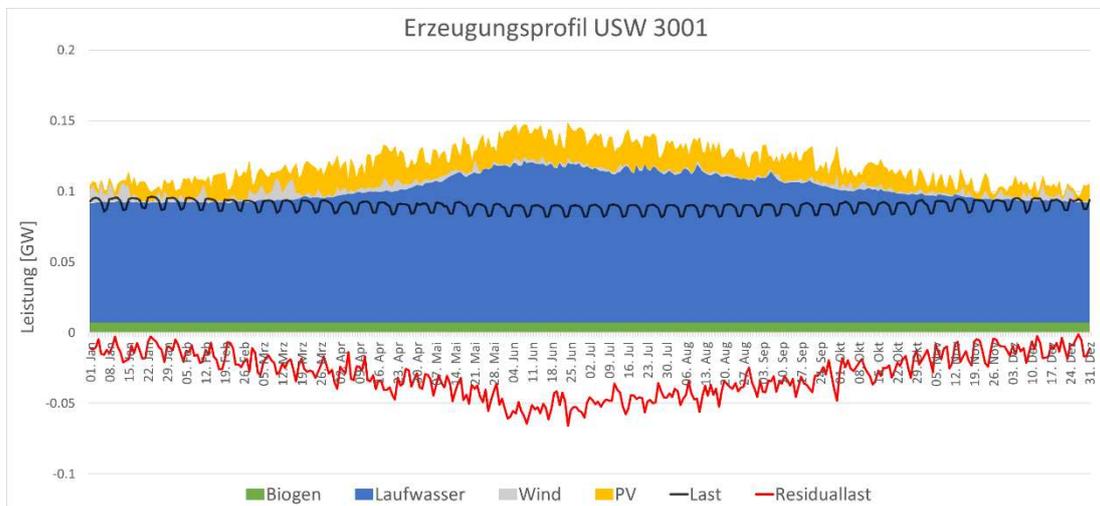


Abbildung 6-8: Erzeugungprofil und Residuallastlinie USW 3001

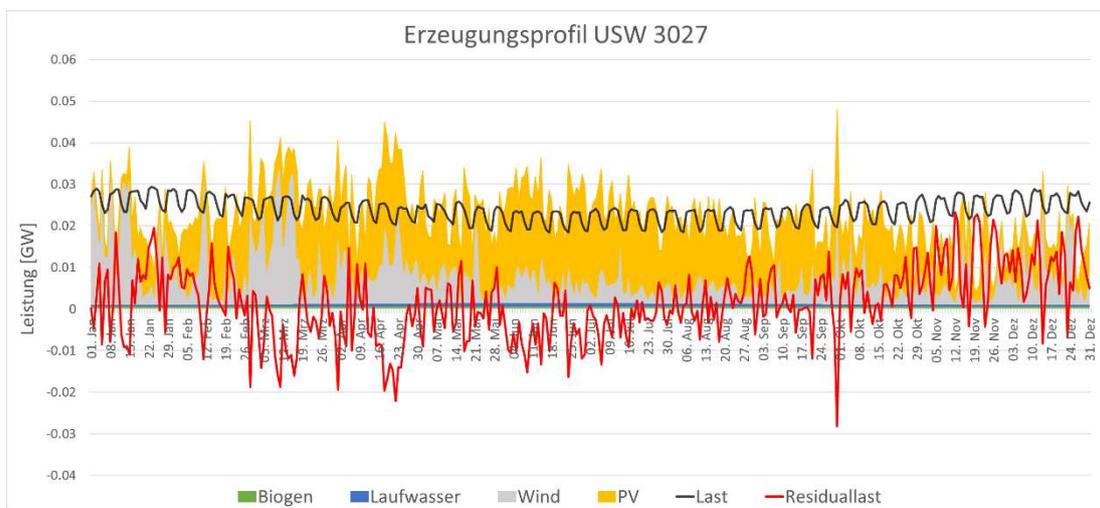


Abbildung 6-9: Erzeugungprofil und Residuallastlinie USW 3027

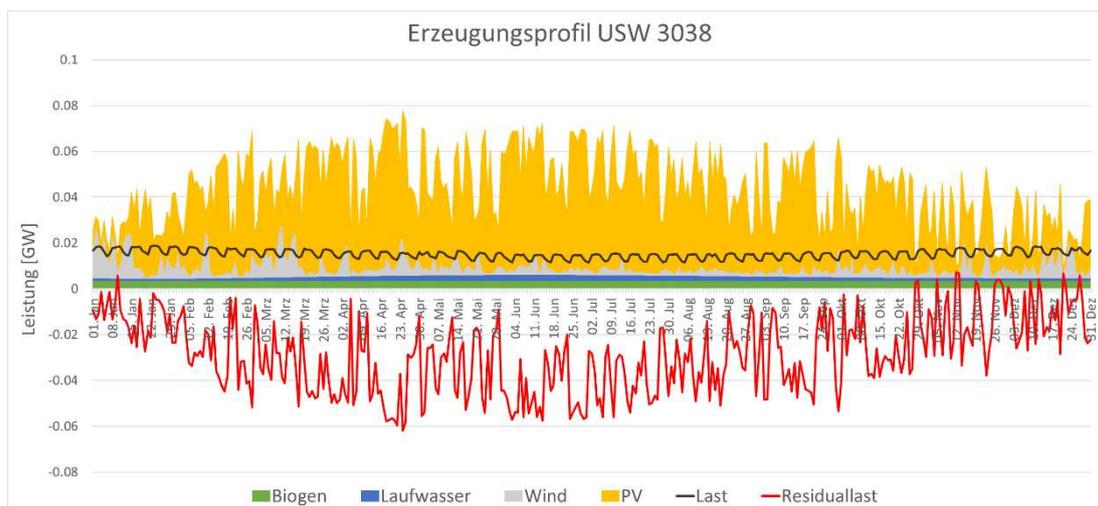


Abbildung 6-10: Erzeugungprofil und Residuallastlinie USW 3038

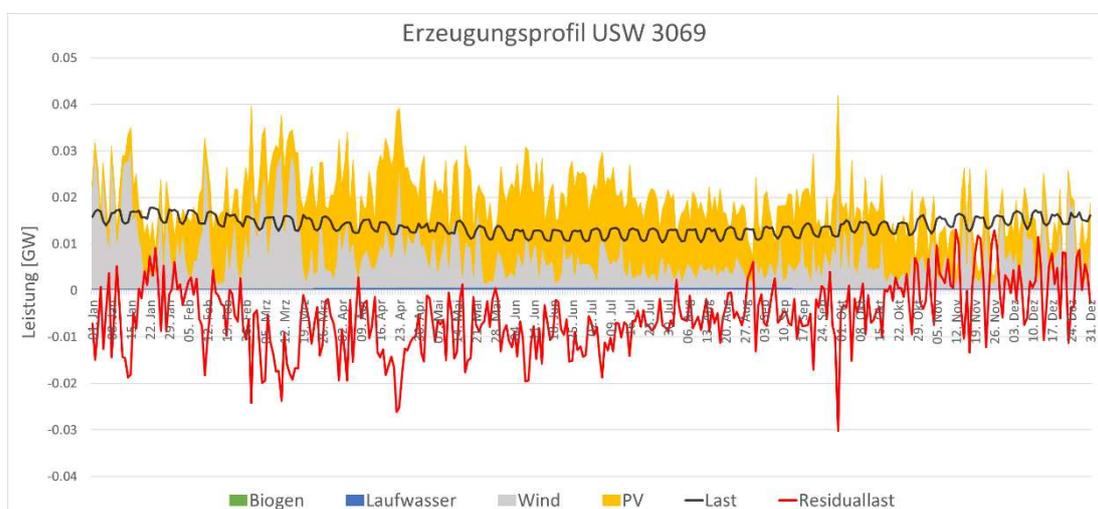


Abbildung 6-11: Erzeugungprofil und Residuallastlinie USW 3069

6.2.2 Batteriespeicher

Wie bereits in der Simulation der Batteriespeicher für das Jahr 2030, sind auch für das Jahr 2040, wie in Abbildung 6-12 dargestellt, im Vergleich zu den in Abbildung 6-7 markierten Bereichen nur geringfügige Verbesserungen der Leitungsauslastungen erkennbar. Die Netzüberlastungen des im Basisfall türkis markierten Bereichs können mittels der Batteriespeichermethode vollständig behoben werden. Die Netzüberlastungen des im Basisfall grau markierten Bereich zeigen eine leichte Verbesserung, befinden sich jedoch noch immer im kritischen Bereich. Für die Simulation wird eine Gesamtkapazität von 1,07 GWh_{el} an Batteriespeichern im Bundesland Oberösterreich angenommen. Die durch erneuerbare Energien induzierten Netzengpässe können dadurch nur zum Teil behoben werden; die durch Überlastungen der höheren Spannungsebenen verursachten Auslastungen werden kaum beeinflusst.

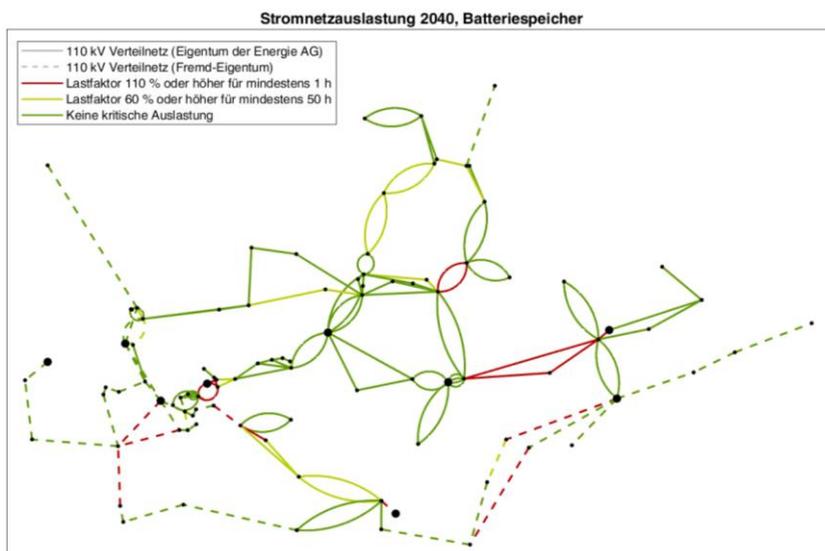


Abbildung 6-12: Leitungsauslastung Batteriespeicher für das Berechnungsjahr 2040

6.2.3 Power-to-Gas

Durch die Power-to-Gas-Methodik wird für das Untersuchungsjahr 2040 eine Gesamtenergiemenge von 2157,60 GWh_{el} auf ausgewählte USW-Bezirke im Bundesland Oberösterreich verteilt. Abbildung 6-13 zeigt dabei eine deutliche Entlastung der in Abbildung 6-7 blau, grau und schwarz markierten Überlastungsbereiche. Diese sind, wie in Abbildung 5-11 sichtbar, durch erneuerbare Energieerzeugung verursacht. Zusätzlich bestätigt sich dies durch die im Basisfall in Kapitel 6.2.1 dargestellten Energieerzeugungsprofile der jeweiligen USW-Bezirke, welche einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien aufweisen. Bei den Netzüberlastungen des im Basisfall türkis markierten Bereichs und bei den durch Leitungsauslastungen auf höheren Spannungsebenen bedingten Engpässen zeigen sich keine signifikanten Entlastungen.

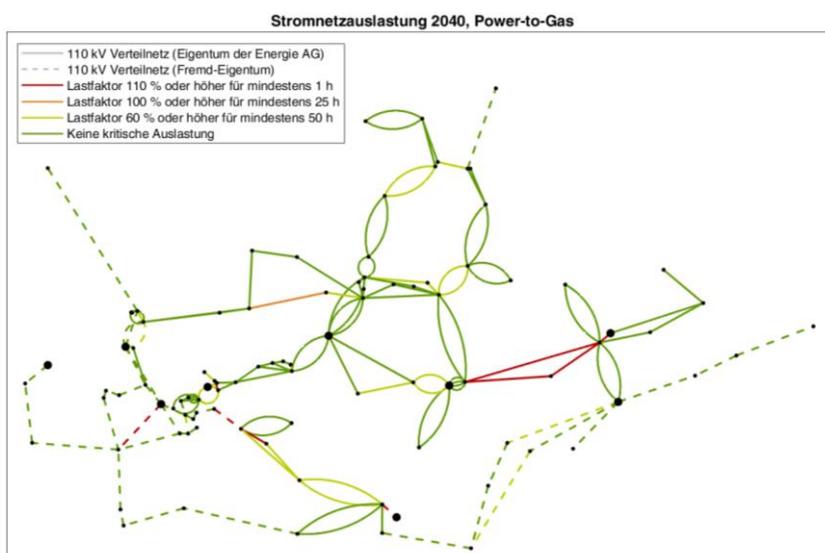


Abbildung 6-13: Leitungsauslastung Power-to-Gas für das Berechnungsjahr 2040

6.2.4 Power-to-Heat

Die Power-to-Heat-Methodik für das Jahr 2040 zeigt ebenfalls keine erkennbaren Entlastungen der in Abbildung 6-7 identifizierten Bottlenecks des elektrischen Energienetzes. Dabei werden Anlagen mit einer Gesamtwärmeerzeugungskapazität von 215,14 GWh_{el} installiert. Die Auslastung in den im Basisfall markierten Bereichen bleibt nahezu gleich, lediglich im grau markierten Bereich sind geringfügige Verbesserungen festzustellen, wie in Abbildung 6-14 dargestellt.

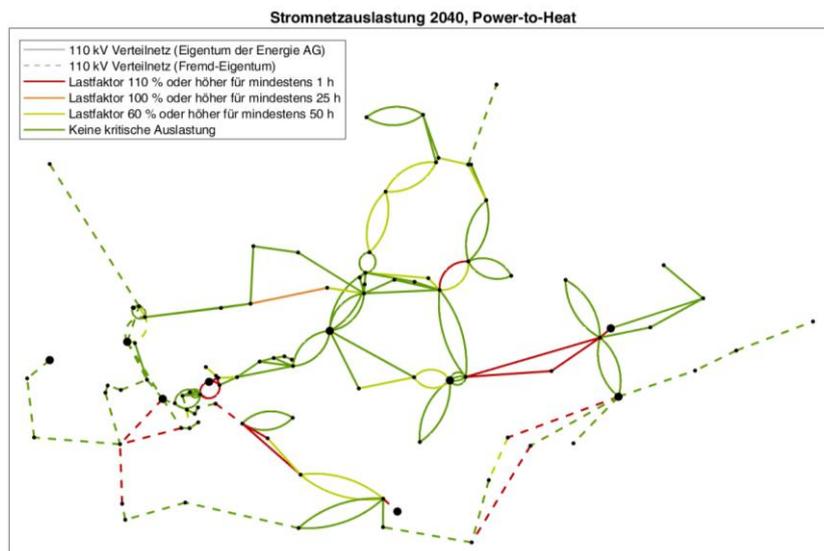


Abbildung 6-14: Leitungsauslastung Power-to-Heat für das Berechnungsjahr 2040

7 DISKUSSION

Das Ziel dieser Arbeit war die Untersuchung des Einflusses von sektorkoppelnden Hybridelementen zur Entlastung des zukünftigen oberösterreichischen elektrischen Verteilnetzes. Durch die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methodiken konnten die in Kapitel 6 beschriebenen Ergebnisse erzielt werden. Im gegenwärtigen Kapitel erfolgt anhand der in Kapitel 2 definierten Forschungsthemen eine Diskussion dieser Ergebnisse und eine Betrachtung der sich daraus ergebenden Auswirkungen.

7.1 Identifikation der infrastrukturellen Bottlenecks

Die örtliche und zeitliche Identifikation der infrastrukturellen Bottlenecks stützt sich auf die Erarbeitung der Energieerzeugungs- und -verbrauchsdaten, sowie der Netzinfrastruktur für die jeweiligen Berechnungsjahre und deren Integration in die Berechnungssoftware HyFlow. Dabei lässt sich feststellen, dass diese Integration über das Aufstellen von Zeitreihen und die Einbeziehung der geplanten Netzausbaumaßnahmen in das bestehende Stromnetz effektiv umgesetzt werden konnte. Es wurden jahresspezifische Unterscheidungen getroffen, die sich

am Maßnahmenkatalog des Stromnetz-Masterplans 2032 der oberösterreichischen Landesregierung orientieren. Diese dienen dazu, die Netzausbaupläne den jeweiligen Berechnungsjahren zuordnen zu können und damit in den jeweiligen Simulationen korrekte Abbildungen der Infrastruktur zu gewährleisten. Diese Infrastruktur bildet die Basis zur Einbettung der in den Zeitreihen aufgelösten Datensätze. Aus diesen Arbeiten konnten die in Kapitel 6 angeführten Ergebnisse der Basisfälle für 2030 und 2040 abgeleitet werden. Dabei zeigt sich bei grundsätzlicher Betrachtung dieser Ergebnisse, dass für beide Betrachtungsjahre zwei wesentliche Überlastungsarten der elektrischen Netzinfrastruktur existieren. Diese sind Überlastungen, die durch Überproduktion an erneuerbarer Energie entstehen und Netzengpässe, die durch die Auslastung der Netzkapazitäten der höheren Netzebenen bedingt sind. Die erzielten Ergebnisse können als realistische Grundlage für die weitere Entwicklung von Lösungsansätzen betrachtet werden, da sie sowohl aus den in Abbildung 5-11 dargestellten regionalisierten Energieerzeugungen als auch aus den in den Basisfällen in Kapitel 6 dargestellten Erzeugungsprofilen ableitbar sind.

7.2 Einfluss der entwickelten Lösungsmethodiken

Mit Hilfe der entwickelten Lösungsmethodiken, die auf den identifizierten infrastrukturellen Bottlenecks aufbauen, sollte versucht werden diese zu reduzieren oder die betroffenen Netzabschnitte idealerweise vollständig zu entlasten.

7.2.1 Einfluss der Batteriespeicher-Methodik

Im Rahmen des Einsatzes von Batteriespeichern wurde für das Jahr 2030 eine Gesamtenergiemenge von 0,91 GWh_{el} und für 2040 1,07 GWh_{el} eingesetzt. Im Projekt „InfraTrans2040“, ein thematisch ähnliches Projekt, das die Integration von Hybridelementen für ganz Österreich untersucht, wurden für das Jahr 2030 2,5 GWh_{el} und für 2040 11,8 GWh_{el} vorgesehen. Dieser Wert bezieht sich jedoch auf ganz Österreich und somit liegen die in diesem Projekt integrierten Werte bei 36,4 % bzw. 9,07 % der gesamtösterreichischen Werte. [48] Während der Wert für 2030 noch in einem erwartbaren Bereich liegt, so ist der Wert für 2040 niedriger als erwartet. Der geringere prozentuelle Anteil lässt sich vor allem durch die Begrenzung der Kapazitäten erklären. Die durch die Batteriespeicher entstehenden Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur sind generell als gering einzustufen, wie bereits in den Kapiteln 6.1.2 und 6.2.2 dargestellt. Die durch Batterien verursachten Entlastungen finden vor allem in den durch erneuerbare Energien induzierten Netzüberlastungsbereichen statt. Diese verringerten Auswirkungen lassen sich entsprechend auf den methodischen Ansatz zurückführen, der darauf beruht, dass für jeden Batteriespeicher jedes USW-Bezirk eine entsprechende Batteriekapazität und ein Batterieladestand definiert wird. Somit steht nicht in jedem Zeitschritt unbegrenzt Energie zum Ausgleich der Spitzen zur Verfügung. Dies wurde

eingeführt, um möglichst realistische Gegebenheiten mit einzubeziehen. Der Einfluss des Batterieladestands ist in einem Residuallastprofil in Abbildung 7-1 dargestellt. Hierbei sieht man das Abbauen der Last durch das Entladen der Batterie, bis zum Zeitpunkt, an dem die Batterie vollständig entladen ist und das Residuallastprofil wieder zum ursprünglichen Verlauf zurückkehrt.

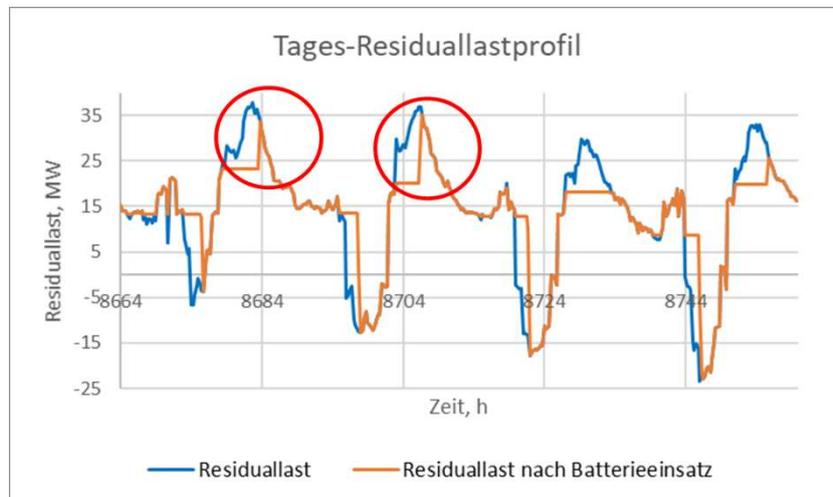


Abbildung 7-1: Darstellung des Residuallastprofil der Batteriemethodik

Ein weiterer Faktor, der zur Minderung des Effekts durch Batteriespeicher beiträgt, ist das Vorkommen von extrem hohen Last- und Erzeugungsspitzen. Diese würden zum Teil höhere Batteriekapazitäten erfordern, die jedoch aufgrund der Umsetzbarkeit begrenzt wurden.

7.2.2 Einfluss der Power-to-Gas-Methodik

Die Power-to-Gas-Methodik sieht für 2030 eine Gesamtenergiemenge von 744,99 GWh_{el} und für 2040 von 2157,6 GWh_{el} vor. Im Vergleich zum Projekt „Infratrans2040“ sind das 36,43 % für 2030 bzw. 16,60 % für 2040 der dort verorteten gesamtösterreichischen Energiemenge. Diese Werte liegen somit in einem nachvollziehbaren Bereich. Die Volllaststunden wurden in beiden Projekten mit 2 000 Stunden angenommen. [48] In beiden Betrachtungsjahren erzielten PtG-Anlagen in den durch erneuerbare Energien verursachten Überlastungsbereichen Entlastungen der elektrischen Netzinfrastruktur. Die Annahme der Volllaststunden der Anlagen stellt hierbei eine Größe dar, die den Effekt dahingehend noch verstärken könnte, würde diese mit einem niedrigeren Wert angenommen werden. Unter Berücksichtigung ökonomischer Aspekte wurden aber 2000 Volllaststunden angenommen. Besonders hervorzuheben ist, dass die Effekte von PtG-Anlagen aufgrund der Verteilung der erneuerbaren Energieerzeugungen in ganz Oberösterreich eine Maßnahme darstellt, die damit fast im gesamten Bundesland angewendet werden kann. Die durch die Methodik erreichte Verschiebung des gesamten Residuallastprofils ermöglicht vielfältige Möglichkeiten zur Steuerung von Energieerzeugungen, wie durch Abbildung 5-14 verdeutlicht. Ein

limitierender Faktor dieser Methode ist der Zugang zum Gasnetz. Dieser ist noch nicht in allen potentiellen PtG-Standorten verfügbar, da die entsprechende Anbindung noch nicht ausreichend vorangetrieben wurde. Alle die für diese Studie ausgewählten PtG-Standorte sind mit dem Gasnetz verbunden.

7.2.3 Einfluss der Power-to-Heat-Methodik

Zur Umsetzung der Power-to-Heat-Methodik wurden für das Betrachtungsjahr 2030 eine Gesamtenergiemenge von 68,1 GWh_{el} und für 2040 215,14 GWh_{el} zur Wärmebereitstellung vorgesehen. Im Vergleich zum gesamtösterreichischen Einsatz an PtH-Hybridelementen beim „InfraTrans2040“ Projekt, entspricht dies 27,24 % für 2030 und 61,47 % für 2040. Damit liegt der für PtH geplante Anteil höher als bei den anderen Hybridelementen. Für das Projekt „Energiezukunft für Oberösterreich“ wurden wiederum 2000 Volllaststunden der Anlagen angenommen. Im Vergleich zu 1200 Volllaststunden bei „InfraTrans2040“ entspricht dies 60% mehr. Die angewandte Methodik ähnelt der Methodik der Power-to-Gas Methode, jedoch wurde zusätzlich ein Abgleich mit dem vorhandenen Wärmebedarf der Betrachtungsjahre durchgeführt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Auswirkungen der installierten Anlagen minimal sind. Dies kann einerseits durch die geringe Übereinstimmung von Wärmeabnehmern und Energiebereitstellung erklärt werden. Andererseits ist auch die geringe Gesamtenergiemenge, verglichen mit der PtG-Methodik, ein ausschlaggebender Grund dafür. Besonders deutlich wird dies durch die in Abbildung 5-15 dargestellten nur geringfügigen Verschiebungen des Residuallastprofils. Die bereits in Kapitel 3.4.3 erwähnte Wärmenetzproblematik lässt zudem auch keine systematische Nutzung der erzeugten Wärme zu.

7.3 Technische Umsetzoptionen

Die Ergebnisse der Auswirkungen der Integration von Hybridelementen zur Netzentlastung haben gezeigt, dass diese nur teilweise zur Entlastung der Stromnetzinfrastruktur beitragen können. Speziell Power-to-Gas-Anlagen haben das Potential, Netzüberlastungen, die durch erneuerbare Energieerzeugung verursacht sind, stark zu reduzieren bzw. ganz zu beheben. Batteriespeicher können ebenfalls geringfügige Verbesserungen bringen, jedoch fallen diese Entlastungen nicht so stark aus wie z.B. bei PtG-Anlagen. Zusätzlich sind die Auswirkungen stark von den eingesetzten Kapazitäten und Erzeugungs- und Lastspitzen abhängig. Power-to-Heat-Anwendungen sind aufgrund der nicht geeigneten Kompatibilität der Wärmeabnahmeprofile und Stromerzeugungsprofile nicht vorrangig als sektorkoppelnde Elemente geeignet.

In dieser Arbeit wurde zwar von einer einzelnen Nutzung jedes Hybridelementes zur Netzentlastung ausgegangen doch vom Standpunkt der technologischen Umsetzung der

Integration dieser, ist eher von einem kombinierten Einsatz sektorkoppelnder Elemente auszugehen, um so bedarfsorientiert die richtigen Maßnahmen anhand der entsprechenden Netzengpässe setzen zu können.

Wie bereits in Kapitel 1 erwähnt, steigen durch die sich verändernden Rahmenbedingungen des Energiemarkts die Anforderungen an die Energienetzbetreiber, vor allem im Bereich der Leistungsfähigkeit der Netze. Diese umfasst sowohl die Betriebsweise als auch die Kapazität der Netze selbst. Der klassische Netzausbau ist deshalb ebenfalls als technische Umsetzungsmaßnahme zur Erhaltung der Leistungsfähigkeit der Netze zu betrachten. Wie bereits durch die Netzausbaupläne des Bundeslandes Oberösterreich im Zuge des Stromnetzmasterplans 2032 verdeutlicht, wird dieser bereits intensiv vorangetrieben, wobei dies insbesondere in neuralgischen Punkten von besonderer Bedeutung ist.

Eine weitere Maßnahme, die abgesehen vom klassischen Netzausbau und den Hybridelementen zur Anwendung kommt, ist die sogenannte Netztrennung. Diese beschreibt die Betriebsweise von 110 kV-Verteilernetzen. Das Verteilernetz wird in der sogenannten „gelöschten“ Betriebsweise betrieben. Das bedeutet, dass eine Stromleitung, die mit Wechselstrom betrieben wird, immer aus drei stromführenden Leitern besteht. Im Falle eines Erdkurzschlusses, also der Berührung eines Leiters mit der Erde, wird in einem Umspannwerk automatisch ein „Gegenstrom“ zu diesem Erdkurzschluss erzeugt. Dieser Gegenstrom entsteht durch eine Kompensationsspule. Das geschieht, um die Gefährdung von Personen und Tieren im Kurzschlussbereich zu minimieren. Bei einem Fehler kann somit der Fehlerstrom sicher in die Erde abfließen und der beim Fehler entstehende Lichtbogen wird automatisch gelöscht, ohne dass das gesamte Netz abgeschaltet werden muss. Allerdings stößt diese Betriebsweise an physikalische Grenzen, da ein gelöschtes Netz nur bis zu einer bestimmten Größe zuverlässig betrieben werden kann. Jenseits dieser Größe kann der Fehlerstrom durch Kompensation nicht mehr zuverlässig begrenzt werden. [95] In der Praxis ist dabei das Stromnetz so zu betrachten, als ob es aus mehreren kleinen Teilnetzen besteht. Diese sind von der gerade erwähnten Reichweite der Kompensationsanlagen abhängig. Durch zusätzliche Netztrennungen können nun weitere Teilnetze in der Netzinfrastruktur entstehen, um ungünstige Stromflüsse zu unterbinden. Netzengpässe, die durch Überlastungen auf den höheren Netzebenen entstehen, wie in den Basisfällen des Kapitel 6 erwähnt, können mit solchen Methoden gelöst werden. Allerdings sind solche Änderungen der Betriebsweisen in enger Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern durchzuführen. Speziell durch die aufgrund der Weiterentwicklung der Stromnetzinfrastruktur erhöhten Last- und Erzeugungsaufkommen, sowie regulativer Vorgaben, sind solche Maßnahmen bereits in Vorbereitung.

8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In Anbetracht des rasanten Wandels im Energiesektor steht die gesamte Branche vor enormen Herausforderungen. Das Ziel dieser Arbeit war daher die Identifikation von Netzengpässen im oberösterreichischen Verteilernetz und die Untersuchung der Auswirkungen von sektorkoppelnden Hybridelementen zur Netzentlastung der 110 kV-Netzebene. Die identifizierten Bottlenecks stellen dabei die Grundlage zur Erarbeitung der Möglichkeiten zur Netzentlastung dar.

Dabei konnten zwei grundsätzliche Problemstellungen identifiziert werden. Speziell im Betrachtungsjahr 2040 wird ein Teil der Netzüberlastung durch die Zunahme der erneuerbaren Energieerzeugung verursacht. Zum anderen resultieren die Netzengpässe in gewissen Zonen für beide Untersuchungsjahre aus Überlastungen des Übertragungsnetzes. Die Simulationen zeigten, dass Hybridelemente wie Power-to-Gas-Anlagen, aber auch Batteriespeicher zur Sicherung der Netzstabilität beitragen können. Besonders hervorzuheben sind PtG-Anlagen, die speziell bei Erzeugung von großen Mengen an erneuerbarer Energie zum Einsatz kommen können. Power-to-Heat-Elemente sind bei aktueller Wärmenetzinfrastruktur, wie anhand der erzielten Ergebnisse ersichtlich, keine Alternative.

Für die Zukunftsfähigkeit des Energienetzes ist jedoch mehr erforderlich als die bloße Integration einzelner Elemente zur Netzunterstützung. Ein kombinatorischer, bedarfsorientierter Einsatz von Hybridelementen in Verbindung mit altbewährten Methoden, wie dem kontinuierlichen Ausbau und der Modernisierung der bestehenden Stromnetzinfrastruktur, stellt ein solides Fundament dar. Durch die bessere Abstimmung der unterschiedlichen Netzbetreiber untereinander können zudem Verbesserungen durch effizienter betriebene Stromnetze bewirkt werden. Daher bedarf es zur Realisierung eines zukunftsfiten Energienetzes einer Vielzahl von Akteuren, um die entsprechenden Rahmenbedingungen zu schaffen.

Die für diese Arbeit verwendeten Annahmen und Modelle weisen jedoch auch gewisse Limitationen auf. Durch viele schwer abschätzbare Faktoren, wie z.B. politische Entscheidungen oder gesellschaftliche Dynamiken, können sich diese aber noch ändern und somit auch Auswirkungen auf die generierten Modelle haben. Die verwendeten Methodiken zur Behebung von Netzengpässen sind davon ebenfalls betroffen und sollen daher als Denkanstoß zur Umsetzung zukünftiger Ziele dienen. Nachfolgende Forschungsarbeiten könnten daher die im Rahmen dieser Masterarbeit identifizierten Bottlenecks als Ausgangsbasis zur kombinierten Anwendung von sektorkoppelnden Elementen zusammen mit altbewährten Maßnahmen und effizienterer Betriebsweise der Stromnetze verwenden.

Abschließend ist festzuhalten, dass die Erkenntnisse dieser Arbeit dazu beitragen, dass wichtige Entscheidungen zur strategischen Ausrichtung von Energienetzbetreibern getroffen werden können, um so ein zukunftsfähiges Energienetz zu gestalten bzw. zu betreiben.

9 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] ZAMG ZENTRALANSTALT FÜR METEOROLOGIE UND GEODYNAMIK: *Lufttemperatur — ZAMG*. URL <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/informationsportal-klimawandel/klimavergangenheit/neoklima/lufttemperatur>. – Aktualisierungsdatum: 2023-11-04 – Überprüfungsdatum 2023-11-04
- [2] BMK BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *2015 UN-Klimakonferenz in Paris (COP 21)*. URL https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/int_klimapolitik/klimaverhandlungen/2015_cop21_paris.html. – Aktualisierungsdatum: 2023-08-24 – Überprüfungsdatum 2023-08-24
- [3] BMK BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Die österreichische Klimaschutzstrategie/Politik*. URL https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/klimaschutz/1/Seite.1000310.html. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-07 – Überprüfungsdatum 2023-10-07
- [4] UBA: *Klimaschutzbericht 2021*. URL <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0776.pdf> – Überprüfungsdatum 2023-09-07
- [5] VDE: *Das Stromnetz der Zukunft*. In: *Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)* (2018-12-02)
- [6] LURZ, Alexander: *Modellierung von Energienachfrageszenarien für das Bundesland Oberösterreich als Wegweiser zur dekarbonisierten Energiezukunft*. Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Masterarbeit. 2023
- [7] BMK BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Nachhaltige Klimaschutz-Maßnahmen*. URL https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/agenda2030/bericht-2020/nachhaltigkeit.html. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-07 – Überprüfungsdatum 2023-10-07
- [8] OESTERREICHS ENERGIE: *Stromstrategie 2040*. URL https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2022/Stromstrategie_2040_29092022.pdf – Überprüfungsdatum 2023-10-10
- [9] STEINEGGER, Josef: *Modellierung und Optimierung des österreichischen Energiesystems*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Masterarbeit.

2021. URL
<https://pureadmin.unileoben.ac.at/ws/portalfiles/portal/7518465/AC16312124.pdf>
- [10] AGUERO, Julio Romero ; TAKAYESU, Erik ; NOVOSEL, Damir ; MASIELLO, Ralph: *Modernizing the Grid: Challenges and Opportunities for a Sustainable Future*. In: *IEEE Power and Energy Magazine* 15 (2017), Nr. 3, S. 74–83
- [11] FRITZ, Florian: *Stromnetzentlastung mittels Sektorkopplung in Gebieten mit hoher projektierte PV-Einspeisung am Fallbeispiel der Südsteiermark*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Masterarbeit. 2020
- [12] MANCARELLA, Pierluigi: *MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models*. In: *Energy* 65 (2014), S. 1–17
- [13] KIENBERGER, Thomas: *Energiesystemtechnik I*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Skriptum. 2022
- [14] STUDYLIX: *Exergie und Anergie: schnell und einfach erklärt · [mit Video]*. URL <https://studyflix.de/ingenieurwissenschaften/anergie-und-exergie-572>. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-18 – Überprüfungsdatum 2023-10-18
- [15] QUASCHNING, Volker: *Regenerative Energiesysteme : Technologie, Berechnung, Klimaschutz*. 11., aktualisierte Auflage. München : Hanser, 2022
- [16] SFC ENERGY: *Sekundärenergie | Glossar | Unterschiede zur Primärenergie*. URL <https://www.sfc.com/glossar/sekundaerenergie/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-08-29 – Überprüfungsdatum 2023-10-18
- [17] LAGLER, Mike Alexander: *Influence of Optimising Prosumers on Rural Distribution Networks*. Graz, TU-Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze. Doktorarbeit. 2021. URL https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/83b7d5e5-91ff-43e4-aa7a-6aa30ac5c9f1/Dissertationen/2021-05-14_Dissertation_Lagler_final.pdf
- [18] LAGLER, Mike Alexander: *IEAN - Hybride Energiesysteme*. URL <https://www.tugraz.at/institute/iean/forschung-dienstleistungen/erzeugung-uebertragung-und-verteilung-elektrischer-energie/hybride-energiesysteme/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-13 – Überprüfungsdatum 2023-10-13
- [19] [HTTPS://AUSTRIA-FORUM.ORG/](https://austria-forum.org/), Austria-Forum |.: *Dreiphasenwechselstrom | AustriaWiki im Austria-Forum*. URL <https://austria-forum.org/af/AustriaWiki/Dreiphasenwechselstrom>. – Aktualisierungsdatum: 2023-12-02 – Überprüfungsdatum 2023-12-02
- [20] KALTSCHMITT, Martin (Hrsg.); STREICHER, Wolfgang (Hrsg.); WIESE, Andreas (Hrsg.): *Erneuerbare Energien : Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 6., vollständig neu überarbeitete Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Vieweg, 2020

- [21] KIENBERGER, Thomas: *Energienetze II*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Skriptum. 2022
- [22] E-CONTROL: *Gasnetz - E-Control*. URL <https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz>. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-17 – Überprüfungsdatum 2023-10-17
- [23] GÜSSING ENERGY TECHNOLOGIES GMBH: *Biogas Netzeinspeisung: Netzebenen*. URL <https://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/biogasnutzung-netzeinspeisung/netzebenen.html>. – Aktualisierungsdatum: 2023-11-05 – Überprüfungsdatum 2023-11-05
- [24] BMK BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Fernwärme*. URL <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/fernwaerme.html>. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-17 – Überprüfungsdatum 2023-10-17
- [25] RICHARD BÜCHELE ; REINHARD HAAS ; MICHAEL HARTNER ; RICKI HIRNER ; MARCUS HUMMEL ; LUKAS KRANZL ; ANDREAS MÜLLER ; KARL PONWEISER ; BONNS MARIAN ; GRAVE, Katharina ; SLINGERLAND EWALD ; DENG YVONNE ; BLOK KORNELIS: *Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung*. Wien, 2015
- [26] BMK BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Interaktive Karte – Austrian Heat Map*. URL <https://austrian-heatmap.gv.at/karte/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-09-12 – Überprüfungsdatum 2023-10-17
- [27] ZAHORANSKY, Richard (Hrsg.); ALLELEIN, Hans-Josef (Hrsg.); BOLLIN, Elmar (Hrsg.); SCHELLING, Udo (Hrsg.); SCHWARZ, Harald (Hrsg.); WÖRSDÖRFER, Dominik (Hrsg.); FICHTER, Carsten (Hrsg.); ALLMENDINGER, Frank (Hrsg.); DEGLER, David (Hrsg.); KETTNER, Maurice (Hrsg.): *Energietechnik : Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. 9., überarbeitete und ergänzte Auflage. Wiesbaden, Heidelberg : Springer Vieweg, 2022 (Lehrbuch)
- [28] SCHMITZ, Karl W. (Hrsg.); SCHAUMANN, Gunter (Hrsg.): *Kraft-Wärme-Kopplung*. 4. Aufl. 2010. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2010 (VDI-Buch)
- [29] ROTH, Stefan (Hrsg.); RINK, STEVEN, OLIVERAS HENRI (Hrsg.); LEVACHER, Ralf (Hrsg.): *Power-to-Heat-Anlagen in Nahwärmenetzen zur Unterstützung der Elektrizitätsnetze*, 2018
- [30] ENERGIE, Wien: *Stärkste Großwärmepumpe Mitteleuropas pumpt in Wien*. In: *Wien Energie GmbH* (2022-02-20)
- [31] OTS.AT: *Mehr Grünes Gas im Gasnetz: Neue ÖVGW-Richtlinie ermöglicht bereits Wasserstoffanteil von 10 Prozent*. URL

- https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20210601_OTS0110/mehr-gruenes-gas-im-gasnetz-neue-oevgw-richtlinie-ermoeglicht-bereits-wasserstoffanteil-von-10-prozent. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-19 – Überprüfungsdatum 2023-10-19
- [32] DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR: *Systemlösung Power to Gas : Systemlösung Power to Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife*. URL https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9096_Fachbroschuere_Systemloesung_Power_to_Gas.pdf – Überprüfungsdatum 2023-10-19
- [33] STERNER, Michael; STADLER, Ingo (Mitarb.): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016
- [34] TÜV SÜD: *Power-to-X erklärt*. URL <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/klima-und-energie-info/power-to-x>. – Aktualisierungsdatum: 2023-11-05 – Überprüfungsdatum 2023-11-05
- [35] TREMEL, Alexander: *Electricity-based fuels*. Cham, Switzerland : Springer, 2018 (SpringerBriefs in applied sciences and technology)
- [36] BIEGGER, Philip (Hrsg.); MEDVED, Ana Roza (Hrsg.); LEHNER, Markus (Hrsg.); EBNER, Hannes Michael (Hrsg.); FRIEDACHER, Alfred (Hrsg.): *Methanisierung im Umfeld von „Power to Gas“*, 2016
- [37] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: *Stationäre Batteriespeicher – Stabilität und Flexibilität im Energiesystem - Fraunhofer ISE*. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/stationaere-batteriespeicher.html>. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-19 – Überprüfungsdatum 2023-10-19
- [38] WINSBERG, Jan ; HAGEMANN, Tino ; JANOSCHKA, Tobias ; HAGER, Martin D. ; SCHUBERT, Ulrich S.: *Redox-Flow-Batterien: von metallbasierten zu organischen Aktivmaterialien*. In: *Angewandte Chemie* 129 (2017), Nr. 3, S. 702–729
- [39] NEUMANN, Gerold: *Lithium Ion Secondary Batteries: State of the Art and Future Developments*. In: *Chemie Ingenieur Technik* 83 (2011), Nr. 11, S. 2042–2050
- [40] KORTHAUER, Reiner (Hrsg.): *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Berlin, Heidelberg : Springer Vieweg, 2013
- [41] LINDEN, David (Hrsg.): *Handbook of batteries*. 3. ed. New York, NY : McGraw-Hill, 2002 (McGraw-Hill handbooks)
- [42] KURZWEIL, Peter ; DIETLMEIER, Otto: *Elektrochemische Speicher : Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Rahmenbedingungen*. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage. Wiesbaden, Heidelberg : Springer Vieweg, 2018 (Lehrbuch)

- [43] BIEKER, Peter ; WINTER, Martin: *Lithium-Ionen-Technologie und was danach kommen könnte*. In: *Chemie in unserer Zeit* 50 (2016), Nr. 3, S. 172–186
- [44] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR UMWELT-, SICHERHEITS- UND ENERGIETECHNIK: *Redox-Flow-Batterien : Energiegroßspeicher der Zukunft?* URL <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/interviews/redox-flow.html>. – Aktualisierungsdatum: 2023-10-20 – Überprüfungsdatum 2023-10-20
- [45] COLTHORPE, Andy: *Sumitomo Electric brings 51MWh flow battery online in northern Japan*. In: *Energy-Storage.News* (2022-04-06)
- [46] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR CHEMISCHE TECHNOLOGIE ICT: *AE_Redox_Flow_Batterie_V03-1_de*. URL https://www.ict.fraunhofer.de/content/dam/ict/de/documents/medien/ae/AE_Redox_Flow_Batterie_V03-1_de.pdf – Überprüfungsdatum 2023-10-20
- [47] UMWELTBUNDESAMT: *Szenario WAM - NEKP Evaluierung*
- [48] LEHRSTUHL FÜR ENERGIEVERBUNDTECHNIK AN DER MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN ; INSTITUT FÜR ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT UND ENERGIEINNOVATION AN DER TU GRAZ ; ÖSTERREICHISCHES WIRTSCHAFTSFORSCHUNGSINSTITUT WIFO: *InfraTrans2040 - Methodikdokument : Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich*. 2023
- [49] AUMENTOO: *Top-Down vs. Bottom-Up Strategie - Innovation Wiki - aumentoo GmbH*. URL <https://www.aumentoo.com/de/innovationswiki/topdown-vs-bottomup/>. – Aktualisierungsdatum: 2022-03-02 – Überprüfungsdatum 2023-09-06
- [50] BINDERBAUER, Paul Josef ; KIENBERGER, Thomas ; STAUBMANN, Thomas: *Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors via a bottom-up approach*. In: *Journal of Cleaner Production* 331 (2022), S. 130024
- [51] STATISTIK AUSTRIA: *Metainformationen zur Nutzenergieanalyse*. Wien, 01.07.2020
- [52] ÖSTERREICHISCHE RAUMORDNUNGSKONFERENZ: *ÖROK-Bevölkerungsprognose 2018*. 2018
- [53] STATISTIK AUSTRIA: *Physische Energieflussrechnungen*. 2022
- [54] STATISTIK AUSTRIA: *Leistungs- und Strukturhebung*. 2022
- [55] ÖNACE. URL <https://www.usp.gv.at/lexikon/oenace.html>. – Aktualisierungsdatum: 2023-09-05 – Überprüfungsdatum 2023-09-07
- [56] APCS POWER CLEARING AND SETTLEMENT AG: *Synthetische Lastprofile : Prognose von Verbrauchswerten mittels Lastprofilen*. URL <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>. – Aktualisierungsdatum: 2021-05-04 – Überprüfungsdatum 2021-05-04

- [57] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT: *BDEW/VKU/GEODE Leitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. 2018
- [58] ZAMG ZENTRALANSTALT FÜR METEOROLOGIE UND GEODYNAMIK: *Einstrahlungsmessdaten und Temperaturmesswerte*. 2020
- [59] VOPAVAL, Julia ; BERGMANN, Ulrich ; KIENBERGER, Thomas: *Synergies between e-Mobility and Photovoltaic Potentials—A Case Study on an Urban Medium Voltage Grid*. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 15, S. 3795
- [60] VOPAVAL, Julia ; THORMANN, Bernd ; KIENBERGER, Thomas: Development of a model for power grids based on the cellular approach for an optimum integration of electric charging infrastructure. In: *1st E-Mobility Power System Integration 2017*.
- [61] STATISTIK AUSTRIA: *KFZ Bestandsdaten*. 2020
- [62] STATISTIK AUSTRIA: *Mikrozensus 2019/2020*. 2019
- [63] UMWELTBUNDESAMT: *Emissionsfaktoren für Verkehrsmittel*. 2020
- [64] STATISTIK AUSTRIA: *Fahrten im Straßengüterverkehr ab 2006*. 2020
- [65] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Union Registry ETS*. 2020
- [66] SEJKORA, Christoph ; KÜHBERGER, Lisa ; RADNER, Fabian ; TRATTNER, Alexander ; KIENBERGER, Thomas: *Exergy as criteria for efficient energy systems – Maximising energy efficiency from resource to energy service, an Austrian case study*. In: *Energy* 239 (2022), S. 122173
- [67] UMWELTBUNDESAMT: *Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050 : Synthesebericht 2017*. 2017
- [68] LAND OBERÖSTERREICH: *Oö. Windkraft-Masterplan 2017*. 2017
- [69] LAND OBERÖSTERREICH: *OÖ Photovoltaik Strategie 2030 : Version 2022*. 2022
- [70] SEJKORA, Christoph ; KÜHBERGER, Lisa ; RADNER, Fabian ; TRATTNER, Alexander ; KIENBERGER, Thomas: *Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems—A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exergy Demand and Renewable Exergy Potential*. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 4, S. 843
- [71] GAUGL, Robert ; KLATZER, Thomas ; BACHHIESL, Udo ; WOGGRIN, Sonja ; JODL, Stefan: *GIS-based optimization – achieving Austria’s 2030 wind energy target*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 138 (2021), Nr. 8, S. 590–596
- [72] BUNDESVERBAND GEOTHERMIE: *Potenzial, geothermisches - Tiefe Geothermie*. URL <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/p/potenzial->

- geothermisches-tiefe-geothermie.html. – Aktualisierungsdatum: 2023-08-31 –
Überprüfungsdatum 2023-08-31
- [73] BLOME, Pamela ; DUNCKER TJARK ; PATAUNER, Elisabeth ; RIEDEL, Johannes ; RABENEICK NILS ;
EBENBICHLER, Rupert: *Photovoltaik-Freiflächenpotenzial in Tiro : Photovoltaik-
Freiflächenpotenzial in Tirol – GIS-basierte Abschätzung der Photovoltaik-
Freiflächenpotenziale in Tirol*. Innsbruck
- [74] FECHNER, Hubert: *Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in
Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer
Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können : mit Fokus auf bis 2030
realisierbare PV-Potentiale im Gebäudesektor und technische Potentiale auf anderen
Flächen*. 2020
- [75] KIENBERGER, Thomas ; WALLNER, Stefan ; VOUK, Thomas ; LURZ, Alexander ; NAGOVNAK, Peter
; MOSER, Lukas: *Energiezukunft Oberösterreich : Energieszenarien und integrierte
Infrastrukturanalyse für das zukünftige Energiesystem Oberösterreichs*. Leoben, 2023
- [76] TRUMMER: *Photovoltaik in der Landschaft*. URL <https://pvaustria.at/pvlandschaft/>. –
Aktualisierungsdatum: 2018-11-12 – Überprüfungsdatum 2023-09-01
- [77] IG WINDKRAFT: *Windrad-Landkarte*. URL
[https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1055](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055) – Überprüfungsdatum 2023-07-05
- [78] STATISTIK AUSTRIA: *Gesamtenergiebilanz Oberösterreich*. 2022
- [79] PFENNINGER, Stefan ; STAFFEL, Iain: *Renewables.ninja*. URL <https://www.renewables.ninja>
– Überprüfungsdatum 2023-07-05
- [80] OESTERREICHS ENERGIE: *Kraftwerkskarte*. URL
<https://oesterreichsenergie.at/kraftwerkskarte> – Überprüfungsdatum 2023-07-05
- [81] GREIML, Matthias ; FRITZ, Florian ; STEINEGGER, Josef ; SCHLÖMICHNER, Theresa ; WOLF
WILLIAMS, Nicholas ; ZAGHI, Negar ; KIENBERGER, Thomas: *Modelling and
Simulation/Optimization of Austria's National Multi-Energy System with a High Degree
of Spatial and Temporal Resolution*. In: *Energies* 15 (2022), Nr. 10, S. 3581
- [82] PÖYRY: *Wasserkraftpotenzialstudie Österreich - Aktualisierung 2018*. 2018
- [83] BÖCKL, Benjamin ; GREIML, Matthias ; LEITNER, Lukas ; PICHLER, Patrick ; KRIECHBAUM, Lukas ;
KIENBERGER, Thomas: *HyFlow—A Hybrid Load Flow-Modelling Framework to Evaluate the
Effects of Energy Storage and Sector Coupling on the Electrical Load Flows*. In: *Energies*
12 (2019), Nr. 5, S. 956

- [84] WIKIPEDIA: *Matlab*. URL
<https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Matlab&oldid=234340391>. –
Aktualisierungsdatum: 2023-06-05 – Überprüfungsdatum 2023-09-11
- [85] ZIMMERMAN, Ray Daniel ; MURILLO-SANCHEZ, Carlos Edmundo ; THOMAS, Robert John:
*MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems
Research and Education*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26 (2011), Nr. 1, S. 12–
19
- [86] ZIMMERMAN, Ray D. ; MURILLO-SÁNCHEZ, Carlos E.: *MATPOWER* : Zenodo, 2019
- [87] OTTMANN, Th.: *Algorithmische Geometrie - Das Voronoi Diagramm*. URL
<https://algo.informatik.uni-freiburg.de/bibliothek/books/ad-buch/k7/slides/11.pdf> –
Überprüfungsdatum 2023-09-12
- [88] ALEJANDRO NAVARRO ; HUGH RUDNICK: *Large-Scale Distribution Planning—Part II:
Macro-Optimization With Voronoi's Diagram And Tabu Search*. In: *IEEE TRANSACTIONS
ON POWER SYSTEMS* (2009), Nr. 24, S. 752–758. URL
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016594>
- [89] GREIML, Matthias: *Modelling, Simulation and Optimisation of Grid-Based Multi-Energy
Systems Considering Different Spatial Resolutions*. Leoben, Montanuniversität Leoben,
Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Doktorarbeit. 2022
- [90] LAND OBERÖSTERREICH: *Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2032*. 2023
- [91] MARKETING: *Merit-Order: Was ist das und welche Auswirkungen hat dies auf die
Energiepreise?* In: *Tengelmann Energie* (2022-11-10)
- [92] SCHRÖDER, Tim: *Wie bleibt unser Stromnetz stabil?* In: *Spektrum.de* (2018-05-28)
- [93] *Phänomen zur vollen Stunde*. URL
[https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2021/Ph%C3%A4nomen-zur-
vollen-Stunde.html](https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2021/Ph%C3%A4nomen-zur-vollen-Stunde.html). – Aktualisierungsdatum: 2023-09-06 – Überprüfungsdatum 2023-
09-20
- [94] VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN (VKU): *FLEXIBILITÄT IN DER ENERGIEWENDE :*
Werkzeugkasten für Gas-VNB. 2018
- [95] ENERGIEAG: *Betriebsweise gelöschttes Netz*. URL
<https://www.hochspannungsblog.at/wissenswertes/betriebsweise/geloeschtes-netz>. –
Aktualisierungsdatum: 2023-10-30 – Überprüfungsdatum 2023-10-30