



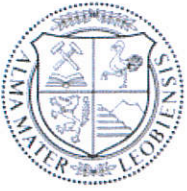
Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit

Räumlich und zeitlich aufgelöste
Energieszenarien für ein klimaneutrales
Österreich - Schnittstelle zwischen
Energieszenarien und Netzsimulation

Thomas Vouk, BSc

Juli 2024



EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, den Einsatz von generativen Methoden und Modellen der künstlichen Intelligenz vollständig und wahrheitsgetreu ausgewiesen habe, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich den Satzungsteil „Gute wissenschaftliche Praxis“ der Montanuniversität Leoben gelesen, verstanden und befolgt habe.

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

Datum 01.07.2024

Unterschrift Verfasser/in
Thomas Vouk

KURZFASSUNG

Im Rahmen des „European Green Deal“ setzt sich die Europäische Union das Ziel, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Diese ambitionierte Vorgabe stellt das europäische Energiesystem vor großen Herausforderungen. Wie der damit verbundene Transformationspfad ausschauen soll, ist aktuell Stand der Forschung. Szenarien basierte Sensitivitätsanalysen bilden eines der zentralen Werkzeuge dieser strategischen Energieplanung.

Energieszenarien verfügen dabei in der Regel über keine räumliche und zeitliche Auflösung. Die Überleitung der Energiebilanz eines Szenarios zu den für die Berechnung von Leitungsinfrastruktur erforderlichen Parametern, bildet das zentrale Thema dieser Arbeit.

Dieser Prozess erfolgt auf Basis eines Datenbankmodells, welches die zeitlichen Energiemengenänderungen der Energieszenarien, Last- und Erzeugungsprofile, die Netzinfrastruktur, Wetterdaten, die Betriebsstrategien der flexiblen Elemente sowie die konjunkturellen und demografischen Veränderungen der Gesellschaft abbildet.

Welche sektorspezifischen Maßnahmen einen positiven oder negativen Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad des Energiesystems haben, kann mit einem exergetischen Optimierungsmodell einer vorhergehenden Arbeit bewertet werden. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte die Weiterentwicklung des bereits vorhandenen Modells um zusätzliche Flexibilitätsoptionen, mit denen ein angepasstes Nutzerverhalten sowie zusätzliche Energieträger in die Berechnung von Fahrweisen für steuerbare Elemente des Energiesystems implementiert wurden.

ABSTRACT

Based on the “European green deal”, the European Union has set itself the goal to achieve climate neutrality by 2050. This ambitious goal presents major challenges for the energy system. What this transformation path look like, is currently the state of research. As a tool for strategic long-term energy planning, scenario-based sensitivity analysis has established themselves as a proven method.

The transition scenarios, which are considered in guidelines, ordinances and laws to data for the calculation of grid infrastructure is the central topic of this work.

The reduction of this discrepancy is carried out on the basis of a database model.

The model must consider the developments of the energy scenarios, the grid infrastructure, weather conditions, flexibility strategies as well as economic and demographic changes of the society.

Grid simulations require a high degree of temporal and spatial resolution in order to make reliable statements about potential bottlenecks in the energy system. As a preventive measure against the occurrence of potential bottlenecks, infrastructure expansion must be planned in the long term, taking external influencing parameters into account.

The influence of sector-specific measures on the overall efficiency on the energy system can be evaluated by using an exergetic optimization model from a previous study. As part of this work, this model was further developed to include additional flexibility options, which describe user behavior in the calculation of driving modes for controllable elements of the energy system. Finally, the range of energy sources was expanded and further storage elements were implemented.

VORWORT

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich im Laufe meiner Studienzeit unterstützt haben. Mein Dank gilt besonders meinen Eltern, Gabriele und Christian, welche mir mein Studium zu großen Teilen finanziert haben und bei meiner Freundin Bettina Ratz, welche mich während des Verfassens dieser Arbeit unermüdlich unterstützt hat.

Die Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Primärenergieträgern und die damit verbundenen CO₂-Emissionen stellen die Menschheitsfamilie vor eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Diese Aufgabe ist für einen Allein nicht bewältigbar. Umso mehr freut es mich mit dem Kollegen des Lehrstuhls für Energieverbundtechnik ein Team gefunden zu haben, mit denen wir gemeinsam für dieses Ziel arbeiten.

Besonders bedanken möchte ich mich hierbei bei meinen Bürokollegen Dipl.Ing. Stefan Wallner und Herrn Dipl.-Ing. Josef Steinegger. Abschließend gilt mein Dank meinem Betreuer Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing.Dr.techn.Thomas Kienberger, der durch seinen Einsatz und sein Engagement es erst ermöglicht hat, dass in Leoben, Fragestellungen, wie die in dieser Arbeit bearbeitete, überhaupt thematisiert werden.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
2	Aufgabenstellung	3
2.1	Vorgehensweise.....	3
3	Theoretischer Hintergrund	4
3.1	Gesetzliche Rahmenbedingungen	4
3.2	Strategische Energieplanung	5
3.2.1	Strom und Gasnetz: Ten-Year Network and Development Plan (TYNDP)	5
3.2.2	Strom- und Gasnetz: Österreichischer integrierter Netzinfrastrukturplan	6
3.2.3	Stromnetz: Netzentwicklungsplan des Regelzonenführers -NEP	8
3.2.4	Gasnetz: Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)	10
3.3	Nationale Energieszenarien	11
3.3.1	WAM-Szenario Umweltbundesamts (NEKP).....	11
3.3.2	Transition Szenario Umweltbundesamt (ÖNIP)	12
3.3.3	NEFI-Industrie Szenarien	14
4	Schnittstellen zum Datenbankmodell	16
4.1	StatCube- Statistische Datenbank	16
4.2	Ganymed: Generator für synthetische Industrielastprofile.....	17
4.3	BDEW SigLinDe: Generator für synthetische Wärmelastprofile	19
4.4	Lastprofil-Modellierung für den Sektor „Verkehr“	23
4.5	Aufbringungsprofile für erneuerbare Erzeugung.....	25
4.6	Low carbon Expansion Generation Optimization (LEGO)-Model.....	27
4.7	Open energy modelling Framework (OEMOF)	28
4.8	Netzsimulation	31
4.8.1	HyFlow (Matpower).....	31
5	Verwendung des Datenmodells	33
5.1	Datenbankmanagementsystem	34
5.2	Datenbankmanagementsystem PostGreSQL	35
5.2.1	Datenbankverwaltungsprogramm PgAdmin	35
5.2.2	Räumliche Erweiterung PostGIS	36
5.3	PostGreSQL-Datenbank Modell „InfraTrans“	37
5.4	Programmablauf für die Berechnung von zeitlich und räumlich aufgelösten Energieszenarien	38
5.5	Grafische Benutzeroberfläche des Datenmodells	39

5.5.1	Zugang zum Datenbanksver.....	39
5.5.2	Räumliche Auflösung.....	40
5.5.3	Flächenverschneidung für USW-Bezirke	42
5.6	Datenimport	45
5.7	Zeitlichen Auflösung.....	46
5.8	Sektorenspezifische Regionalisierung	47
5.8.1	Öffentliche und private Dienstleistungen	47
5.8.2	Private Haushalte	50
5.8.3	Verkehr.....	53
5.8.4	Industrie	55
5.9	Aufbringung.....	58
5.9.1	Biomasse für elektrische Aufbringung	59
5.9.2	PV-Potentiale	60
5.9.3	Wasserkraftpotentiale	61
5.9.4	Windkraft-Potentiale	64
5.10	Leistungsmatrix – Berechnung der räumlich aufgelösten Residuallast	65
6	Ergebnisse der Modellerweiterung	69
6.1	Optimierungsmodell	69
6.2	Randbedingungen der Modellierung	71
6.3	Gegenüberstellung von Aufbringung und Bedarf.....	73
6.4	Modellanpassungen	76
6.4.1	Import/Export-Methodik	76
6.4.2	Unternehmenseigene Kraftwerke	77
6.4.3	Batteriespeichergekoppelte PV-Anlagen	78
6.4.4	Lastverschiebung der Elektromobilität	81
6.4.5	Demand Side Management	83
6.5	Regionalisierung der Flexibilitätspotentiale	84
6.6	Betriebsweise für Elektrolyseure	87
6.7	Ergebnis der Optimierung nach der Modellanpassung	89
7	Diskussion der Ergebnisse.....	94
8	Zusammenfassung und Ausblick.....	98
8.1	Zusammenfassung.....	98
8.2	Ausblick	99

Inhaltsverzeichnis

8.2.1	Weiterentwicklung der InfraTrans-Datenbank.....	99
8.2.2	Weiterentwicklung des Optimierungsmodells	100
8.2.3	Zukünftige Forschungsfragen	100
9	Literaturverzeichnis	101
10	Anhang.....	109
10.1	Tabellen der InfraTrans-Datenbank	110

NOMENKLATUR

Abkürzungen

ACID	Atomicity, Consistency, Isolation, Durability
AGGM	Austrian Gas Grid Management
APG	Austrian Power Grid
BEEV	Bruttoendenergieverbrauch
BIV	Bruttoinlandsverbrauch
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität
DSM	Demand Side Management
EEV	Energetischer Endverbrauch
ELWOG	Elektrizitäts- Wirtschafts- und Organisationsgesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operator for Electricity
ETS	European Trading System
EU	Europäische Union
GKZ	Gemeindekennziffer
Gth	Gas to Heat
GtPH	Gas to Power & Heat
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
ICT	Information and Communication Technologies
LEGO	Low-carbon Expansion Generation Optimization
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
Mt CO ₂ -äq	Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalent
NACE	Europäische Systematik der Wirtschaftszweige
NEKP	Nationaler Energie und Klimaplan
OEMOF	Open Energy Modelling Framework
OLI	Österreichische Luftschadstoff-Inventur
ÖNIP	Integrierter Netzinfrastruktur Plan

öROK	österreichischen Raumordnungskonferenz
PCI	Project of Common Interest
PKW	Personenkraftwagen
PtGH	Power to Gas&Heat
Pth	Power to Heat
QGIS	Quantum-Geoinformationssoftware
RED III	Dritte Erneuerbare Energie Richtlinie
SLP	Standardlastprofil
SNF	Schweres Nutzfahrzeug
TAG	Trans Austria Gasleitung
THG	Treibhausgas
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt
USW	Umspannwerk
VtG	Vehicle to Grid
WAG	West Austria Gasleitung
WAM	With Additional Measures
WEM	With existing Measures

Indizes

η	Umwandlungswirkungsgrad
ϑ	Tagesisttemperatur der Siglinde-Funktion
ϑ_0	Referenztemperatur des Sigmoid-Anteils der Siglinde Funktion
η_{EX}	Exergetischer Gesamtwirkungsgrad
$EX_{verlust}$	Exergieverluste

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Überblick über das Forschungsgebiet der strategischen Energieplanung [4]	2
Abbildung 3-1 Ablaufdiagramm des TYNDP-Prozesses [20]	6
Abbildung 3-2 Betrachtungsraum und Systemgrenzen des integrierten Netzinfrastrukturplans [14].....	7
Abbildung 3-3 Ausbaukorridore des integrierten Netzinfrastrukturplans [14]	7
Abbildung 3-4 Einordnung des Datenmodells in der ÖNIP-Methodik (aufbauend auf Abbildung 43 in [14])	8
Abbildung 3-5: Zusammenhänge zwischen NEP- und TYNDP-Prozess [23]	9
Abbildung 3-6: Projektübersicht des Netzentwicklungsplans 2023 [11]	10
Abbildung 3-7: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Sektoren im Szenario WAM 1990-2050 [27]	11
Abbildung 3-8: Entwicklung der THG der Sektoren im Szenario Transition von 1990-2050 [27].....	13
Abbildung 3-9: Gegenüberstellung der NEFI-Szenarien BAU(oben), POI(Mitte) und ZEM (unten) von 2017-2050 [33].....	15
Abbildung 4-1: Überblick zu den Schnittstellen der Datenbank zu bestehenden Modellen	16
Abbildung 4-2 Methodik für den Prozess der Lastprofilgeneration mit Ganymed [38]	17
Abbildung 4-3 Zusammensetzung der SigLinDe-Formel [40].....	19
Abbildung 4-4: Schema zur Ableitung der SigLinDe- Profile [40].....	21
Abbildung 4-5: Wirkungsweise des Sigmoid-Anteils der SigLinDe-Funktion [40].....	21
Abbildung 4-6: Wirkungsweise des Regressionsgeradenpaars vom linearen Anteil der Funktion [40] ...	22
Abbildung 4-7: Temperaturabhängigkeit der SigLinDe-Lastprofile.....	22
Abbildung 4-8: Beschreibung der Modellierung einer Verkehrskette (aufbauend auf [43])	23
Abbildung 4-9: Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Generierung von Lastprofilen [43]	24
Abbildung 4-10 Zeigt die Ausrichtung der PV-Anlagen Nach Längen und Breitengraden bzw. Himmelsrichtungen [48]	25
Abbildung 4-11 Verwendete Windstandorte für die Validierung der Windprofile [49]	25
Abbildung 4-12 Unsicherheitsfaktoren & Fehlerabweichung je Staat der Cap-Faktoren der Windprofile [48]	26
Abbildung 4-13 LEGO-Modell für die Berechnung der Europa-Einbindung nach [51]	27
Abbildung 4-14: Schematische Darstellung eines Energiesystems im OEMOF-Netzwerks [56]	28
Abbildung 4-15 Bilanzgrenzen des OEMOF Modells [5]	29
Abbildung 4-16: Grasmann-Diagramm für die energetische Umwandlungskette eines OEMOF-Systems [5]	30
Abbildung 4-17 Gegenüberstellung von HyFlow mit kommerzieller Software für Netzwerk MES-Modelle [50]	31
Abbildung 4-18 Netzwerklevels des Multi-Multi-Energy-Systems für HyFlow [50]	32
Abbildung 4-19: Sektorkoppelnde Speicher und Flexibilitätsoptionen in HyFlow [50]	32
Abbildung 5-1 Beispiel eines ER-Diagramms [65]	34
Abbildung 5-2: Analysefunktionen für PgAdmin	36
Abbildung 5-3: Geografische Visualisierung in PgAdmin aufbauend auf der Java Skript-Bibliothek Leaflet [72]	37
Abbildung 5-4 Umrechnungsprozess für Szenario-Daten in Datensatz für Netzberechnung	38

Abbildung 5-5: Schematische Darstellung einer energetische Umwandlungskette [75].....	38
Abbildung 5-6: Login zum Datenmodell.....	39
Abbildung 5-7: Informationsfenster nach dem Login Versuch für einen Fehler(links) und einen erfolgreichen Zugang (rechts).....	39
Abbildung 5-8: Grafische Benutzeroberfläche für die Berechnung der räumlichen Auflösung.....	41
Abbildung 5-9: Voronoi-Diagramm des Knoten-Kanten-Modells über einem QGIS-Layer von Österreich (aufbauend auf [78]).....	42
Abbildung 5-10: Überlappung des Umspannwerksbezirks 8062 über die politischen Verwaltungsgrenzen (aus [37] erstellt).....	43
Abbildung 5-11 Überlappung der politische Verwaltungszone 62139 über Umspannwerksbezirke (aus [78] erstellt).....	44
Abbildung 5-12: PG-Admin Oberfläche für den Import von Daten.....	45
Abbildung 5-13: Grafische Benutzeroberfläche für die Berechnung von zeitlich aufgelösten Szenariodaten	46
Abbildung 5-14: Ablaufdiagramm für die Regionalisierung der Energiemenge im Sektor Dienstleistungen	48
Abbildung 5-15: Räumliche Auflösung des Strombedarfs für den Sektor Dienstleistungen.....	49
Abbildung 5-16: Entwicklung der Haushalte gemäß des 16.Österreichischen Raumordnungsberichts [82]	50
Abbildung 5-17: Ablaufdiagramm der Regionalisierung für den Sektor Haushalte.....	51
Abbildung 5-18: Regionalisierung der Haushaltsenergiemengen.....	52
Abbildung 5-19 Ablaufdiagramm für die Regionalisierung im Sektor Verkehr für Kraftfahrzeuge.....	53
Abbildung 5-20: Berechneter Strombedarf des Sektors Verkehrs je USW-Bezirk.....	54
Abbildung 5-21 Ablaufdiagramm der Industrie-Regionalisierung.....	56
Abbildung 5-22: Regionalisierung des Strombedarfs auf Basis des Datenmodells.....	58
Abbildung 5-23: Vorbehaltsflächen für Naturschutz in Österreich [14].....	58
Abbildung 5-24: Regionalisierung der im Modell hinterlegten Stromaufbringung aus Biomasse und Abfall	59
Abbildung 5-25: Ausschnitt des Solarkatasters für die Einstrahlleistung je m ² [88].....	60
Abbildung 5-26: Hinterlegtes technisches Potential für PV-Dachflächen je Gemeinde auf Basis von [89]	60
Abbildung 5-27: Hinterlegtes technisches Potential für PV- Freiflächen je Gemeinde auf Basis von [89]61	
Abbildung 5-28: Technisch wirtschaftliches Restpotential und hochsensible Gebiete nach [91].....	62
Abbildung 5-29: Ausbaupotentiale für Wasserkraftwerke je Gemeinde auf Basis von [91] unter Berücksichtigung der ausgewiesenen Schutzflächen.....	63
Abbildung 5-30:Im Modell hinterlegte Wasserkraftpotentiale pro Gemeinde für Revitalisierungsmaßnahmen.....	63
Abbildung 5-31 Vollarbeitsstunden für Windkraftanlagen gemäß New European Wind Atlas bei 75m Narbenhöhe.....	64
Abbildung 5-32: Im Modell hinterlegte technische Windkraftpotentiale je Gemeinde auf Basis von [86]	65
Abbildung 5-33: Residuallast einer Sommer- (oben) und Winterwoche(unten) im USW-Bezirk 8064.....	67
Abbildung 5-34: Residuallast in GW _{el} pro USW-Bezirk für zwei Zeitschritte.....	68
Abbildung 6-1: Schematische Darstellung des verwendeten Optimierungsmodells aufbauend auf [5] ...	69

Abbildung 6-2: Gegenüberstellung der saisonal verfügbaren Primärenergieaufbringung (links) und des nicht steuerbarem Nutzenergiebedarfs(rechts) für „Non controlable generation“(a), „Non controlable consumption“ (b), „H2 supply“(c), „H2 utilisation“(d), „Gas supply“(e), „Gas utilisation“(f) im Jahr 2040	74
Abbildung 6-3: Gegenüberstellung der saisonal verfügbaren Primärenergieaufbringung für Wärme (links) und des nicht steuerbarem Nutzenergiebedarfs (rechts) für „Lt heating grid supply“(a), „Lt heating grid utilisation(b), „Mt heating grid supply“(c), „Mt heating grid utilisation“(d).....	75
Abbildung 6-4: Einflussgrößen des angepassten Optimierungsmodells	76
Abbildung 6-5: Gegenüberstellung der sektorspezifischen KWK-Anlagen mit der bisher verwendeten KWK-Zeitreihe	77
Abbildung 6-6: Einbindung der Speichergekoppelten PV-Anlagen ins Optimierungsmodell	78
Abbildung 6-7: Einfluss von gekoppelten Batteriespeichern auf die single-node kumulierte PV-Aufbringung in einer Sommerwoche	79
Abbildung 6-8: Veränderungen der kumulierten Residuallast einer Sommerwoche mit batteriegekoppelten PV-Anlagen.....	80
Abbildung 6-9: Einfluss von gekoppelten Batteriespeichern auf die PV-Aufbringung in einer Winterwoche	80
Abbildung 6-10: Residuallastveränderungen einer Winterwoche mit batteriegekoppelten PV-Anlagen ..	81
Abbildung 6-11: Lastverschiebung der Elektromobilität für eine Sommerwoche.....	82
Abbildung 6-12: Einfluss von Lastverschiebung auf die Residuallast einer Sommerwoche	82
Abbildung 6-13: Einfluss von DSM auf die Lastzeitreihe der Standmotoren in einer Sommerwoche	83
Abbildung 6-14: Einfluss von DSM auf die Residuallast einer Sommerwoche	84
Abbildung 6-15: Regionalisiertes Flexibilitätspotential für Lastverschiebung elektrisch betriebener PKWs	85
Abbildung 6-16: Verortetes Potential für den Einsatz von flexibler Standmotoren in ausgewählten Industriesektoren	86
Abbildung 6-17: Flexibilitätspotential für speichergekoppelte PV-Anlagen bezogen auf die gesamte nicht steuerbare Stromaufbringung je USW-Bezirk	87
Abbildung 6-18: Gegenüberstellung von Bedarf und Nachfrage für Wasserstoff in einer Sommer(oben)- und Winterwoche(unten)	88
Abbildung 6-19 Tagesmittelwerte der steuerbaren Stromaufbringung(oben) und des steuerbarem Strombedarfs (unten)	90
Abbildung 6-20:Gegenüberstellung der Tagesmittelwerte von erneuerbaren Gasen für die Aufbringung (oben) und der Nachfrage (unten).....	91
Abbildung 6-21: Gegenüberstellung von Nachfrage(unten) und Aufbringung(oben) der Tagesmittelwerte des leitungsgebundenen Wärmebedarfs im niedrigen Temperaturniveau (25°C).....	92
Abbildung 6-22: Gegenüberstellung von Nachfrage(unten) und Aufbringung(oben) der Tagesmittelwerte des leitungsgebundenen Wärmebedarfs im mittleren Temperaturniveau (80°C)	93
Abbildung 10-1: Datenbankschema der InfraTrans-Datenbank	109

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Zielanpassung der österreichischen Klimaziele seit 2022 [8, 9].....	4
Tabelle 3-2 Zusammenfassung der wichtigsten Kennzahlen der Szenarien (auf Basis von [2])	13
Tabelle 4-1: Kategorien der generierten Lastprofile mit Ganymed aufbauend auf Tabelle 4 aus [39]	18
Tabelle 4-2: Variablen der SigLinDe-Funktion	20
Tabelle 4-3: Parameter für die Speicher und hybriden Elementen in HyFlow [50]	32
Tabelle 5-1: Beispiel einer Tabelle für eine relationale Datenbank [65].....	34
Tabelle 5-2: Ausschnitt aus der Tabelle "country_data"	40
Tabelle 5-3 Netzebenen in Österreich laut ELWOG [22]	41
Tabelle 5-4: Anteil der Gemeinden am USW-Bezirk 8062	43
Tabelle 5-5: Anteil der USW-Bezirke an der Gemeinde mit GKZ 62139	44
Tabelle 5-6: Ausschnitt der Tabelle „USW_data“ des Datenmodells	45
Tabelle 5-7: Beschreibung der Elemente für die zeitliche Auflösung der Energiemengen	66
Tabelle 6-1: Randbedingungen der Primärenergieaufbringung	71
Tabelle 6-2: Randbedingungen des Primärenergieimports	71
Tabelle 6-3: Im Modell hinterlegter nicht steuerbarer Nutzenergiebedarf	72
Tabelle 6-4: Überblick über die steuerbaren Elemente des Energiesystems auf Basis von [27, 88]	73
Tabelle 10-1: Verwendete Tabellen der InfraTrans-Datenbank	110
Tabelle 10-2: Ausschnitt aus der Tabelle "NEA_sector"	112
Tabelle 10-3: Ausschnitt aus der Tabelle "energy_carrier"	112
Tabelle 10-4: Ausschnitt aus der Tabelle "employee"	113
Tabelle 10-5: Ausschnitt aus der Tabelle "company"	113
Tabelle 10-6: Ausschnitt aus der Tabelle "company_data"	113
Tabelle 10-7: Ausschnitt aus der Tabelle "time_series"	114
Tabelle 10-8: Ausschnitt aus der Tabelle "ts_value"	114
Tabelle 10-9: Ausschnitt aus der Tabelle "location"	114
Tabelle 10-10: Ausschnitt aus der Tabelle "ts_value"	115
Tabelle 10-11: Ausschnitt aus der Tabelle "potential"	115
Tabelle 10-12: Ausschnitt aus der Tabelle "powerplant"	116
Tabelle 10-13: Übersicht über die Elemente des OEMOF-Netzwerks	116

1 EINLEITUNG

Die „Verordnung der Europäischen Union (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz“ verpflichtet nach Artikel 14 jedes EU-Mitgliedsland zur Ausarbeitung eines integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes unter Berücksichtigung der nachfolgenden Dimensionen der Energieunion [1].

1. Dekarbonisierung
2. Energieeffizienz
3. Sicherheit der Energieversorgung
4. Energiebinnenmarkt
5. Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Dieses Planungsinstrument muss alle fünf Jahre von jedem Mitgliedsland an die EU übermittelt werden. Daraus werden Maßnahmen abgeleitet, welche für die Erreichung der Klimaziele erforderlich sind. Dadurch ergeben sich Rahmenbedingungen innerhalb denen sich sowohl die nationalen Energiesysteme der Mitgliedsländer als auch das übergeordnete europäische Energiesystem entwickeln kann.

Für die Beschreibung des Transformationsprozesses eines Energiesystems werden Szenarien definiert, welche aufzuzeigen, wie sich Veränderungen auf ein System auswirken. Diese nehmen im Rahmen der Energiesystemtechnik eine wichtige Rolle, um abschätzen zu können, welche Folgen unterschiedliche Maßnahmen für das Gesamtsystem besitzen könnten.

Auf nationaler Ebene wurden vom Umweltbundesamt (UBA) das „With Additional Measures (WAM)“- , das „With existing Measures“ (WEM)- und das „Transition“-Szenario ausgearbeitet [2]. Auf europäischer Ebene stellen das „EU-Reference“-Szenario 2020 und die Szenarien des Ten Years Network Development Plans (TYNDP) des Verbands der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) als aktuell wichtigsten Szenarien für die Festlegung von Verordnungen und Richtlinien die das Energiesystem betreffen, dar [3].

Hinsichtlich der betrachteten Bilanzräume ist in der Literatur ein breites Spektrum an Szenarien zu finden, welche einen Transformationspfad mit unterschiedlicher Detailtiefe beschreiben. Dabei fällt auf, dass diese klimaneutralen Szenarien üblicherweise nur Energiemengen und Kennzahlen für ein Bilanzgebiet oder einen Wirtschaftssektor definieren, jedoch nicht betrachten, welche Folgen diese Kennzahlen für den Ausbau der Energieinfrastruktur besitzen.

Dem gegenüber stehen die Ausbaupläne der Netzbetreiber, welche sich mit dem Ableiten von konkreten Umsetzungsvorhaben beschäftigen. Dabei müssen diese Pläne immer unter der Voraussetzung erstellt werden, dass die zukünftige Energieinfrastruktur bestmöglich auf die geltenden Anforderungen ausgelegt wird.

Abbildung 1-1 zeigt, dass desto kurzfristiger der Planungshorizont und desto genauer die zeitliche und räumliche Auflösung eines Szenarios ist, umso geringer sind auch die Unsicherheiten, welchen den Annahmen zu Grunde liegen.

Die Überleitung der übergeordneten Energieszenarien, welche in der Regel der Planungsebene zuzuordnen sind und den Szenarien aus denen bereits konkrete Projekte des Netzausbaus abgeleitet werden können, kann über die Einführung einer zeitlich und räumlich aufgelösten Ebene bewerkstelligt werden.

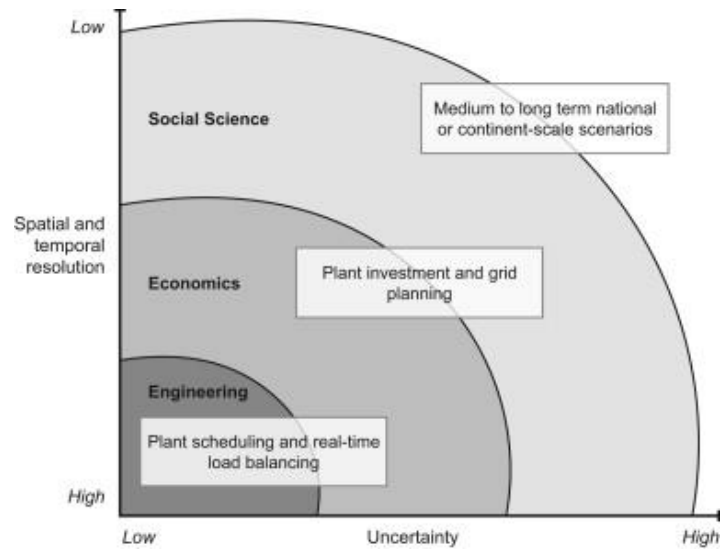


Abbildung 1-1: Überblick über das Forschungsgebiet der strategischen Energieplanung [4]

Für die Konzipierung konkreter Projekte sind belastbare Aussagen über die Folgen der Szenario-Annahmen erforderlich. Diese Fragestellungen können dem Forschungsfeld der langfristigen strategischen Energieplanung zugeordnet werden. Mit der Einführung einer zeitlichen und räumlichen Auflösung kann der Detaillierungsgrad verbessert werden. Dies kann dazu führen, dass die Einführung eines Konzepts für ein Datenbankmanagementsystem (DBMS) erforderlich wird.

Im nachfolgenden Kapitel sind die aus der Einleitung abgeleiteten Forschungsfragen und die daraus resultierende Aufgabenstellung erläutert.

2 AUFGABENSTELLUNG

Diese Arbeit beschäftigt sich mit dem Thema der langfristigen strategischen Energieplanung. Wie Netzberechnungsparameter für die Durchführung von Lastflusssimulationen unter der Berücksichtigung von vorgegebenen Energieszenarien berechnet werden können, bildet die zentrale Fragestellung dieser Arbeit. Aufbauend auf der im Projekt „InfraTrans2040“ entwickelten Methoden, soll ein Modell erstellt werden, mit dem der Prozess der Regionalisierung automatisiert durchführbar wird. Zusätzlich muss eine Möglichkeit für die strukturierte Archivierung von Input- und Outputparameter der Szenarien-Modellierung geschaffen werden. Die räumlich aufgelösten Energiemengen müssen einem Knoten-Kantenmodell zugeordnet werden und für die Berechnung von Lastflusssimulation szenariospezifisch zeitlich auflösbar sein, woraus potentielle Sensitivitäten identifiziert werden sollen.

Diese werden in einer weiterführenden Arbeit auf Basis eines exergetischen Optimierungsmodells validiert. Die für die Sensitivitätsanalyse notwendige Erweiterung des nach [5] entwickelten Modells bildet den zweiten Teil dieser Arbeit.

Abschließend sollen die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methoden als GitHub-Projekts veröffentlicht werden.

2.1 Vorgehensweise

Zu Beginn dieser Arbeit erfolgte eine Literaturrecherche zu klimaneutralen Energieszenarien. Daraus folgte die Erkenntnis, dass es ein breites Spektrum an Szenarien gibt, welche die unterschiedlichen Transformationspfade des Energiesystems aufzeigen. Auffällig ist, dass diese Szenarien in der Regel keine Informationen darüber enthalten, was die Veränderungen der Primärenergieaufbringung für die Energieinfrastruktur bedeuten. Für diese Ableitung erfolgte die Erstellung eines Modells, mit dem unter Berücksichtigung von historischen, statischen Daten und Szenario-spezifischen Kennzahlen die für die Netzberechnung notwendigen Residuallasten eines Knoten-Kanten-Modells berechnet werden können.

Für die Erstellung des Datenmodells waren die nachfolgenden Schritte notwendig:

1. Daten-Schnittstellen definieren
2. Entwurf des relationalen Datenbankschemas erstellen
3. Datenbankserver anlegen
4. Grafische Benutzeroberfläche erstellen
5. Benutzerfreigaben definieren
6. Berechnungsabfragen des Datenmodells erstellen

Die Energiemengen des integrierten österreichischen Infrastruktur Plans (ÖNIP) dienen dabei als Fallbeispiel für die Verwendung der Datenbank. Dabei wurden die im ÖNIP verwendeten Residuallasten mit dem Modell reproduziert und die automatisierte Methodik auf Basis des Datenbankmodells beschrieben. Weiteres Ziel dieser Arbeit war die Entwicklung einer Methodik, mit der im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse automatisiert Inputdaten für ein Knoten-Kanten-Lastflussmodell generiert werden können. Für die Analyse von Sensitivitäten des Nutzerverhaltens musste das aktuell verwendete Modell für die exergetische Bewertung eines Energiesystems erweitert werden. Aus diesen Sensitivitäten wurde ein iterativer Prozess zur Bestimmung der Inputparameter für die Berechnung der Leitungsauslastung des Knoten Kanten-Modells abgeleitet.

Abschließend erfolgte die Berechnung eines Iterationsschritts und die Verortung der vom Optimierer berechneten neu integrierten Flexibilitätsoptionen.

3 THEORETISCHER HINTERGRUND

Im nachfolgenden Kapitel sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen definiert. Aus diesen Vorgaben entstehen Arbeitsaufträge für Entscheidungsträger, welche in weiterer Folge auf Projektebene erarbeitet werden müssen.

3.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Die ENTSO-E ist laut Artikel 30 der Europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung aus dem Jahr 2019 dazu verpflichtet alle zwei Jahre einen Entwicklungsplan für die nächsten zehn Jahre des Europäischen Verbundnetzes aufzustellen, auf welchen in Kapitel 3.2.1 noch genauer eingegangen wird [6].

Mit dem Inkrafttreten der Governance-Verordnung der EU vom 11.12.2018 ist Österreich dazu verpflichtet einen Nationalen Energie und Klimaplan (NEKP) auszuarbeiten [7]. Die Veröffentlichung dieses Plans erfolgte im Dezember 2019. Seit Februar 2022 gibt es eine Verschärfung der europäischen Klimaziele. In Tabelle 3-1 ist die Verschärfung der österreichischen Klimaziele für die jeweiligen Bereiche dargestellt.

Tabelle 3-1: Zielanpassung der österreichischen Klimaziele seit 2022 [8, 9]

Name	Bestehendes Ziel 2030 [%]	Zielanpassung [%]
Treibhausgasreduktion insgesamt gegenüber 1990	40	55
Treibhausgasreduktion bestehendes EU-Emissionshandelssystem gegenüber 2005	43	62
Treibhausgasreduktion sonstige Sektoren gegenüber 2005	36	48
Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoenergieverbrauch	46	60
Verbesserung der Energieeffizienz gegenüber dem Referenzszenario 2020	9	13

Diese geänderten Rahmenbedingungen führten zu dem im Juni 2023 veröffentlichten Entwurf des neuen NEKPs [9]. Gemäß Elektrizitäts- Wirtschafts- und Organisationsgesetz (ELWOG) §37 [10] ist der österreichische Regelzonenführer, die Austrian Power Grid (APG), für die Erstellung eines Ausbauplans der Übertragungsnetzinfrastruktur zuständig. Dies ist der Netzentwicklungsplan, welche alle zwei Jahre laut ELWOG erscheinen muss [11].

Nach §63 des Gaswirtschaftsgesetz (GWG) [12] ist der Marktgebietsmanager die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), in Koordination mit dem Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet alle zwei Jahre den Koordinierten Netzentwicklungsplan zu erstellen [13].

Die zuvor erwähnten Entwicklungspläne für Elektrizität und Gas werden um ein weiteres Planungsinstrument erweitert, den Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) [14]. Dieser ist nach §94 Absatz 8 auf einen Planungszeitraum von 10 Jahre auszulegen und muss alle fünf Jahre aktualisiert werden [15].

3.2 Strategische Energieplanung

Die im vorherigen Kapitel erwähnten, zu erstellenden Ausbaupläne bilden die Grundlage für den Prozess der strategischen Energieplanung der Staaten. Seit der Pariser Klimakonferenz 2015 ist der Handlungsbedarf in diesem Bereich deutlich angestiegen [16]. Die United Nation (UN), definiert diesen Prozess als *„Ansatz, bei dem Regierungen eine langfristige Sicht auf Trends in der Nutzung natürlicher Ressourcen, der Umwelt- und Sozialqualität ermitteln, um diese Trends in nachhaltige Bahnen zu lenken und einen Managementrahmen zu schaffen, welcher die wichtigsten Gruppen der Gesellschaft dazu ermutigt diese Ziele zu erreichen.“* [17]

Dieser Prozess erfordert die Erstellung von Szenarien aus denen konkrete Projekte abgeleitet werden müssen. Der im nachfolgenden Kapitel in Abbildung 3-1 beschriebene Prozess bildet auf europäischer Ebene die Grundlage für den Planungsprozess der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Die in diesem Plan enthaltenen Szenarien bilden die Schnittstelle zwischen den regionalen Netzentwicklungsplänen der EU-Mitgliedsländer.

3.2.1 Strom und Gasnetz: Ten-Year Network and Development Plan (TYNDP)

Der ENTSO-E und der Verbund der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-G) ist nach [18] dazu verpflichtet alle zwei Jahre im Rahmen eines umfangreichen Stakeholder Prozesses einen unverbindlichen Plan für die zukünftigen Entwicklungen der Europäischen Energieinfrastruktur zu veröffentlichen.

Der TYNDP [19] besteht aus einem kurzfristigen Planungszeitraum über fünf Jahre, dem so genannten „Best Estimate“-Zeitraum. Planungen über diesen Zeithorizont hinaus erfolgen unter Berücksichtigung des Pariser Klimaabkommens und werden anhand von drei Szenarien analysiert. [19]

1. Dem „National Trend“- Szenario, welches auf Basis von historischen Daten die aktuellen Entwicklungen gemäß den gesetzlichen Rahmenbedingungen der einzelnen Mitgliedsländer fortschreibt.
2. Dem „Global Ambition“-Szenario, welches sinkenden Preisen für Technologien der Energiewende, wie Offshore-Wind und Power-to-X Anlagen berücksichtigt. Zusätzlich wird im Rahmen dieses Szenarios angenommen, dass die räumliche Trennung von Bedarf und Nachfrage sinkt.
3. Dem „Distributed Energy“-Szenario, welches davon ausgeht, dass die Marktteilnehmer aktiv zur Dekarbonisierung beitragen und sich kleinmaßstäbliche Strukturen der Kreislaufwirtschaft bilden.

Für leitungsgebundene Energieträger bedeutet der Unterschied zwischen Szenario 2 und 3, dass die im Rahmen dieser Arbeit als sektorspezifischen Verfügbarkeitsfaktoren variiert werden müssen. Darunter versteht man das technische Potential einer Nutzexergiekategorie. Die sektorspezifischen Faktoren können über die in Kapitel 5 beschriebenen Datenbank berechnet werden. Wie sich diese Faktoren auf das im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelte Modell auswirken, wird im Rahmen einer weiterführenden Arbeit veröffentlicht.

Zusätzlich zu den Szenarien werden gemäß Abbildung 3-1 die aktuell bekannten Projekte im Planungsprozess berücksichtigt. Aus den Ergebnissen der Szenario-Analyse ergeben sich Systemanforderungen. Diese werden anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse bewertet, zu einem Projekt zusammengefasst und im nächsten TYNDP veröffentlicht. Binnen zwei Monate werden diese Projekte auf ihren überregionalen Einfluss von den Anrainerstaaten aber auch der Europäischen Regulierungsbehörde

(ACER) und den betreffenden Übertragungsnetzbetreibern geprüft. Daraus resultiert die Entscheidung, ob ein Projekt den PCI-Status erhält oder nicht.

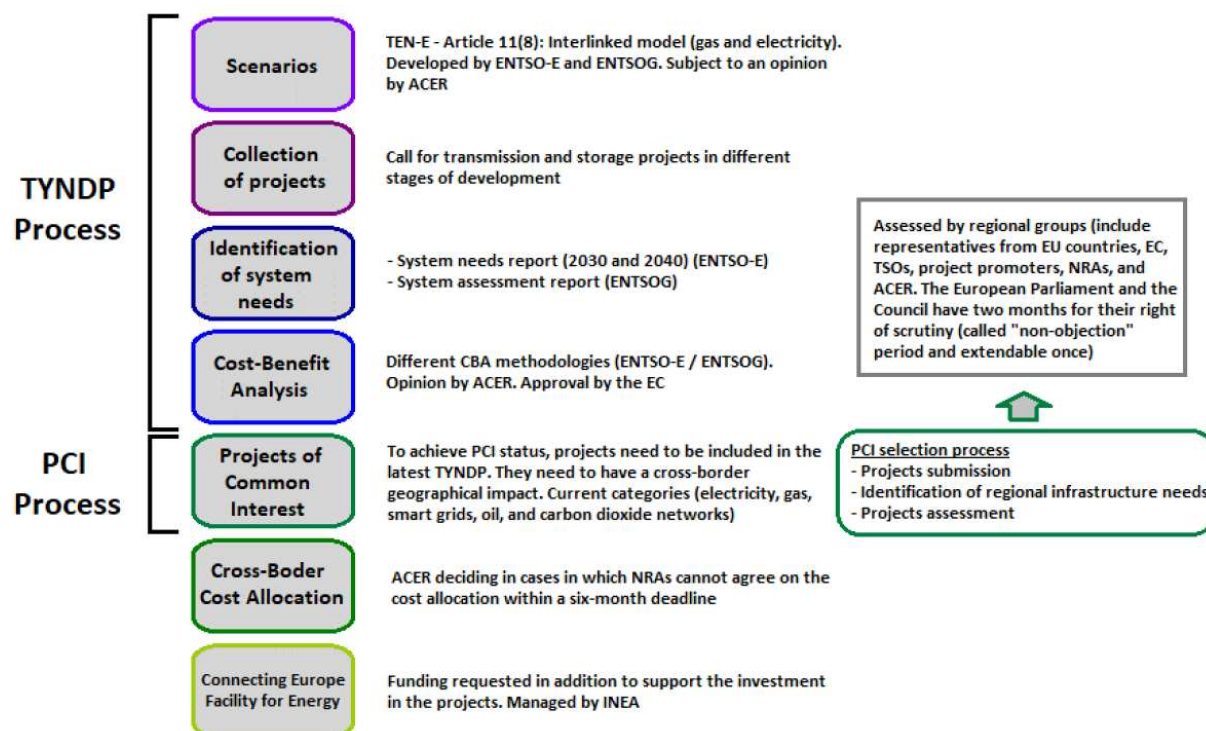


Abbildung 3-1: Ablaufdiagramm des TYNDP-Prozesses [20]

Sektorenübergreifende Analysen zur Planung des Energiesystems sind nicht im europäischen Maßstab von Bedeutung, sondern erfordern auch auf nationaler Ebene Handlungsbedarf. Auf die wichtigsten nationalen Planungsinstrumente wird in den nachfolgenden Kapiteln eingegangen.

3.2.2 Strom- und Gasnetz: Österreichischer integrierter Netzinfrastrukturplan

Der ÖNIP ist nach [14] ein übergeordnetes strategisches Planungsinstrument, welches die grundsätzlichen Erfordernisse der Netzplanung im Strom- und Gasbereich für die Energiewende aufzeigt. Er ist den Netzplanungsprozessen der APG und der AGGM vorgestellt und soll schon während der Planungsphase Synergieeffekte zwischen Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren aufzeigen und die Netzeinbindung von beispielsweise Elektrolyseprojekte mitberücksichtigen.

In Abbildung 3-2 ist veranschaulicht, wo die Systemgrenzen des Plans liegen. Hierbei bilden die Grenzen im Strombereich die Netzebene 4 und im Gasnetz wird Fernleitungsinfrastruktur bis hin zur Netzebene 2 untersucht. Für die Internationale Einbindung im Strombereich wird auf die TYNDP-Szenarien der ENTSO-E zurückgegriffen, im Gasbereich auf die internationale Anbindung an die „Hydrogen Roadmap Europe“ [21]. Unter Berücksichtigung des in Kapitel 3.3.2 beschriebenen Szenarios werden Fragestellungen bezüglich des Einsatzes von Speichertechnologien und Flexibilitätsoptionen ausgearbeitet.

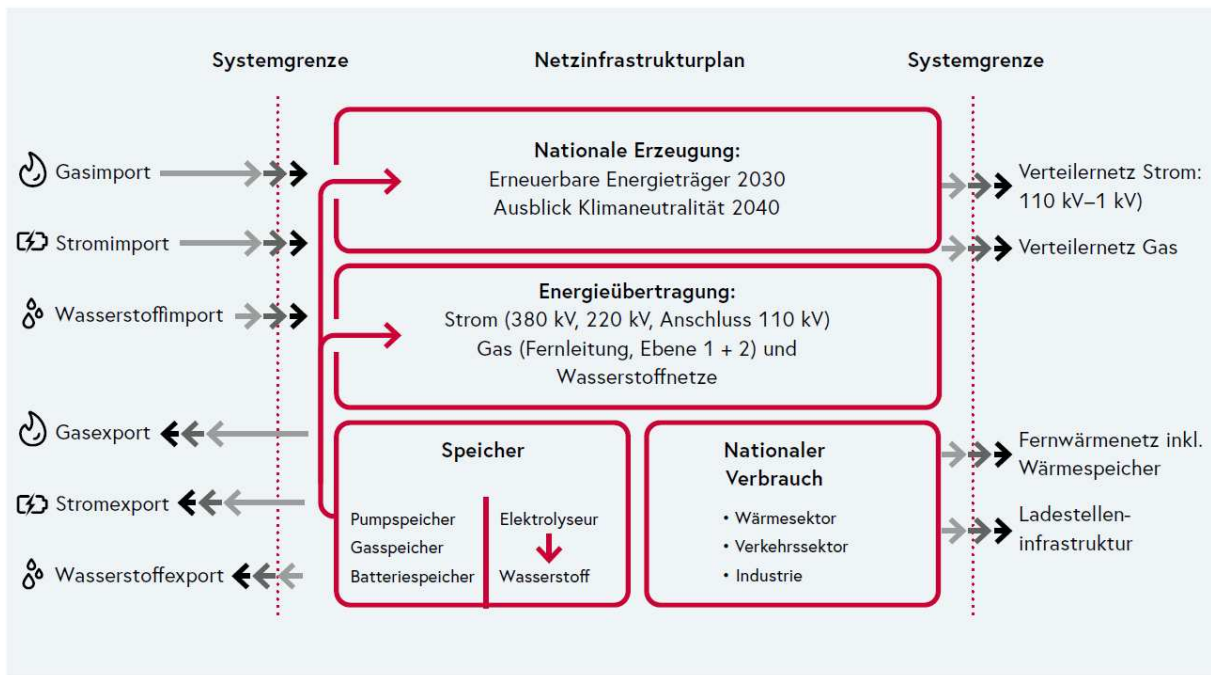


Abbildung 3-2: Betrachtungsraum und Systemgrenzen des integrierten Netzinfrstrukturplans [14]

Auf Basis von Lastflussimulationen werden potentielle Engpässe für den Planungshorizont bis 2040, unter Berücksichtigung bereits veröffentlichter Infrastrukturprojekte, ermittelt. Daraus abgeleitet sind die in Abbildung 3-3 dargestellten Ausbaukorridore. Die in Dunkelgrün dargestellten Pfade sind veröffentlichte PCI-Projekte, die auch im NEP der APG zu finden sind.

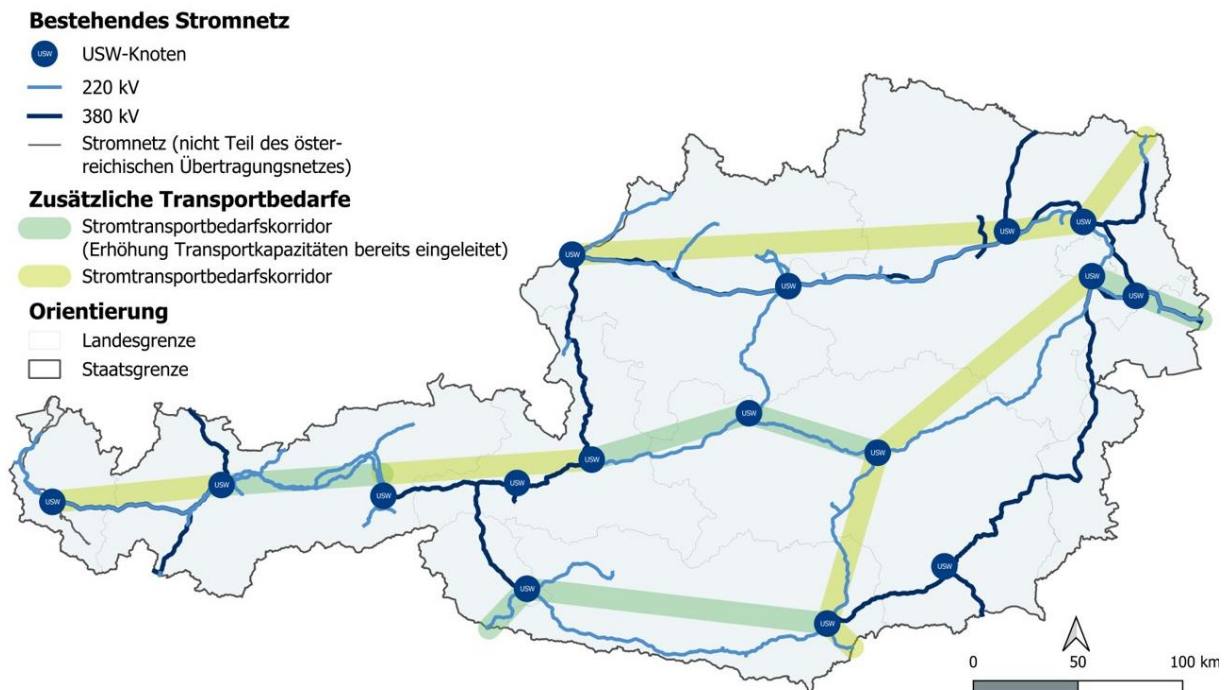


Abbildung 3-3: Ausbaukorridore des integrierten Netzinfrstrukturplans [14]

Für die im ÖNIP abgeleiteten Netzauslastungen ist erforderlich das zugrunde liegende Transition-Szenario sowohl zeitlich, als auch räumlich aufzulösen. Für die Ableitung der erneuerbaren Erzeugung auf Basis von hinterlegten Potentialen dient das in Kapitel 5 beschriebene Modell. Ebenso kann unter Vorgabe von Energiemengen je Sektor aufbauend auf der im ÖNIP verwendeten Methodik der nicht steuerbare Bedarf

auf Umspannwerksebene abgeleitet werden. Die sich ergebenden Residuallasten je Umspannwerk sind anschließend mit dem Europamodell der TU-Graz [56] kombiniert worden, um die Import-/Export-Zeitreihen über die Interkonnektoren des Übertragungsnetzes zu berechnen. Die daraus resultierende Leistungsdifferenz je Zeitschritt diente als Input für ein Merit-Order Optimierungsmodell, welches als Zielfunktion die Minimierung des Einsatzes von thermischen Kraftwerken besitzt. Unter der Berücksichtigung von Randbedingungen, welche unter anderem die Volllaststunden von Elektrolyseuren, oder die Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken berücksichtigen wurden die Fahrweisen der Flexiblen Elemente berechnet. Als steuerbare Elemente sind dabei Pumpspeicherkraftwerke, steuerbare thermische Kraftwerke, Elektrolyseure, Wärmepumpen für Fernwärmenetze und Batteriespeicher zu sehen. Das in Kapitel 6.1 beschriebene Modell kann den Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung der zuvor genannten Randbedingungen auf Basis der Minimierung von Exergieverluste berechnen.

In Abbildung 3-4 ist der Teil der ÖNIP-Methodik dargestellt, welcher mit den im Rahmen dieser Arbeit erstellten Modellen abgedeckt werden kann.

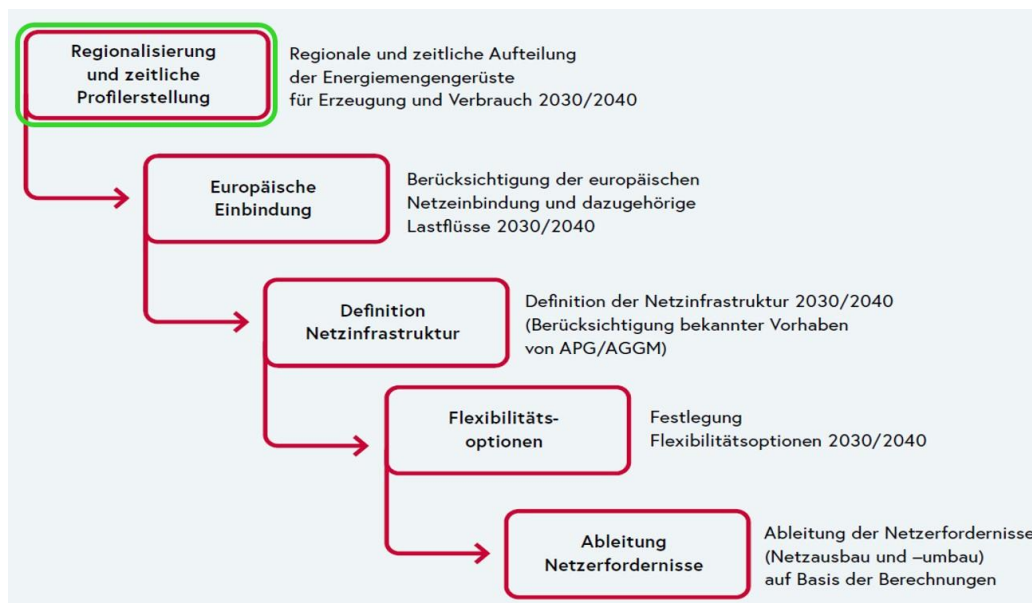


Abbildung 3-4 Einordnung des Datenmodells in der ÖNIP-Methodik (aufbauend auf Abbildung 43 in [14])

3.2.3 Stromnetz: Netzentwicklungsplan des Regelzonenführers -NEP

Das nationale Planungsinstrument der Übertragungsnetze in Österreich ist der Netzentwicklungsplan, welcher alle zwei Jahre wie in Kapitel 3.1 beschrieben, veröffentlicht werden muss. Dabei besitzt der Plan gemäß §37 Abs 3 ELWOG2010 [22] folgende Ziele:

1. Die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien zu ermöglichen
2. Die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität zu gewährleisten. (Versorgungssicherheit der Infrastruktur)
3. Der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachzukommen.

Für die Erfüllung dieser Ziele werden vom Regelzonenführer, der Austrian Power Grid (APG) Szenarien erarbeitet, welche die Entwicklungen der Erzeugung, des Verbrauchs so wie Importe und Exporte zu den Nachbarländern abbilden. Auf Basis dieser Annahmen werden Marktsimulationen erstellt und die

Notwendigkeit von Ausbauprojekten mittels Lastflusssimulationen identifiziert. Unter der Berücksichtigung von Nicht-Verfügbarkeit von Netzelementen wird das Netz entsprechend der gültigen Regeln auf (n-1)-Standards geplant [11].

Für die Kapazitäten der Interkonnektoren zu den Nachbarländern und die Ermittlung von Import- bzw. Exportzeitreihen bauen die Szenarien, welche im NEP verwendet werden, auf den in Kapitel 3.2.1 beschriebenen TYNDP-Szenarien auf. Dabei ist zu beachten, dass die Berechnung von Lastflusssimulationen zeitlich und räumlich aufgelöste Eingabedaten erfordert. Der Zusammenhang zwischen den übergeordneten Planungsinstrumenten der EU mit den Kategorien „Project of common interest- PCIs“ und „TYNDP“ und dem regionalen Planungsinstrument NEP, sind in Abbildung 3-5 dargestellt.

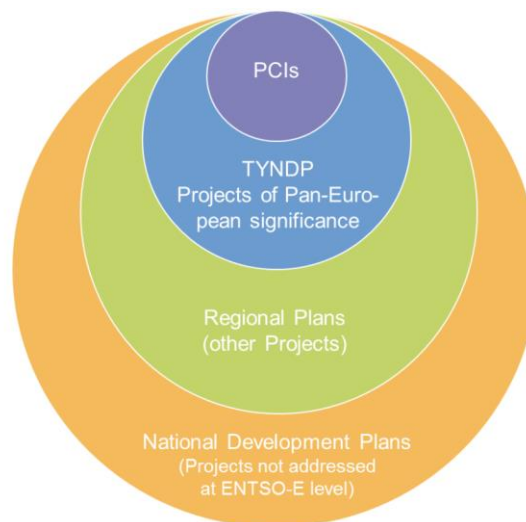


Abbildung 3-5: Zusammenhänge zwischen NEP- und TYNDP-Prozess [23]

Vorhaben, welche für die Erreichung der Klima- und Energieziele in Europa von besonderer Bedeutung sind werden als PCI-Projekte bezeichnet. Alle zwei Jahre veröffentlicht die Europäische Kommission eine aktuelle Liste dieser Projekte, mit denen zukünftige Marktentwicklungen sowie ein möglichst hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll.

Zusätzlich zum Ausbau von Übertragungskapazitäten im Stromnetz sind in der PCI-Liste auch Speicherprojekte und die für Kapitel 3.2.4 relevanten Wasserstoff-Projekte entlang der Trans Austria Gasleitung (TAG) und West Austria Gasleitung (WAG) enthalten.

Wie in Abbildung 3-5 dargestellt können Projekte zum einen Teil der PCI-Liste sein und zum anderen als Projekt im NEP ausgewiesen werden. Dabei liegt der Fokus im NEP auf nationaler Ebene und dieser wird auch durch österreichisches Recht geregelt. Dem gegenüber stehen die PCI-Projekte, welche über EU-Vorschriften geregelt werden, da diese für den grenzübergreifenden Planungsprozess von Energieinfrastruktur der Mitgliedsländer relevant sind.

Gemäß [24] ist die Verbindungsleitung zwischen Lienz und Obersielach eines der Projekte, welche bereits, wie in Abbildung 3-6 zu erkennen, in allen Planungsebenen enthalten ist. Zusätzlich zu den Projekten, welche sich in der Konzeptplanung bzw. Vorprüfung befinden enthält der NEP die aktuellen in Bau befindlichen Leitungsprojekte. Zusätzlich sind die als Vierecke gekennzeichneten APG-Netzknoten dargestellt und bestehende Projekte sind über ihre Projektnummer gekennzeichnet. Als Beispiel kann dafür die Versorgungsleitung zwischen Hessenberg und dem neuen Umspannwerk Leoben mit der Projektnummer 23-2 genannt werden.

3.3 Nationale Energieszenarien

Auf Basis der in Kapitel 3.1 beschriebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen besteht für den Staat Österreich eine Berichtspflicht an die EU. Für die Ausarbeitung der wichtigsten Planungsinstrumente der Energiewende wurden vom Umweltbundesamt Szenarien ausgearbeitet, welche im nachfolgenden Kapitel beschrieben werden.

3.3.1 WAM-Szenario Umweltbundesamts (NEKP)

Im Rahmen des NEKP-Prozesses wurden vom Umweltbundesamt nach den Vorgaben der EU für den Zeithorizont bis 2050 ein „With existing measures“ (WEM)- und ein With additional measures (WAM)-Szenario veröffentlicht [27]. Diese Szenarien zeigen die Wirkung auf, wie sich das Energiesystem mit existierenden Maßnahmen bzw. mit zusätzlichen Maßnahmen im vorgegebenen Zeitraum entwickeln würde.

Der Maßnahmenkatalog im WAM-Szenario setzt sich nach [27] wie folgt zusammen:

- Zusätzliche Förderungen
- Implementierung Wasserstoffstrategie
- Umsetzung der RED3
- Implementierung Erneuerbares Gas Gesetz
- 100% des Stromverbrauchs bilanziell aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2030
- Keine flüssigen & festen fossilen Brennstoffe für Neubauten
- Umsetzung des Heizungstauschprogramms „Raus aus Öl und Gas“ [28]
- Steuerung der Kraftstoffpreise auf Basis von ETS2 [29]
- Steigerung der Effizienz von Kfz-Flotten und einer damit verbundenen Forcierung der Elektromobilität
- CO₂-Bepreisung im non-ETS (European Trading System) auf Basis von [29]

Im WAM-Szenario verbleiben im Zieljahr 2050 unter Berücksichtigung der oben angeführten Maßnahmen laut Abbildung 3-7 rund 30 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente. Somit erreicht dieses Szenario nicht das Ziel der Klimaneutralität.

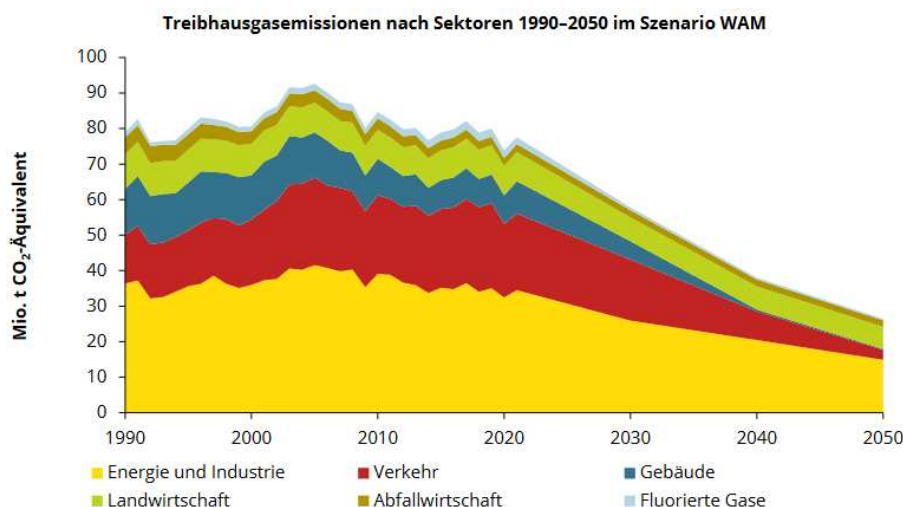


Abbildung 3-7: Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Sektoren im Szenario WAM 1990-2050 [27]

Unter der Vorgabe von Klimaneutralität bis 2040 erstellte das UBA das im nachfolgenden Kapitel beschriebene Szenario.

3.3.2 Transition Szenario Umweltbundesamt (ÖNIP)

Das Transition Szenario vom UBA zeigt nach [27] auf, ob Klimaneutralität in Österreich erreichbar ist und wenn ja, wie sich die Energiebilanz in Österreich verändern müsste. Dabei steht die Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems im Vordergrund. Zusätzlich zu den Maßnahmen im WAM-Szenario enthält das Transition-Szenario nach [27] folgende Punkte:

- Umweltförderungen im Inland (UFI)
- Zusätzliche erneuerbare Stromproduktion im Vergleich zum EAG-Ziel von +12 TWh im Jahr 2030
- Ausbau von Energienetzen (Strom und Wasserstoff)
- Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie der EU
- Umsetzung der Geothermie Roadmap bis 2030 [30]
 - Tiefengeothermie: 2 TWh_{th}
 - Oberflächennahe Geothermie (Wärme, Kälte & Speicher): 6.2 TWh_{th}
- „Phase in“ des „Carbon Border Adjustment Mechanism“ [31], durch den importierte Produkte mit den gleichen Kosten beaufschlagt werden, als hätten dafür EU-ETS-Zertifikate erworben werden müssen.
- Erweiterung der Ökodesign-Richtlinie auf Produkte zur verpflichtenden Umsetzung von Langlebigkeit
- Umsetzung Kreislaufwirtschaftsstrategie
 - Flächendeckendes Treibhausgasmonitoring der Abfallwirtschaft
 - Carbon Capture and Storage für Müllverbrennungsanlagen
- CO₂ freie Neuzulassungen für PKW/LNF ab 2030, Busse ab 2032 und SNF ab 2035
- Radverkehrsanteil auf 13 % heben
- CO₂-Bepreisung (ETS2)
- Verlegung von Kurzstreckenflüge auf die Bahn
- Verlagerung von Güterverkehr auf die Schiene
- Einführung einer kilometerabhängigen Maut für Kostenwahrheit
- Anpassung der Tempolimits für Autobahnen 100 km/h, auf Freilandstraßen 80km/h und im Ortsgebiet auf 30 km/h
- Vollständige Elektrifizierung der Verdichterstationen
- Klimaneutrale Neubauten
- Klimaneutrale Ernährung
- Verstärkte stickstoffreduzierte Fütterung und Einsatz von Futterzusatzstoffen
- Weiter Reduktion des mineralischen Stickstoffdüngers um 30 % im Vergleich zum WEM-Szenario nach [27]

Mit diesen Maßnahmen können laut Berechnungen des Umweltbundesamts, die in Abbildung 3-8 dargestellten Emissionen von rund 80 Millionen auf 10 Millionen Tonnen CO₂-äq (Mt CO₂-Äquivalente) im Jahr 2040 reduziert werden.

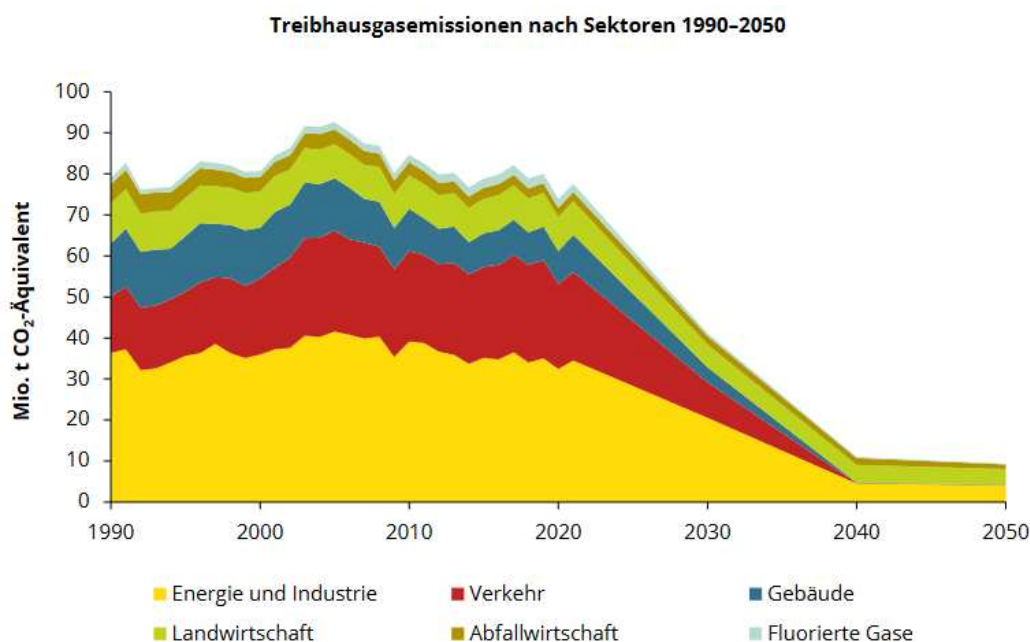


Abbildung 3-8: Entwicklung der THG der Sektoren im Szenario Transition von 1990-2050 [27]

Aus den zuvor beschriebenen Maßnahmen ergeben sich neben den dargestellten Entwicklungen der Emissionen die in Tabelle 3-2 gezeigten Kennzahlen. Dabei sind die Szenarien WAM, WEM und Transition der Energiebilanz der Statistik Austria bzw. der Erhebung der Österreichischen Luftschadstoff (ÖLI)-Inventur gegenübergestellt.

Tabelle 3-2 Zusammenfassung der wichtigsten Kennzahlen der Szenarien (auf Basis von [2])

		Bilanz/ÖLI	WEM		WAM		Transition		Ziele
Angaben in		2021	2030	2040	2030	2040	2030	2040	2030
PJ	EEV	1.123	1.134	1.079	1.089	984	880	722	
	BIV	1.419	1.431	1.369	1.374	1.260	1.131	937	
%	Anteil EE am BEEV	37	43	48	53	69	63	98	
	Anteil EE Strom	76	96	87	101	96	101	101	100
Mt CO ₂ - äq	THG	78	68	59	58	38	41	11	
	THG Effort-Sharing	49	42	34	37	22	25	7	30
%	Reduktion Effort-Sharing	-14	-27	-41	-35	-61	-57	-88	-48

Aus den bisher beschriebenen Szenarien ergeben sich jeweils Kennzahlen, welche als Summe für die jeweils aggregierten Energiesektoren gelten. Jedoch wird dabei nicht abgebildet, welche Vorgaben die jeweiligen NACE-Sektoren (Europäische Systematik der Wirtschaftszweige) [32] für die Erreichung des Gesamtziels erreichen müssen.

3.3.3 NEFI-Industrie Szenarien

Für die Industrie wurden im Rahmen der NEFI (New Energy for Industries)-Initiative ein Transformationspfad für Klimaneutralität der Industrie aufgezeigt. Dabei sind Szenarien von „Business as Usual“(BAU) bis „Zero Emission“(ZEM) über die Zeitspanne von 2017 bis 2050 untersucht worden. Es entstanden, die in [33] zusammengefassten NEFI-Szenarien, BAU, „Current Pathway of Industry“ (POI) und ZEM.

Dabei liegt der Fokus der NEFI-Szenarien auf der NEFI-Region, welche die Bundesländer Steiermark und Oberösterreich abdeckt. Innerhalb dieser Region sind die energieintensiven Industriellen Subsektoren Eisen und Stahl, Papier und Druck, Nicht Eisen Metalle sowie Chemie und Petrochemie genauer betrachtet worden, da in diesen Sektoren so genannte „Hard-to-abate“-Emissionen vorhanden sind, welche mit aktuell marktfähigen Technologien nicht verhinderbar sind. Unter der Vermeidung von Deindustrialisierung ist in den NEFI-Szenarien ein Transformationspfad aufgezeigt, wie die Verbindung von Klimaneutralität mit Wirtschaftswachstum gelingen kann.

In Abbildung 3-9 sind die aus den Maßnahmen abgeleiteten Treibhausgasentwicklungen entlang des Transformationspfads bis 2050 dargestellt. Dabei fällt auf, dass das Ziel der Bundesregierung von Klimaneutralität bis 2040 nicht erreicht wird. Außerdem betrachten die erarbeiteten Szenarien nur industrielle Subsektoren und geben keine Auskünfte, welche Anforderungen bezüglich Energieinfrastruktur sich aus den angenommenen Annahmen ergeben.

Für die Realisierung dieses Transformationspfads sind in [33] die nachfolgenden vier zentralen Handlungsfelder identifiziert worden:

1. Dekarbonisierung der Industrie
2. Integrierte Energiesysteme
3. Innovative Technologien und Geschäftsmodelle
4. Gesellschaftliche Akzeptanz und Partizipation

Die Veränderungen der Stahlproduktion führen im POI und ZEM Szenario gemäß Abbildung 3-9 zu einer deutlichen Reduktion des Kohlebedarfs entlang des Transformationspfads. Diese Reduktion erfordert unter Berücksichtigung eines aufgrund vom Wirtschaftswachstum steigenden Stahlbedarfs, einer Kompensation durch gasförmige Energieträger sowie elektrischer Energie, welche für den zugrunde liegenden Technologiewandel erforderlich sind. Für Hochtemperaturanwendungen der energieintensiven Sektoren wird eine steigende Nachfrage erneuerbarer Gase in allen Szenarien angenommen. Ein steigender Anteil an elektrischer Energie im Energetischen Endverbrauch ist außerdem Szenario übergreifend angenommen worden. Im ZEM-Szenario sind Maßnahmen im Bereich der Abscheidung und Speicherung von CO₂ angenommen, welche für das Jahr 2050 bilanziell negative Emissionen ausweisen. Der im BAU-Szenario ausgewiesene Anteil für fossile Energieträger der Chemieindustrie wird in den Szenarien POI und ZEM ebenfalls über erneuerbare Energieträger gedeckt.

Im POI-Szenario sind die angenommenen Umwandlungsverluste für Wasserstoff im Netz deutlich höher als die prozessbedingten Verluste. Im ZEM ist ein gegenläufiger Trend dargestellt. Dies ist auf eine unterschiedliche Importquote zurückzuführen.

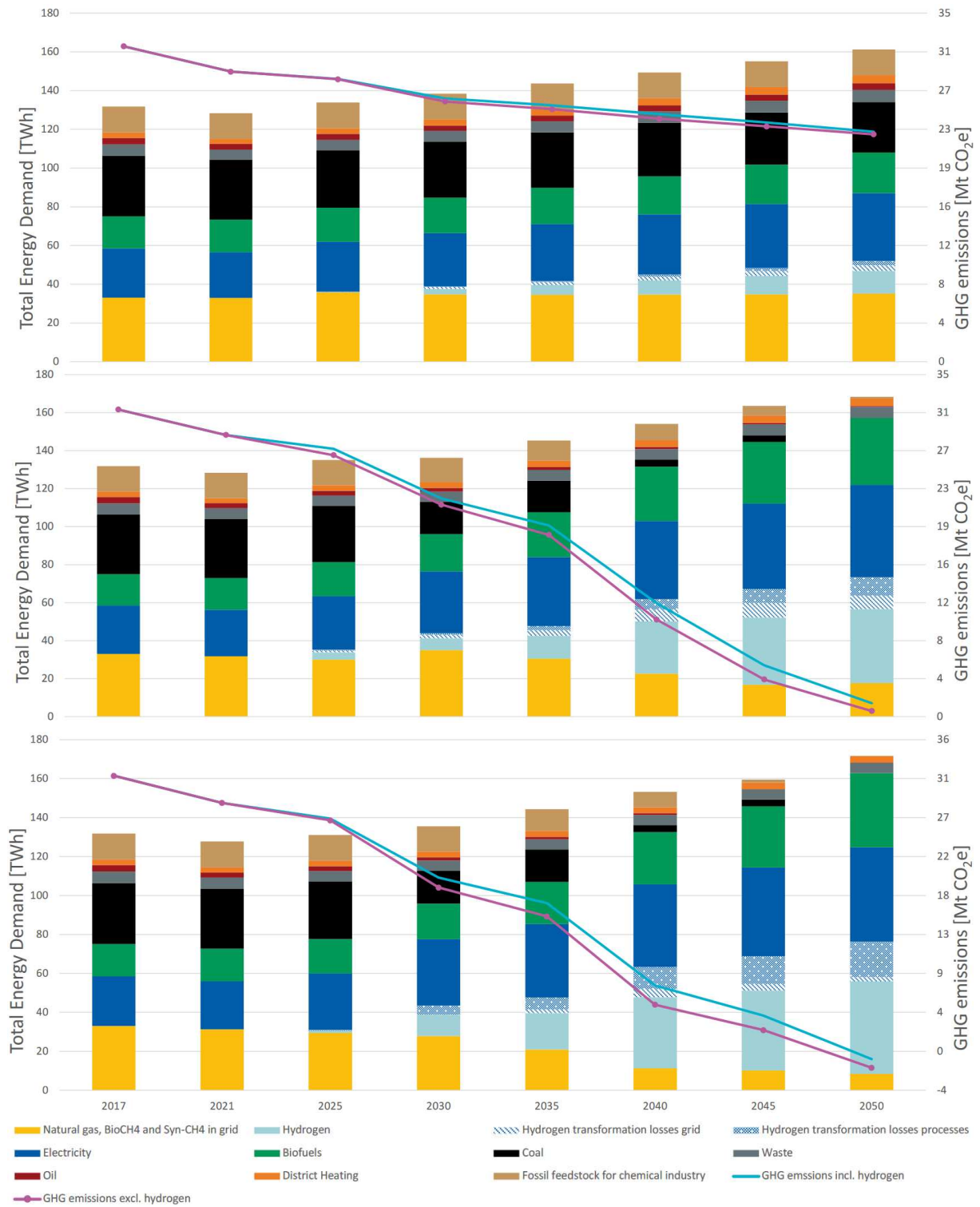


Abbildung 3-9: Gegenüberstellung der NEFI-Szenarien BAU(oben), POI(Mitte) und ZEM (unten) von 2017-2050 [33]

Im nachfolgenden Kapitel wird beschrieben, welche Modelle benötigt werden, um die automatisierte zeitliche und räumliche Auflösung eines Szenarios mit dem Datenmodell zu ermöglichen.

4 SCHNITTSTELLEN ZUM DATENBANKMODELL

Die in Abbildung 4-1 dargestellten Symbole stehen für die Modelle, welche notwendig sind, um alle in der „InfraTrans“-Datenbank relevanten Inputdaten bereitzustellen.

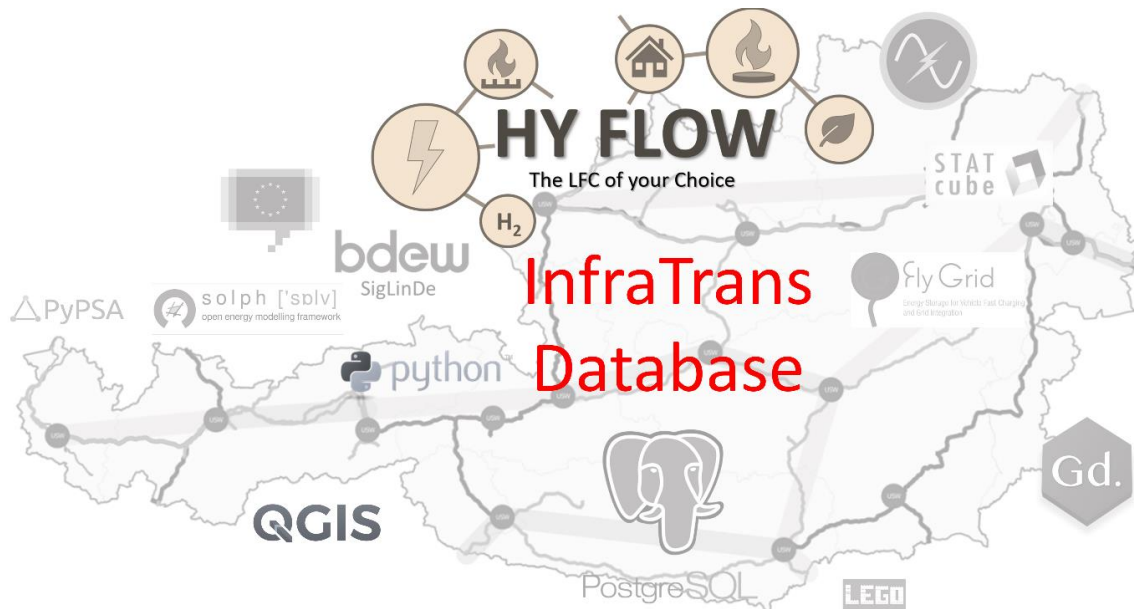


Abbildung 4-1: Überblick zu den Schnittstellen der Datenbank zu bestehenden Modellen

Welche Rolle diese Modelle für den Einsatz der Datenbank haben und wie diese mit der Datenbank in Verbindung gebracht werden können wird in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben.

4.1 StatCube- Statistische Datenbank

Der StatCube [34] ist das statische Datenbanksystem der Statistik Austria und beinhaltet sämtliche im Bundesstatistikgesetz in „Anlage 2“ angeführte Kategorien [35]. Nach [36] ist der Staat Österreich dazu verpflichtet, statistische Daten an Eurostat, dem Amt der EU zur Erstellung amtlicher europäischer Statistiken, zu übermitteln. Als zentrale Datenquelle für diese Übermittlung, dienen die für den StatCube durchgeführten statischen Erhebungen, welche auch für das Datenmodell in den nachfolgenden Bereichen verwendet werden:

- Politische Verwaltungszonen
- Bevölkerungsdaten
- Gebäudedaten
- Daten der Erwerbstätigen
- Zulassungszahlen für Kraftfahrzeuge
- Österreichische Klassifikation für Wirtschaftstätigkeiten (ÖNACE)
- Nutzenergieanalyse (NEA)

Die Struktur der Datenaggregation ist aus Tabelle 10-1 des Anhangs zu entnehmen. Die Kombination aus räumlich aufgelösten Verwaltungseinheiten und zeitlich aufgelösten Zeitreihen bildet das Herzstück dieser Arbeit. In den nachfolgenden Kapiteln sind die Modelle beschrieben, welche für die Generierung von normierten Zeitreihen verwendet wurden. Dabei ist unter einer normierten Zeitreihe, eine Zeitreihe zu verstehen, welche über eine vorgegebene Zeitspanne in Summe den Wert „1“ ergibt und dimensionslos ist.

4.2 Ganymed: Generator für synthetische Industrielastprofile

Ganymed ist ein Lastprofilgenerator mit dem auf Basis von flexibel einstellbaren Prozessketten Zeitreihen generiert werden können. Die Validierung der ereignisorientierten Simulation erfolgte auf Basis von realen Industriestandorten der energieintensiven Industrie [37].

Für die nach [38] entwickelte Methode zur Generierung von synthetischen Lastprofilen ist es erforderlich, spezifische Informationen des jeweiligen industriellen Subsektor zu besitzen. Am Beginn des Ganymed-Modellierungsprozesses steht eine Datenerhebung über die spezifischen Verbräuche der einzelnen Aggregate. Zusätzlich ist es erforderlich, eine solide Datengrundlage für die Standzeiten der betrachteten Systeme zu besitzen. Darauf aufbauend wird jeder Prozessschritt modelliert und der Ablauf vom Input der Systemgrenzen bis hin zum Output des Systems abgebildet.

Ziel ist es, Prozesse zu Klassen zusammenzufügen, welche daraufhin aneinandergereiht werden. Somit können einzelne Teilzeitreihen erstellt und dann zu einer Zeitreihe für einen Produktionsprozess aggregiert werden. Somit entsteht im ersten Schritt ein Prozessablauf, welcher eine Schicht abbildet.

Für die saisonalen Unterschiede der Prozesse ist es erforderlich während der Aggregation eine Variable, welche den Einfluss von saisonalen Schwankungen der Umgebungstemperatur berücksichtigt, mit in das System einzubauen. Für den Raumwärmebedarf erfolgte eine solche Implementierung. Produktionsprozesse sind in erster Näherung als saisonal unabhängig modelliert. Hierbei wurden wöchentliche Schwankungen auf Grund der unterschiedlichen Produktionsprozesse am Tag bzw. Nacht und an Werk- bzw. Sonn- und Feiertagen berücksichtigt. Aus der Aggregation kann für jeden industriellen Subsektor ein Zeitprofil generiert werden.

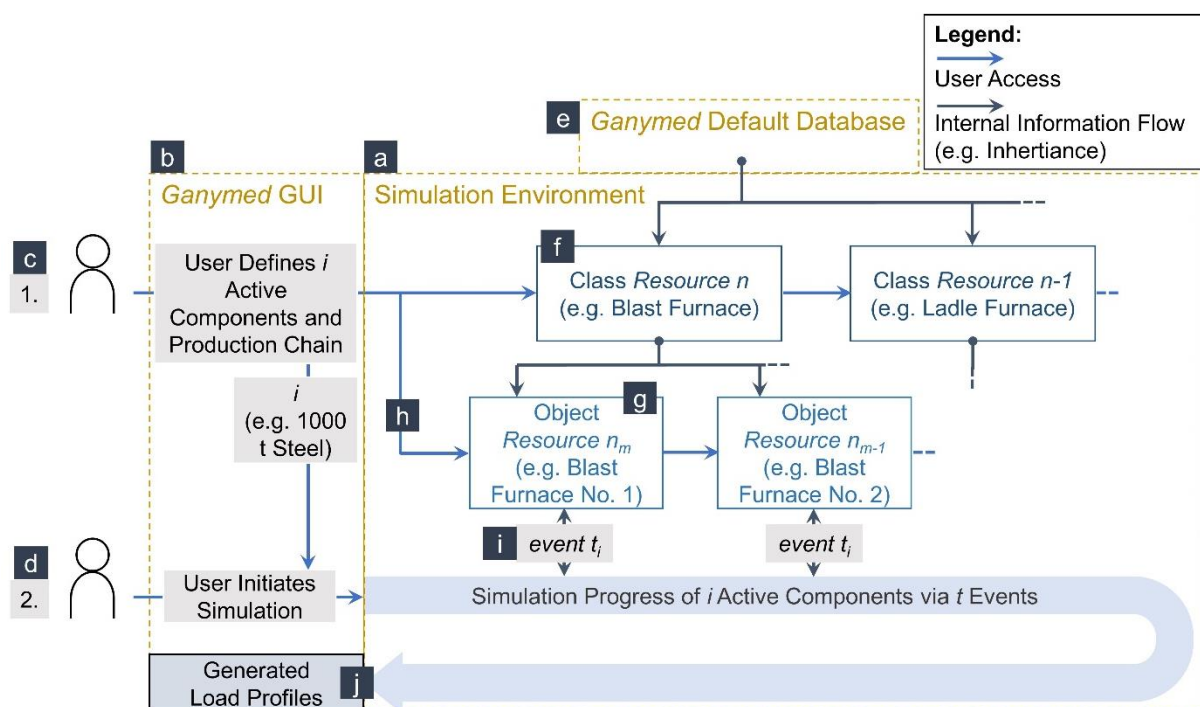


Abbildung 4-2: Methodik für den Prozess der Lastprofilgeneration mit Ganymed [38]

Die Ableitung der Zeitprofile für die Abbildung der Saisonalität innerhalb des Bilanzgebietes dieser Arbeit ist im nachfolgenden Kapitel erläutert. Mit dieser Methode ist der energetische Endverbrauch für Wärme und Gas in Abhängigkeit eines Wetterjahrs modulierbar.

Zusätzlich zu den laut Statistik Austria definierten industriellen Subsektoren im Sektor „Produzierenden Bereich“ sind im Modell Zeitreihen für die in Tabelle 4-1 enthaltenen Prozesse hinterlegt. Industriestandorte für die einer der in Tabelle 4-1 Prozesse charakteristisch für ihren Strombedarfsverlauf ist, wird die jeweilige Zeitreihe zugewiesen. Dabei stehen für jede Kategorie ein Strom- als auch ein Gaslastprofile zur Verfügung.

Tabelle 4-1: Kategorien der generierten Lastprofile mit Ganymed aufbauend auf Tabelle 4 aus [39]

IEA/Eurostat konform	Abkürzung	Bezeichnung
I1	E_S	Eisen und Stahlerzeugung
I2	C_P	Chemie und Petrochemie
I3	N_E	Nicht Eisen Metalle
I4	S_E_G	Steine, Erden, Glas
I5	F	Fahrzeugbau
I6	M	Maschinenbau
I7	BB	Bergbau
I8	N_G	Nahrungs- und Genussmittel
I9	P_D	Papier und Druck
I10	H	Holzverarbeitung
I11	T_L	Textil und Leder
I12	S_p_B	Sonstiges produzierender Bereich
I13	B	Bau
-	BF_BOF_m_K	Hochofen mit Kokerei
-	EAF	Elektrolichtbogenofen
-	K_i	Kraft integrated
-	Magnesium	Magnesium Industrie
-	Sulfit	Sulfit-Prozess
-	Zement	Zementindustrie
-	Ziegel	Ziegelindustrie
-	DR EAF	Hochofen mit Direktreduktion CH ₄ & H ₂

4.3 BDEW SigLinDe: Generator für synthetische Wärmelastprofile

Für die Generierung von zeitlich aufgelösten Gas- und Wärmeverbräuchen kommt die „SigLinDe-Funktion“ nach [40] zum Einsatz. Mit dieser Funktion können Wärmeverbrauchsprofile in Abhängigkeit der Außentemperatur, dem sog. Kundenwert und den Wochentag in den jeweiligen Sektoren berechnet werden. Im Rahmen dieser Arbeit ist es erforderlich, normierte ortsabhängige Wärmelastprofile zu erzeugen, um den Einfluss von Regionalen Temperaturschwankungen des Knoten-Kantenmodells zu berücksichtigen. Für die Ermittlung der Zeitreihen sind die in Abbildung 4-3 dargestellten Faktoren notwendig.

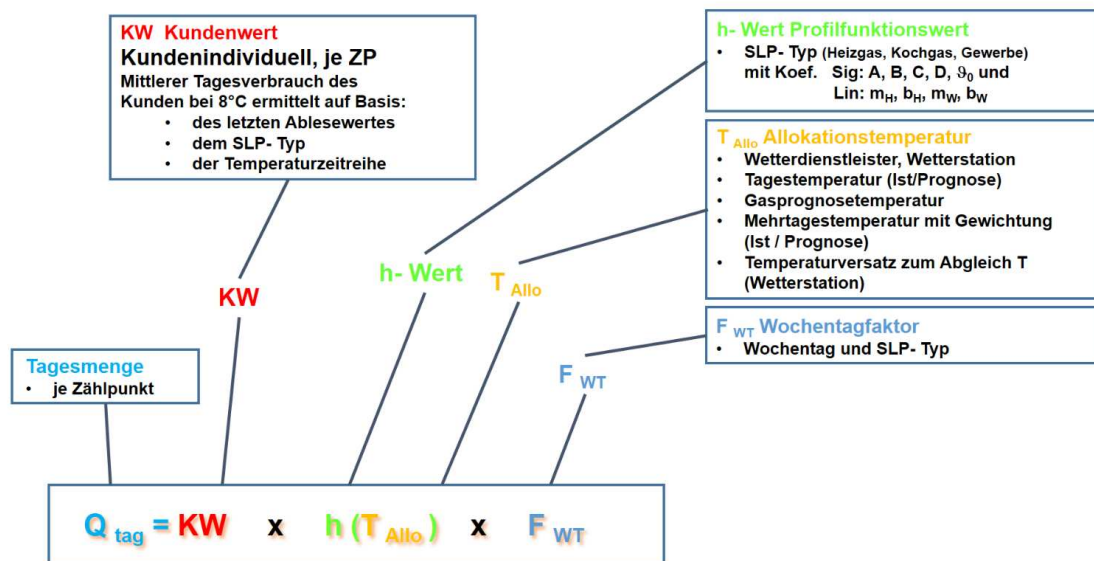


Abbildung 4-3: Zusammensetzung der SigLinDe-Formel [40]

Der Kundenwert ist laut [40] ein Skalierungsfaktor, der das Normalverhalten des Standardlastprofils an das individuelle Verbrauchsverhalten des einzelnen SLP(Standard Lastprofil)-Auspeisepunktes anpasst und berechnet sich mit Gleichung (4-1). Für die Generierung der normierten Lastprofile wurde der Kundenwert im Rahmen dieser Arbeit auf „1“ gesetzt.

$$KW = \frac{Q_N}{\sum_{i=1}^N h(\vartheta_{D_i}) \cdot F_{WT}(D_i)} \quad (4-1)$$

Die Berechnung der Allokationstemperatur erfolgt laut [41] unter Berücksichtigung der Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden auf Basis von vier Tagesmittelwerten nach entsprechender Gleichung:

$$T_{\text{Allokation}} = \frac{T_D + 0,5 \cdot T_{D-1} + 0,25 \cdot T_{D-2} + 0,125 \cdot T_{D-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125} \quad (4-2)$$

Liegen Temperaturzeitreihen in stündlicher Auflösung vor müssen in einem ersten Schritt die jeweiligen Tagesmittelwerte berechnet werden. In der nachfolgenden Tabelle 4-2 sind die benötigten Variablen der SigLinDe-Funktion zusammengefasst.

Tabelle 4-2: Variablen der SigLinDe-Funktion

Bezeichnung	Abkürzung	Einheit
Tagesmenge je Zählpunkt	Q_{Tag}	kWh
Kundenwert (Temperaturbezogener Tagesverbrauchsmittelwert, SLP-Spezifisch & Temperaturmessstationsspezifisch)	KW	kWh
Profilk Funktionswert in Abhängigkeit der Allokationstemperatur	$h(T_{\text{Allo}})$	-
Wochentags-Faktor	F_{WT}	-
Verbrauchswert	Q_N	kWh
Heizverbrauch bei sehr niedrigen Temperaturen	A	-
Start der Heizphase	B	-
Steigungsgrad der Funktion innerhalb der Heizphase	C	-
Anteil der Warmwasserversorgung	D	-
Allokationstemperatur	ϑ	°C
Referenztemperatur	ϑ_0	°C
Steigung Heizgasgerade	m_H	°C/°C
Steigung Warmwassergerade	m_W	°C/°C
Aufsatzpunkt Heizgas	b_H	°C
Aufsatzpunkt Warmwasser	b_W	°C
Allokationsmenge	$Q_{\text{Allokation}}$	kWh

Der Profilk Funktionswert $h(\vartheta)$ ist eine Funktion der Umgebungstemperatur und setzt sich laut Abbildung 4-4 aus einem „Sigmoid“-Anteil und einem linearen Anteil zusammen. Die Referenztemperatur ϑ_0 ist mit 40°C im Modell hinterlegt. Der „Aufsatzpunkt für Heizgas und Warmwasser liegt jeweils bei 0°C

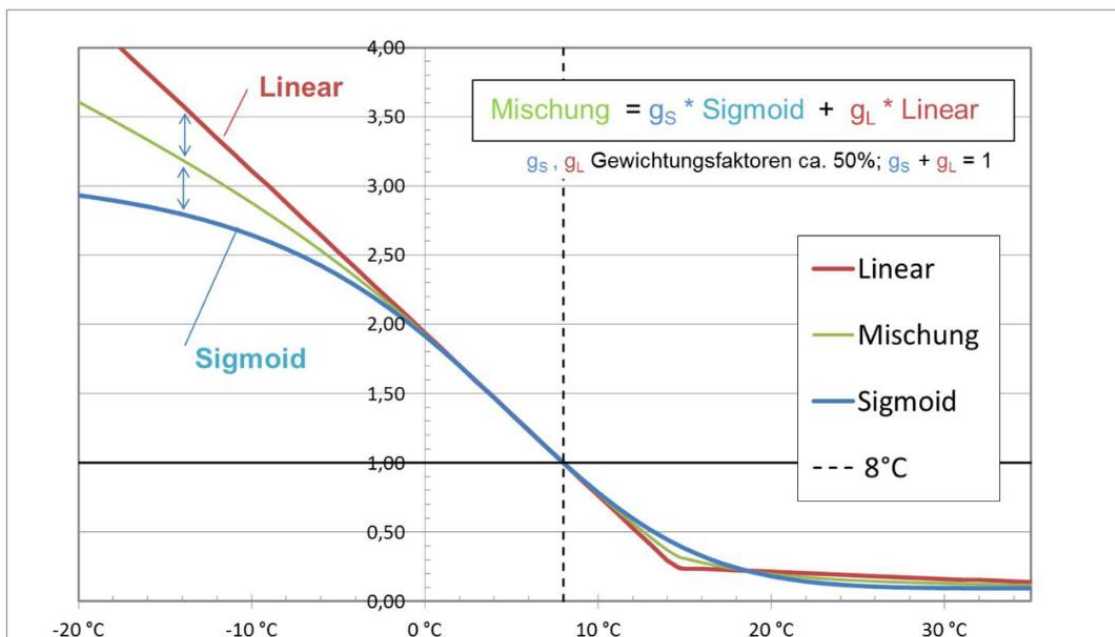


Abbildung 4-4: Schema zur Ableitung der SigLinDe- Profile [40]

In Abbildung 4-5 ist der Zusammenhang zwischen der Koeffizientengleichung der SigLinDe-Funktion dargestellt. Dabei beschreibt der Parameter „A“ den Heizverbrauch bei sehr niedrigen Temperaturen. Mit dem Parameter „B“ kann definiert werden, ab welcher Umgebungstemperatur geheizt wird. Über den Parameter „C“ kann das Verhältnis zwischen Warmwasser und Raumwärmebedarf für eine vorgegebene Temperatur variiert werden. Der Parameter „D“ definiert den von der Umgebungstemperatur abhängigen Warmwasseranteil.

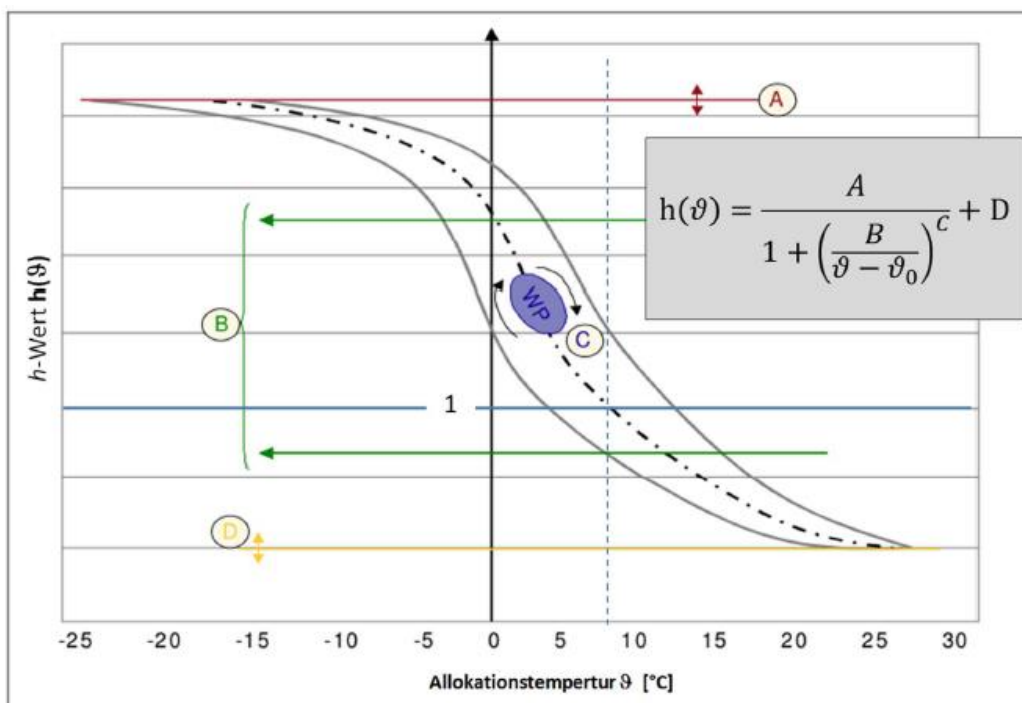


Abbildung 4-5: Wirkungsweise des Sigmoid-Anteils der SigLinDe-Funktion [40]

Der lineare Anteil setzt sich, wie in Abbildung 4-6 dargestellt, aus einer Gerade für den Warmwasser- und einer Kurve für den Heizgasbereich zusammen und kann laut Gleichung (4-3) ermittelt werden.

$$f(\vartheta)_{Linear} = \left[\max \left\{ \begin{matrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{matrix} \right\} \right] \quad (4-3)$$

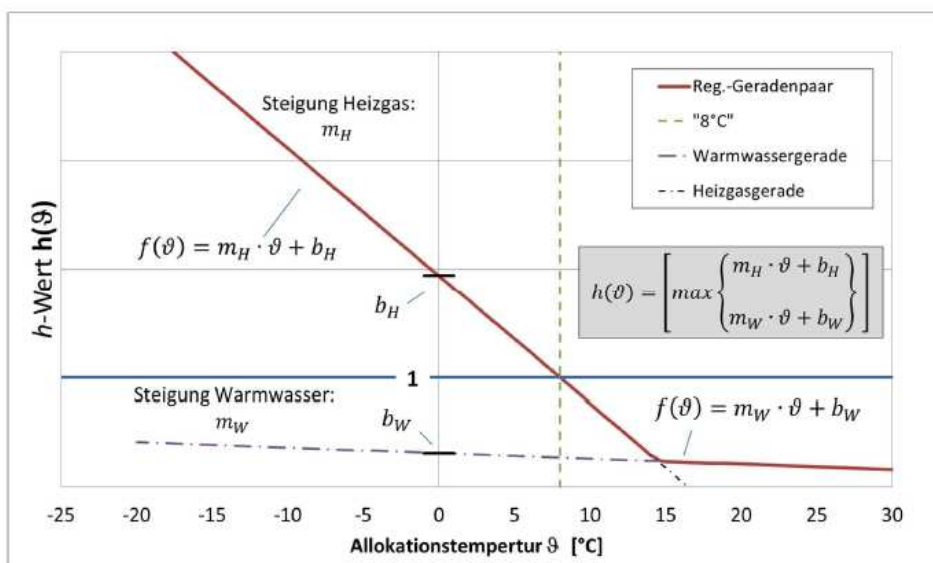


Abbildung 4-6: Wirkungsweise des Regressionsgeradenpaares vom linearen Anteil der Funktion [40]

Die Koeffizienten m_H und m_W , stehen für die Steigung der Geraden und die Koeffizienten b_W und b_H beschreiben den Schnittpunkt bei 0°C . Zusammengefasst ergibt sich für die Profilfunktion die in (4-4) dargestellte Gleichung.

$$h(\vartheta) = \left[\left(\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0} \right)^c} + D \right) \right] + \left[\max \left\{ \begin{matrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{matrix} \right\} \right] \quad (4-4)$$

Durch die Variation der Wochentagsfaktoren und dem Verhältnis zwischen Koch- und Heizanteil ergeben sich die normierten Lastprofile aus Abbildung 4-7.

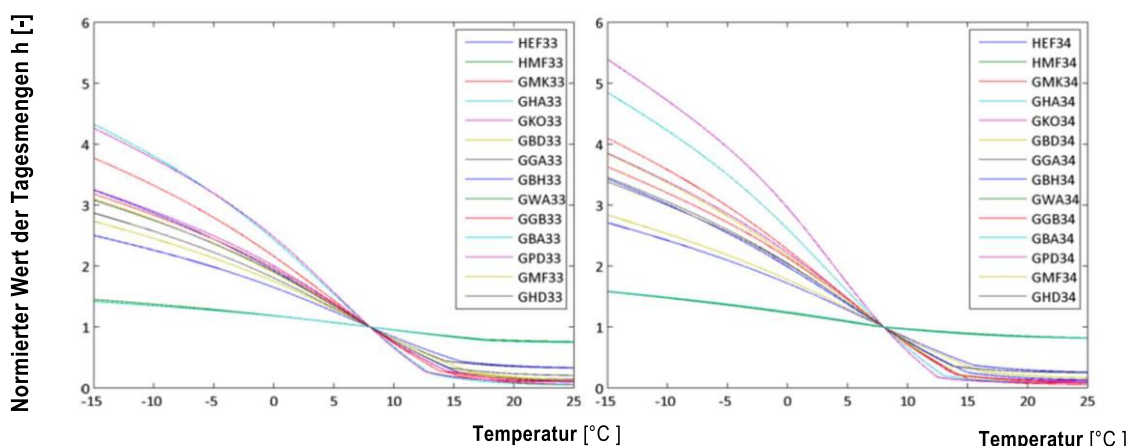


Abbildung 4-7: Temperaturabhängigkeit der SigLinDe-Lastprofile

Somit kann für jede Stunde ein Leistungswert über die hinterlegte Temperaturzeitreihe berechnet werden. Diese Leistungen werden anschließend auf 1 normiert und mit den szenariospezifischen Energiemengen multipliziert. Die in diesem Kapitel beschriebene Methode bildet die Grundlage für alle auf Raumwärme bezogenen Zeitreihen, welche im Rahmen dieser Arbeit zur Anwendung kamen.

4.4 Lastprofil-Modellierung für den Sektor „Verkehr“

Die Generierung der im Modell hinterlegten Lastprofile erfolgt auf Basis der in [42] im Rahmen einer Dissertation am EVT entwickelten Methodik. Dabei benötigt das Modell eine vorgegebene Jahresenergiemenge und den wie in Abbildung 4-8 beschriebenen Motorisierungsgrad je Haushalt. Einschränkungen des Fahrverhaltens können über die Kalendertage zusätzlich definiert werden. Das Modell berücksichtigt dabei keine Fahrzeugtypen, die Diversifizierung der Fahrzeugflotte kann jedoch über eine Variation der Ladeleistung realisiert werden.

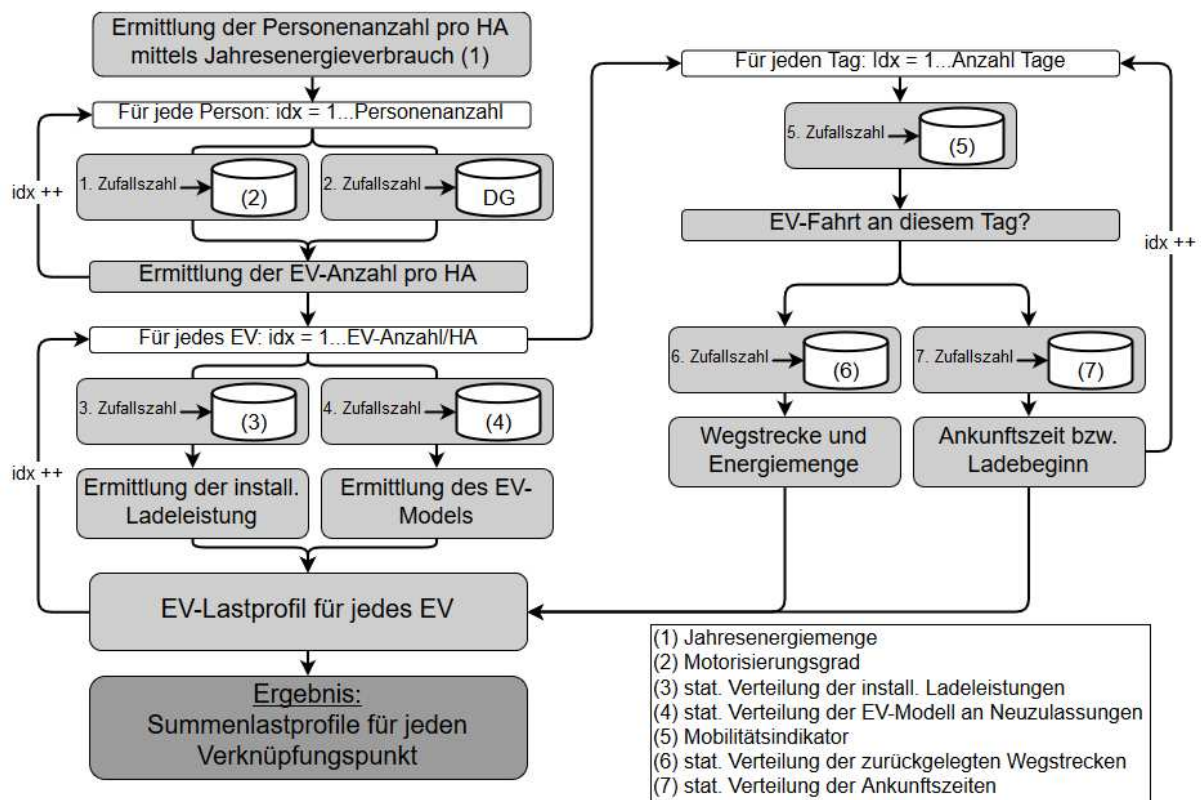


Abbildung 4-8: Beschreibung der Modellierung einer Verkehrskette (aufbauend auf [43])

Die Anzahl der Fahrzeuge, für die eine Zeitreihe generiert wird, definiert gemäß Abbildung 4-9 den Gleichzeitigkeitsfaktor.

Die im Rahmen dieser Arbeit für den PKW-Verkehr generierten Lastprofile wurden mit einer Anzahl von 1000 Fahrzeuge berechnet. Daraus ergibt sich im Vergleich zu einer Modellierung eines einzelnen Fahrzeugs aufgrund des berücksichtigten Gleichzeitigkeitsfaktors CF, wie in Abbildung 4-9 dargestellt, eine um den Faktor „5“ kleinere Spitzenlast.

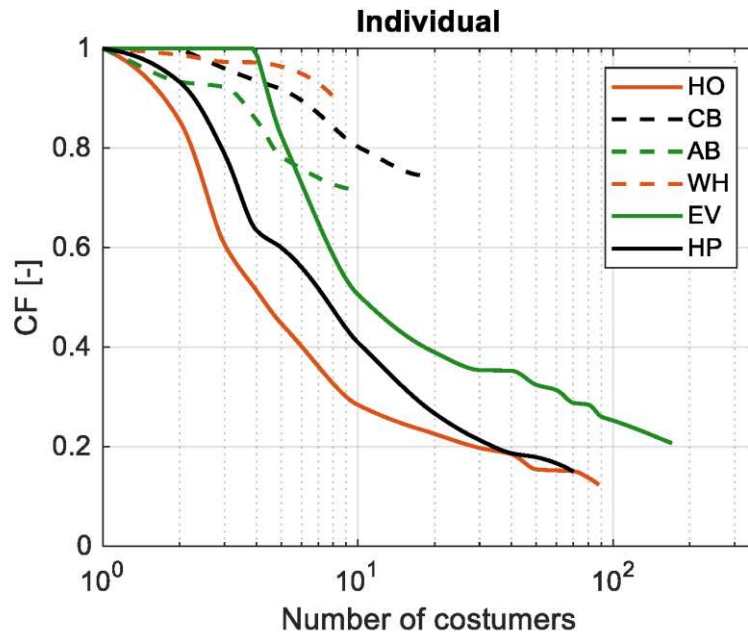


Abbildung 4-9: Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Generierung von Lastprofilen [43]

In Abhängigkeit der Ladeleistungen, des Gleichzeitigkeitsfaktor und der Berücksichtigung der gesetzlich vorgeschriebenen Ruhezeiten einzelner Fahrzeugtypen erfolgte die Berechnung der in dieser Arbeit zum Einsatz verwendeten Lastprofile für die Kategorien Personenkraftwagen (PKW), „Leichtes Nutzfahrzeug“ (LNF) und „Schweres Nutzfahrzeug“ (SNF).

Für die Modellierung von elektrisch betriebenen Nutzfahrzeugen wurden für die Berechnung der Fahrketten der in [44] entwickelte „Monte Carlo“-Ansatz verwendet. Für Nutzfahrzeuge gelten dabei die gesetzlichen Ruhezeiten an Sonn- und Feiertagen sowie zwischen 22:00 und 06:00 [45].

Die im Modell hinterlegten gefahrenen Kilometer je Fahrzeugtechnologie (PKW, LNF, SNF) können für Wochentage sowie Samstag und Sonntage angepasst werden. Für die Berücksichtigung der temperaturabhängigen Wirkungsgradverluste ist im Modell ein Jahrestemperaturprofil hinterlegt. Daraus wird eine Durchschnittstemperatur für die 4 Jahreszeiten berechnet und fließt in die Berechnung mit ein.

Für die im Modell hinterlegte Zeitreihe des Netzbezugs der Österreichischen Bundesbahnen (ÖBB) wurde die von [5] berechnete Zeitreihe im Modell hinterlegt. Darin ist mit Abstimmung der ÖBB eine charakteristische Sommer- und Winterwoche einer Umrichterstation berechnet worden. Aus diesen Wochen wurde auf Basis des Kalenderjahrs 2019 ein normiertes Jahresprofil erzeugt, welches im Modell hinterlegt ist. Diese Zeitreihe dient im Modell für die gesamte Energiemenge des Sektors „Eisenbahn“.

Die Zeitreihen jener Verdichterstationen, die auch im Sektor Verkehr bilanzieren wurden auf Basis der von ENTSO-G veröffentlichten eingespeicherten Energiemenge pro Tag für das Wetterjahr 2019 gemäß [46] auf ein Jahr normiert und im Datenbankmodell hinterlegt. Die Energiemengen der elektrifizierten Binnenschifffahrt werden in der Kategorie SNF zusammengefasst und erhalten somit das SNF-Lastprofil.

Für den Sektor Landwirtschaft sind die nach [47] definierten Standardlastprofile im Modell hinterlegt.

Für die Berechnung einer Residuallast ist nicht nur ein zeitlich aufgelöster Bedarf, sondern auch die nicht steuerbare Erzeugung erforderlich. Das Modell für die Generierung der PV- und Windzeitreihen wird im nachfolgenden Kapitel erläutert.

4.5 Aufbringungsprofile für erneuerbare Erzeugung

Für die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Aufbringungsprofile von Photovoltaik (PV) und Windkraftanlagen wurde die in [48] beschriebene Onlineplattform „Renewable Ninja“ verwendet. In der dazugehörigen Veröffentlichung erfolgte die Validierung der PV-Standorte auf Basis der in Abbildung 4-10 verwendeten Standorte mit den zu sehendem „Azimut-Winkel“. Dabei ist außerdem zu erkennen, dass über 400 der 831 verwendeten Anlagen zur Validierung der Modelle eine Südausrichtung besitzen.

Dieses Modell besitzt hinterlegte Zeitreihen für ausgewählte Wetterjahre. Das österreichische Staatsgebiet erstreckt sich zwischen dem 46ten und 49ten Breitengrad daraus wurde der im Modell hinterlegte Neigungswinkel, wie in Abbildung 4-10 von 25 Grad im Modell hinterlegt.

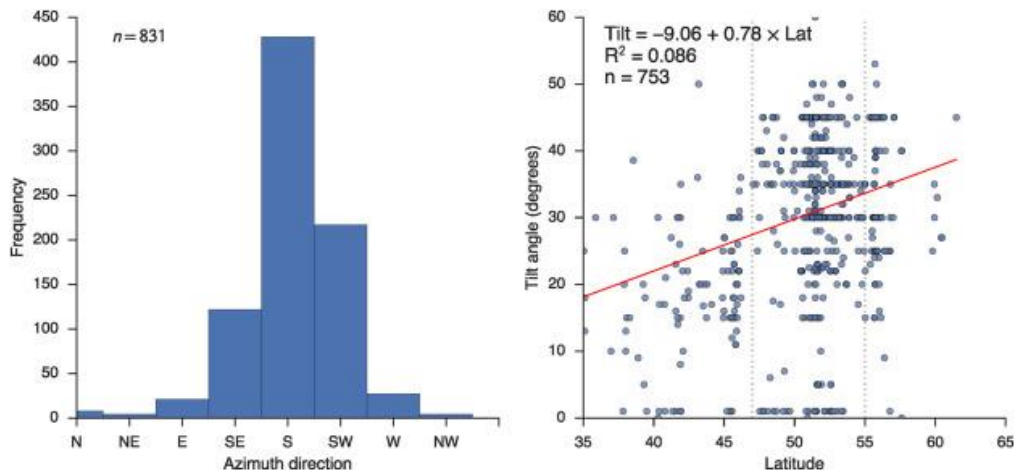


Abbildung 4-10: Zeigt die Ausrichtung der PV-Anlagen Nach Längen und Breitengraden bzw. Himmelsrichtungen [48]

Neben den standortspezifischen Zeitreihen für die PV- Aufbringung sind auch räumlich und zeitlich aufgelöste Winddaten erforderlich, um die topografischen Unterschiede innerhalb des Bilanzgebiets abzubilden. Das für diese Arbeit verwendete Modell ist mit den in Abbildung 4-11 eingezeichneten Standorten validiert worden [49].

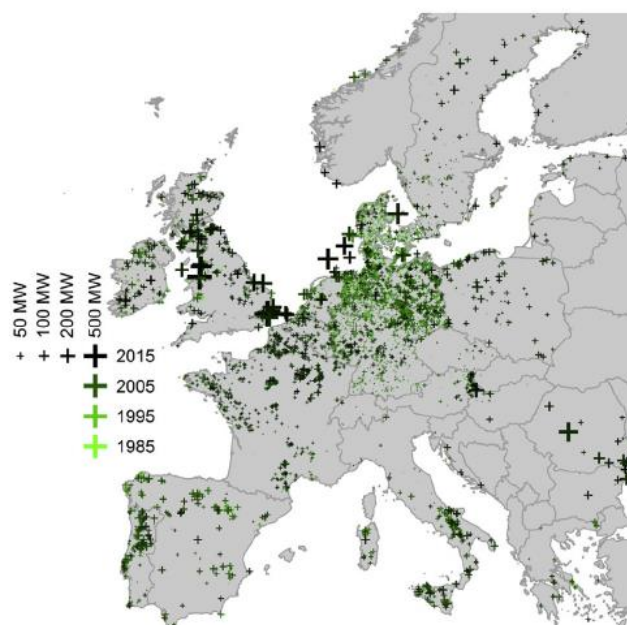


Abbildung 4-11: Verwendete Windstandorte für die Validierung der Windprofile [49]

Für diese Arbeit relevante Standorte auf österreichischem Staatsgebiet haben nach Abbildung 4-12 eine Unsicherheit von 1,4 % sowie einen methodischen Fehler von rund 1,5 %. Diese Abweichungen sind im Vergleich zu den Schwankungen, welche aus den unterschiedlichen Wetterjahren resultieren innerhalb einer tolerierbaren methodischen Schwankungsbreite.

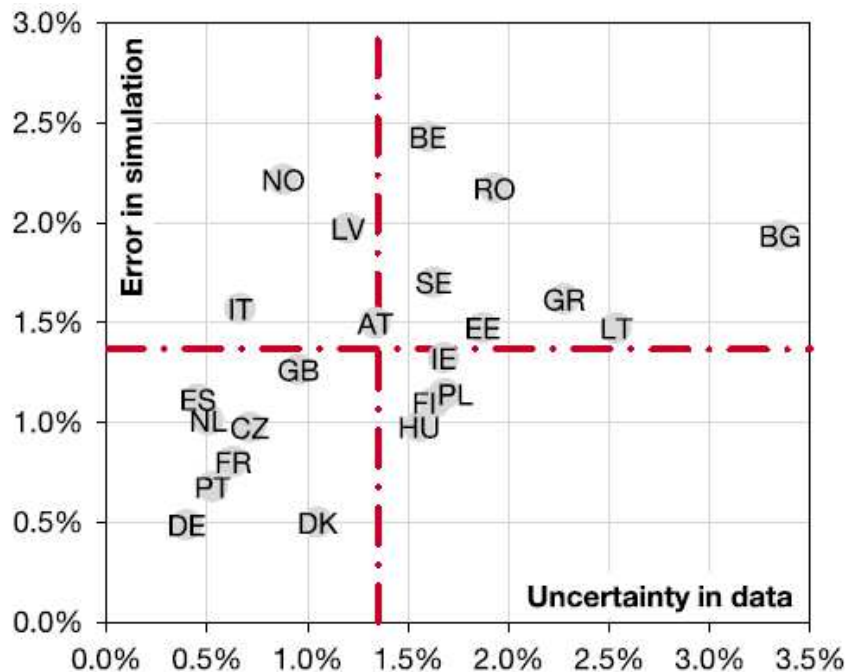


Abbildung 4-12: Unsicherheitsfaktoren & Fehlerabweichung je Staat der Cap-Faktoren der Windprofile [48]

Durch die Variation der Wetterjahre besitzen Wetterdaten auf österreichischem Staatsgebiet nach [49] eine Schwankungsbreite von +/- 26,5 %. Dabei wird in [49] jedoch darauf hingewiesen, dass die gemessenen und frei zugänglichen Winddaten aus der Luftfahrtindustrie bzw. Militärstützpunkten stammen und sich somit für die Standorte von Windkraftanlagen Abweichungen ergeben könnten.

Die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Studie ergeben für die Bilanzzone Österreich einen durchschnittlichen Cap-Faktor von 22,9 +/- 6,06. Der CAP-Faktor in diesem Modell berechnet sich aus der im ausgewählten Jahr aufgebrauchten Energiemenge E_n dividiert durch die durchschnittlich installierte Leistung des betrachteten Jahres gemäß Formel (4-4). Der Vergleich mit den gemessenen Werten der Zielregion erfordert diese Berücksichtigung des Windkraftausbaus.

$$CF = \frac{E_n}{\sqrt{P_n \cdot P_{n+1}}} \quad (4-5)$$

Dies entspricht für das Referenzjahr 2014 und die durchschnittliche österreichische Windkraftanlage 1474 bis 2538 Volllaststunden.

Die berücksichtigten Zeitreihen für den natürlichen Zulauf von Wasserkraftanlagen basieren auf [50]. Dabei erfolgte eine Erhebung der natürlichen Zuflüsse im Bereich des Oberlaufs der größten österreichischen Flüsse. Über die Berechnung der mittleren Fließgeschwindigkeiten ergeben sich zeitlich verschobene Spitzenlasten entlang der Flussabwärts gelegenen Kraftwerke. Nach der Mündung in den nächstgrößeren Fluss werden die Wassermengen aggregiert und stehen für die weitere Nutzung zur Verfügung. Dabei ist das Wetterjahr 2019 für die Berechnung des natürlichen Zulaufs im Modell hinterlegt.

Eine Lastflusssimulation erfordert neben der Netztopologie nicht nur Bedarfs- und Aufbringungszeitreihen der entsprechenden Knoten, sondern auch die zeitlich aufgelösten Leistungen, der grenzübergreifenden Leitungen. Die Daten für die Europaeinbindung basieren auf den im nachfolgenden Kapitel nach [51] beschriebenen Model „Low-carbon Expansion Generation Optimization“ (LEGO).

4.6 Low carbon Expansion Generation Optimization (LEGO)-Model

Das Model LEGO ist laut [51] ein „Mixed Integer Quadraticall Constrained Program“ (MIQCP) Modell auf Basis der Software GAMS [52]. Entsprechend Abbildung 4-13 benötigt das Modell einen ausgefüllten LEGO-Case, welcher das gesamte zu simulierende Energiesystem abdecken muss. Dabei setzt sich der „Case“ aus der Netztopologie des Energiesystems, den Speicherkapazitäten, den natürlichen Zuflüssen, den Selbstentladungen und der Residuallast für jeden einzelnen Knoten des Modells, welche sich auf Basis der nicht steuerbaren Aufbringung des Bedarfs bildet, zusammen. Die Ansammlung an Funktionen, welche in der „LEGO.gms-Datei“ zusammengefasst sind, kann in Kombination mit einem Optimierer für die Berechnung von Lastflüssen der Übertragungsleitungen unter Berücksichtigung eines LEGO-Cases verwendet werden. Für das Lösen der Zielfunktion eignet sich unter anderem die Optimierungssoftware „Gurobi“ [53].

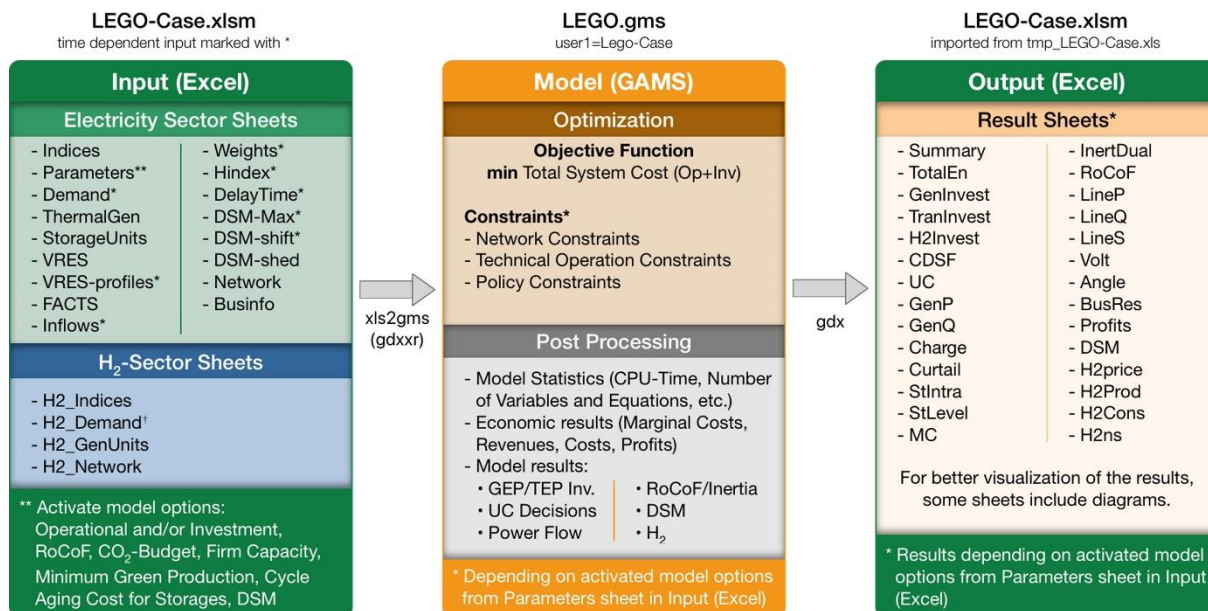


Abbildung 4-13: LEGO-Modell für die Berechnung der Europa-Einbindung nach [51]

Im Bereich der Energiesystemmodellierung werden vermehrt Open-Source Modelle eingesetzt [54], welche nicht nur im wissenschaftlichen Kontext, sondern auch in den Planungsprozessen der Netzbetreiber immer mehr Verwendung finden. Im nachfolgenden Kapitel ist das im Rahmen dieser Arbeit verwendete Modelle beschrieben.

4.7 Open energy modelling Framework (OEMOF)

„Open energy modelling framework“ (OEMOF) ist ein auf der Python-Bibliothek Pyomo [55] basierendes open source-Paket für die Energiesystemmodellierung. Dabei eignet sich das Modell gemäß [56] für die Modellierung einzelner Prozesse, aber auch komplexe Energiesysteme. Im Zuge dieser Arbeit werden Daten der Kategorien „Sink“ und Source aus Abbildung 4-14 als Inputdaten für die in Kapitel 5 beschriebene Datenbank verwendet.

In Tabelle 10-13 des Anhangs sind die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten OEMOF-Bausteine mit ihrer Kurzbeschreibung aufgelistet. Dabei enthält die Tabelle Informationen, aus welchen Grundbausteinen die OEMOF-Objekte aufgebaut sind.

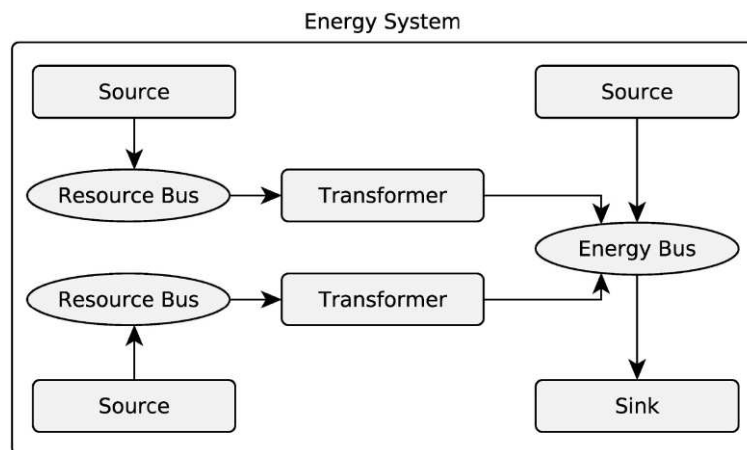


Abbildung 4-14: Schematische Darstellung eines Energiesystems im OEMOF-Netzwerks [56]

Ein OEMOF-Netzwerk setzt sich aus den in Tabelle 10-5 aufgelisteten Grundbausteinen zusammen. Zusätzlich wird in dieser Arbeit auf die von [5] entwickelte Klasse „MyBus“ zurückgegriffen, um Senken mit vorgegebenen Zeitreihen vorzugeben. Dabei kann mit dieser Klasse ein Technologieaustausch zwischen den Zeitschritten verhindert werden. Außerdem ermöglicht dieses Element die Definition einer vorgegebenen Umwandlungskette, welche für die Deckung eines Nutzexergiebedarfs vom Optimierungsalgorithmus ausgewählt wird. Mit dieser Methodik verwendet der Optimierungsalgorithmus auch nicht exergetisch optimale Technologien zur Deckung von Bedarfssenen.

Durch die „MyBus“-Klasse ist es außerdem möglich, dass der Optimierungsalgorithmus auf Basis der angegebenen Randbedingungen Nutzexergiebedarfe energieträgerspezifisch deckt.

Die Grundlage für die Berechnung eines Szenarios bilden die in Tabelle 10-5 aufgelisteten Elemente. Für die Abbildung der Energieumwandlungskette vom Block „National Generation or Production“ laut Abbildung 4-15, welcher für die Primärenergieaufbringung innerhalb des betrachteten Staatsgebiets steht, bis hin zu Punkt 4 „Current Useful Exergy Deman¹ (CUED) ist es erforderlich alle Umwandlungsprozesse mit einem Koeffizienten auszustatten. Der CUED kann aus den Endenergiemengen eines Szenarios mit den von [5] berechneten Koeffizienten für alle im Modell hinterlegten Kategorien berechnet werden.

¹ CUED setzt sich aus dem Wärmebedarf mit dem Temperaturniveau 25,80,150,350 und 1000°C, unterschiedlichen Verkehrsbedarfen, dem Strombedarf für Licht und Informations- und Telekommunikationstechnologien, Standmotoren, Industrieprozessen sowie Prozessbedingten Bedarfen gemäß NEA zusammen [39].

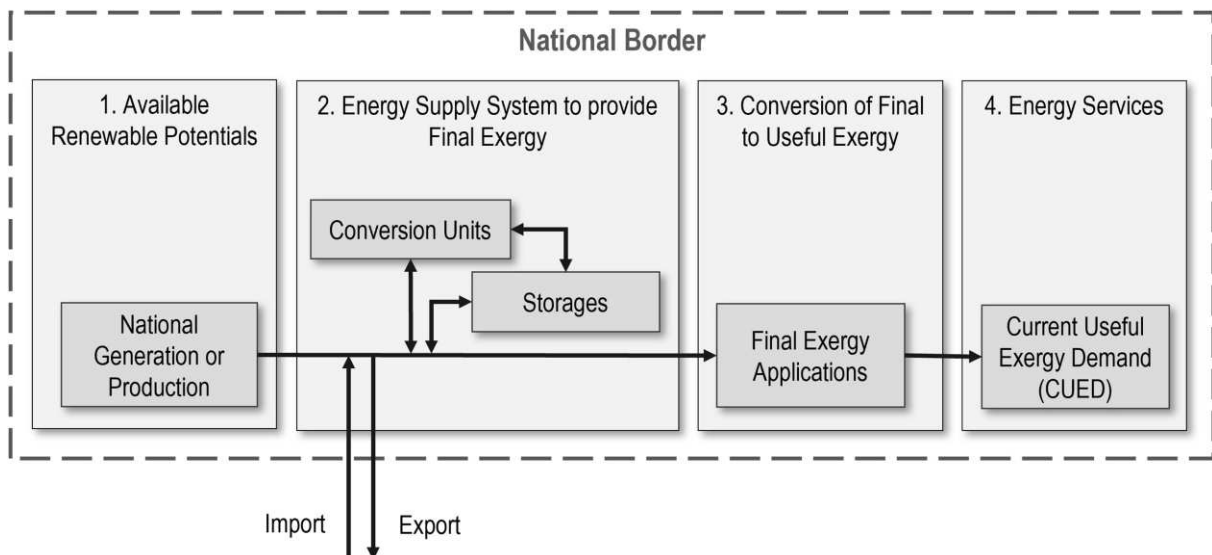


Abbildung 4-15: Bilanzgrenzen des OEMOF Modells [5]

Dabei ist der Endenergiebedarf innerhalb der Systemgrenzen vorgegeben. Zusätzlich benötigt das Modell die nicht steuerbare erneuerbare Primärenergieaufbringung welche als „Source“ nach [56] zeitlich aufgelöst definiert sein muss. Im Rahmen dieser Arbeit werden Zeitreihen mit 8760 Zeitschritten verwendet. Ziel der Optimierung ist es die Exergieverluste des Energiesystems unter Berücksichtigung der definierten Randbedingungen zu minimieren. Hierbei kann der Algorithmus zusätzlich auf Importe und Exporte zurückgreifen, um die Energiebilanz in jeden einzelnen Zeitschritt auszugleichen. Sollte dies aufgrund der Rahmenbedingung nicht möglich sein, ist das Energiesystem nicht berechenbar und der Optimierer findet kein Minimum der Zielfunktion.

Als Ergebnis der Optimierung erhält man zunächst die Exergiemengen für die Erstellung eines wie in Abbildung 4-16 dargestellten Exergieflussdiagramms. Dieses Diagramm beschreibt den Exergiefluss eines Szenarios für ein zukünftiges Energiesystems und kann mit den in Kapitel 3.2 beschriebenen Szenarien verglichen werden.

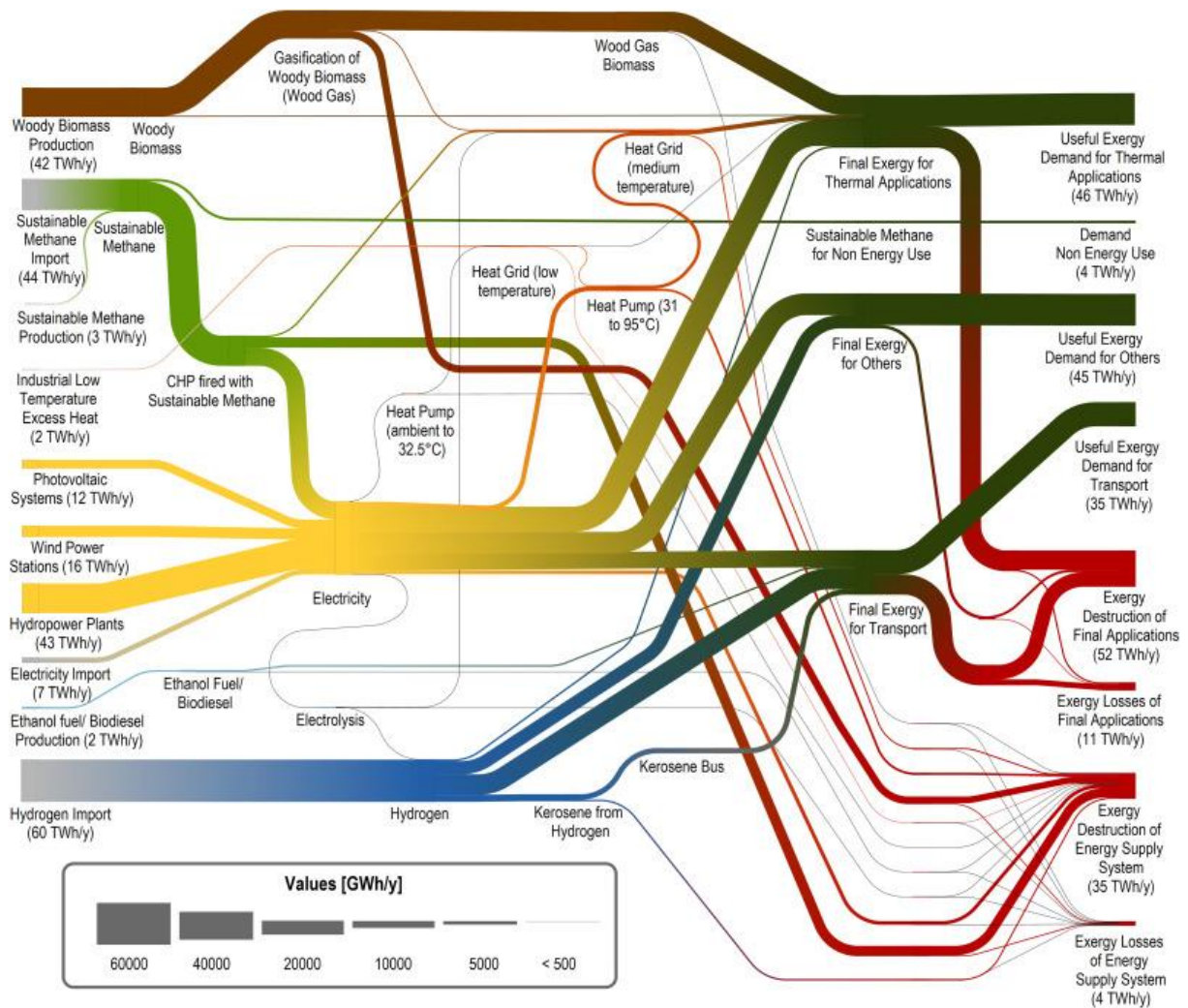


Abbildung 4-16: Grasmann-Diagramm für die energetische Umwandlungskette eines OEMOF-Systems [5]

Aus diesem Modell ergibt sich welcher Technologiepfad genutzt wird um die jeweilige Nutzexergiekategorie zu decken. Dabei versucht das Optimierungsmodell die Exergieverluste zu minimieren und somit den Gesamtwirkungsgrad des Systems zu verbessern. Dabei liefert dieses Modell keine Information, welchen Einfluss die berechneten Ergebnisse auf die Netzinfrastruktur innerhalb der Bilanzgrenzen haben. Wie Engpässe im Stromnetz zum Stand der Technik ermittelt werden, ist im nachfolgenden Kapitel beschrieben.

4.8 Netzsimulation

Versorgungssicherheit zählt laut ELWOG § 11a [22] zu den Hauptaufgaben von Netzbetreibern. Um den Betrieb zu gewährleisten, haben sich laut [57] Lastfluss-, Optimal Power Flow- und Kurzschlussberechnungen als bewährte Methoden etabliert. Diese Berechnungen erfordern Daten in Form des UCTE-DEF-Format für Netzberechnungen der ENTSO-E [58].

4.8.1 HyFlow (Matpower)

Matpower ist nach [59] eine MATLAB-Bibliothek, welche Funktionen für die Modellierung, Simulation und Optimierung von Lastflüssen in Energienetzen zahlreiche Funktionen enthält. Das Berechnungsframework HyFlow basiert auf „Matpower“. In der nachfolgenden Abbildung ist für die Einordnung des HyFlow-Modells eine Gegenüberstellung zu kommerzieller Software für Multi Energy System-Modelle (MES-Modelle) dargestellt.

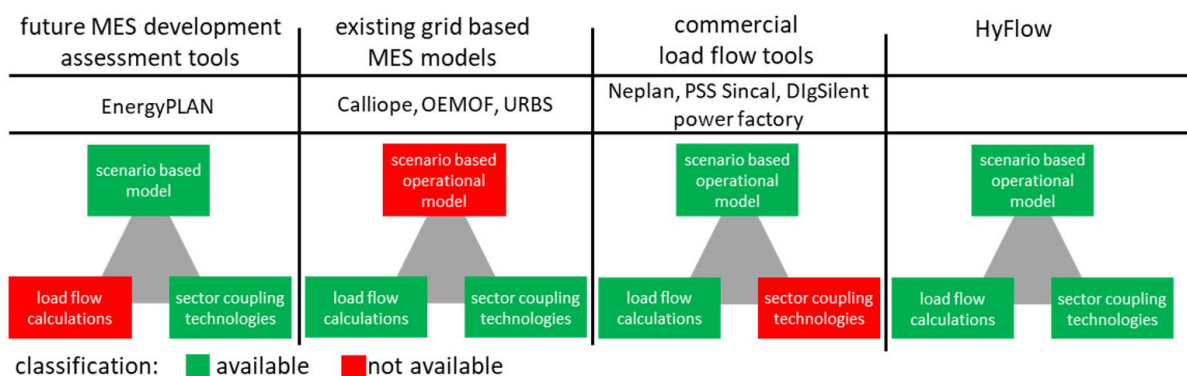


Abbildung 4-17: Gegenüberstellung von HyFlow mit kommerzieller Software für Netzwerk MES-Modelle [50]

Für die Berücksichtigung von flexiblen Elementen, die die Verbindung zwischen unterschiedlichen Energieträgern darstellen, rechnet HyFlow auf drei Zellebenen mit unterschiedlicher räumlicher Detailtiefe. Flexible Elemente sind Gas to Heat- (GtH), Power to Heat- (PtH), Gas to Power and Heat- (GtPH) und Power to Gas and Heat-Anlagen (PtGH).

Zellen der Ebenen 1 können beispielsweise Niederspannungsnetzbereiche darstellen, Zellen der Ebene 2 den sie versorgenden Mittelspannungsbereich und die Ebene 3 wäre dementsprechend der Hochspannungsnetzbereich, der die unteren Netzebenen versorgt. Eine Zelle der Netzebene 3 ist auch für den Energieaustausch mit dem übergeordneten Energiesystem verbunden. Mit der Einführung eines sogenannten Slack-Knoten ist ein Energietransfer laut dem in Abbildung 4-18 dargestellten Konzept möglich.

Die für diese Logik verwendeten Zellen können projektspezifisch angepasst werden. Die Daten, welche mit dem im Rahmen dieser Arbeit erstellten Datenbankmodell generiert werden können, entsprechen Zellen, die dem Einzugsgebiet von Umspannwerken der Netzebene 4 zuzuordnen sind.

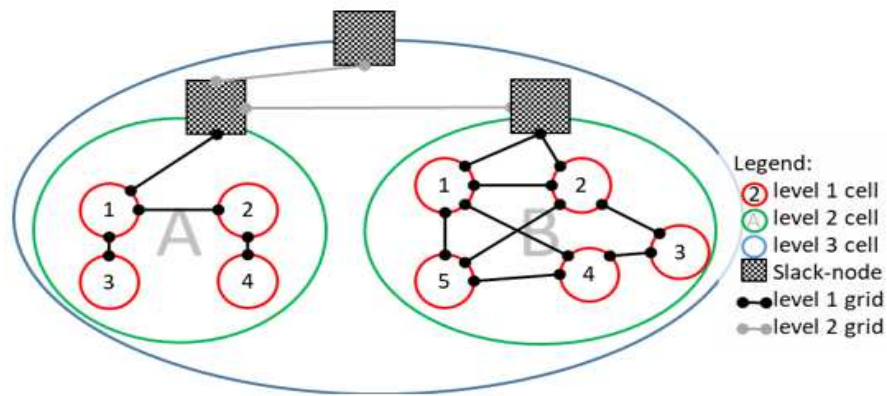


Abbildung 4-18: Netzwerklevels des Multi-Multi-Energy-Systems für HyFlow [50]

Für eine Berechnung sind somit zeitlich als auch räumlich aufgelöste Daten der Aufbringung und des Bedarfs im zu berechnenden Netz erforderlich. Die Berechnung dieser Datensätze erfolgt mit dem in Kapitel 5 beschriebenen Modell. Zusätzlich müssen die Parameter der flexiblen Elemente, die für eine für eine sektorenkoppelnde Berechnung notwendig sind, definiert werden. Ein Ausschnitt dieser ist in Tabelle 4-3 dargestellt.

Tabelle 4-3: Parameter für die Speicher und hybriden Elementen in HyFlow [50]

Storage	Hybrid Element
storage capacity	power
charge / discharge power	conversion efficiency for each energy carrier
charge / discharge efficiency	ramp rate up & down
self-discharge	operation strategy
operation strategy	

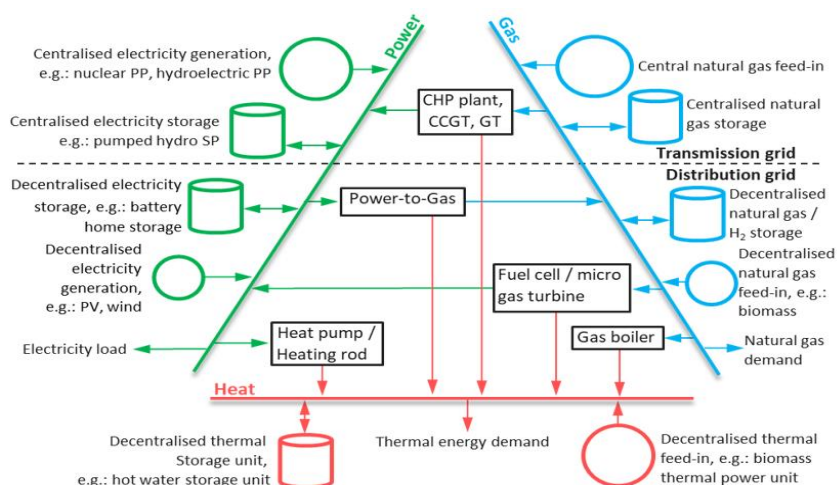


Abbildung 4-19: Sektorkoppelnde Speicher und Flexibilitätsoptionen in HyFlow [50]

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte die Generierung von Netzberechnungsdaten für das oben erklärte Modell. Den Übergang von den bisher beschriebenen Modellen für die Generierung von Inputparametern hin zu den Modellen für die Berechnung von Netzinfrastruktur, welche zeitlich und räumlich aufgelöste Daten benötigten, bildet das in Kapitel 5 beschriebene Datenbankmodell.

5 VERWENDUNG DES DATENMODELLS

Im nachfolgenden Kapitel sind die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten und überarbeiteten Modelle beschrieben. Diese Modelle stehen mit dem Erscheinen dieser Arbeit auf der Internet-Plattform GitHub frei zur Verfügung [60]. Weiterführende Erklärungen und Hilfestellungen, welche den Rahmen dieser Arbeit sprengen würden, sind auf der nachfolgenden Homepage nachzulesen [61].

Für die Verwendung der Datenbank ist eine Datenverbindung zum Systemlaufwerk des Lehrstuhls für Energieverbundtechnik erforderlich.

Für den Zugriff gelten folgende Systemanforderungen:

- Windows 10 Betriebssystem oder neuer
- Mindestens 4GB Arbeitsspeicher
- Python Version 3.12 oder neuer mit den nachfolgenden Bibliotheken
 - Psycopg2 2.9.9
 - SQL-Alchemie 2.0.25
 - Geopandas 0.14.2
 - Pandas 2.2.1
 - Numpy 1.26.4
 - Matplotlib 3.8.0
- Python-Entwicklungsumgebung (Empfehlung PyCharm [62])
- PgAdmin Version 7 oder neuer [63]
- PostgreSQL Version 14 oder neuer [64]

Im nachfolgenden Kapitel sind die theoretischen Grundlagen eines Datenbankmanagementsystems zusammengefasst.

5.1 Datenbankmanagementsystem

Es gibt unterschiedliche Arten von Datenbankmodellen. Der aktuell dominante Typ von Datenbankmodellen ist das relationale Modell, wie es beispielsweise einer der Marktführer auf diesem Gebiet, MySQL, verwendet. Das Gegenstück dazu ist das objektorientierte Datenbankmodell, welches eine geringere Marktdurchdringung aufweist. Die Kombination aus beiden Systemen, die so genannten relationalen objektorientierten Modelle, welches z.B. PostgreSQL zu Grunde liegt, besitzt nach [65] steigende Marktanteile.

Relationale Datenbank

Relationale Datenbanken verwenden ein oder mehrere Tabellen, sog. Entitäten, um Daten abzuspeichern. Diese bestehen aus Spalten, welche als Attribute der Entität bezeichnet werden und Zeilen, welche die Daten speichern. In Tabelle 5-1 erkennt man eine einfache Form einer solchen Tabelle mit vier Attributen und fünf Einträgen.

Tabelle 5-1: Beispiel einer Tabelle für eine relationale Datenbank [65]

Verkäufer	Projekt	Stück	Menge
A	A	1	12
B	A	2	23
C	B	4	17
D	B	4	18
D	C	5	7

Solche Tabellen können über ein relationales Datenbankschema miteinander verknüpft und in Form eines „Entity Relationship“-Modells (ER-Modell) abgebildet werden. Entitäten werden als Rechtecke dargestellt und Relationen als Rauten (siehe Abbildung 5-1). Zusätzlich dazu gibt es noch Attribute, die eine Entität bzw. Relationen genauer beschreiben können. Diese werden in Abbildung 5-1 in Form einer Ellipse gekennzeichnet. Jede Entität besitzt dazu noch so genannte Schlüssel Attribute, die im ER-Schema mit einem Unterstrich gekennzeichnet werden. Die Summe aller Schlüsselattribute eines Eintrags bilden dabei eine eindeutige Definition einer Entität und den so genannten Primärschlüssel [65].

ER-Modell

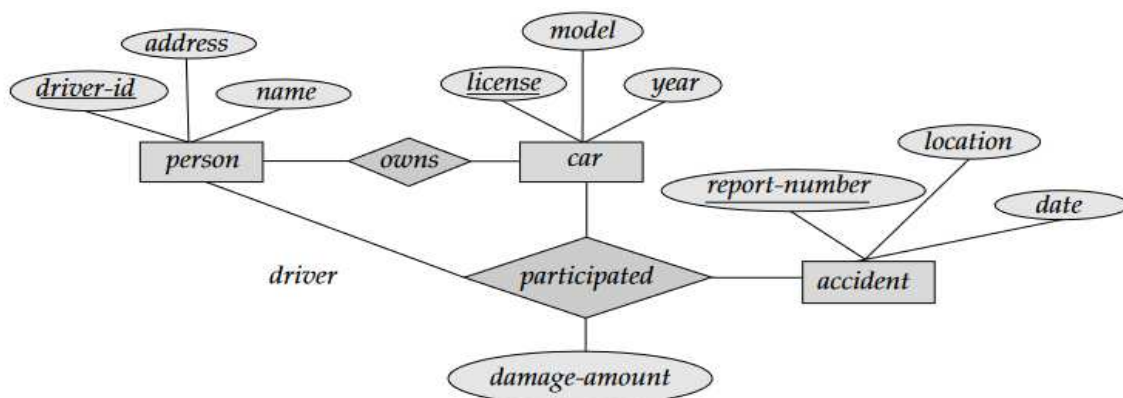


Abbildung 5-1: Beispiel eines ER-Diagramms [65]

Objektorientiert

Eine weitere Form ist die objektorientierte Datenbank. Hierbei werden die Daten nicht in Form von Tabellen, sondern in Objekten abgespeichert. Dabei beschreibt man ein Objekt, wie eine Entität in einer relationalen Datenbank mit Attributen, jedoch kann man hierbei jedem Attribut einen beliebigen Datentyp zuweisen [65].

Relational-Objektorientiert

Die Kombination aus relationalen und objektorientierten Datenbanken nennt man relationale objektorientierte Datenbanksysteme. Diese kombinieren die Flexibilität von objektorientierten Datenbanksystemen und die Effizienz von relationalen Datenbanksystemen. Ein für diese Arbeit wichtiger Anwendungsbereich sind hierbei räumlich aufgelöste Daten [65].

Aufgrund der einfachen Schnittstelle zu GIS-Daten, der nicht kommerziellen Nutzung und der Marktdurchdringung wurde das Datenmodell in dem gemäß Kapitel 5.2 beschriebene Datenbank-System realisiert.

5.2 Datenbankmanagementsystem PostGreSQL

PostgreSQL ist ein freies objektrelationales Datenbankmanagementsystem (ORDBMS). PostgreSQL ist weitgehend konform mit dem SQL-Standard „SQL:2011“ nach [66], das heißt der Großteil der Funktionen ist verfügbar und verhält sich wie definiert. PostgreSQL ist vollständig „Atomicity, Consistency, Isolation, Durability“ (ACID)-konform und unterstützt erweiterbare Datentypen, Operatoren, Funktionen und Aggregate. ACID-konform ist ein Begriff der Datenbanktheorie und beschreibt Regeln und Vorgehensweisen bei Datentransaktionen. Zusätzlich verfügt PostgreSQL über ein umfangreiches Angebot an Erweiterungen durch Dritthersteller, wie zum Beispiel PostGIS zur Verwaltung von Geodaten [67].

Aufgrund der zuvor beschriebenen Eigenschaften wurde die im Rahmen dieser Arbeit erstellte Datenbankanwendung mit PostgreSQL realisiert.

5.2.1 Datenbankverwaltungsprogramm PgAdmin

PgAdmin entstand 2016 als internetbasierende Anwendung, welche mittels Python und jQuery [68] geschrieben wurde. Die Software ist eine der häufigsten verwendeten grafischen Oberflächen für die Verwaltung einer PostgreSQL-Datenbank. Vor der Entwicklung von pgAdmin war für die Ausführung von Anfragen auf geographische Objekte eine zusätzliche Anwendung wie zum Beispiel Quantum-Geoinformationssoftware (QGIS) notwendig. In diesem Projekt kam die QGIS-Version 3.28 nach [69] zum Einsatz. Zusätzlich zu den neuen Möglichkeiten in Bereich der Verwaltung von geographischen Objekten bildet der PgAdmin eine benutzerfreundliche Möglichkeit zur Verwaltung von PostgreSQL- Datenbanken. Die wichtigsten im Projekt verwendeten Werkzeuge sind das Query- und das ERD-Tool. Mit diesen Anwendungen können zum einen relationale Datenbankschemen grafisch erstellt und zum anderen benutzerfreundlich automatisch SQL-Code generiert werden [70].

Für die Überwachung der Aktivitäten der Datenbank liefert PgAdmin das in Abbildung 5-2 dargestellte „Dashboard“. Dabei wird jede Datenanfrage aufgezeichnet und dem Administrator ist es möglich Performance Engpässe zu ermitteln und gegebenenfalls über das Feld „Prepare Transaction“ eine Warteschleife für Abfragen zu bilden. Unter „Properties“ sind die Eigenschaften der aktuell ausgewählten Tabelle zu finden. Jede Tabelle kann neben den grafischen Oberflächen, die der PgAdmin bietet, auch unter dem Fenster „SQL“ mit ihrem SQL-Code geöffnet werden. Für die Erstellung eines Backups der

Datenbank werden alle Tabellen als SQL-Code abgespeichert und sind mit dem erneuten Ausführen des SQL-Codes wiederherstellbar.

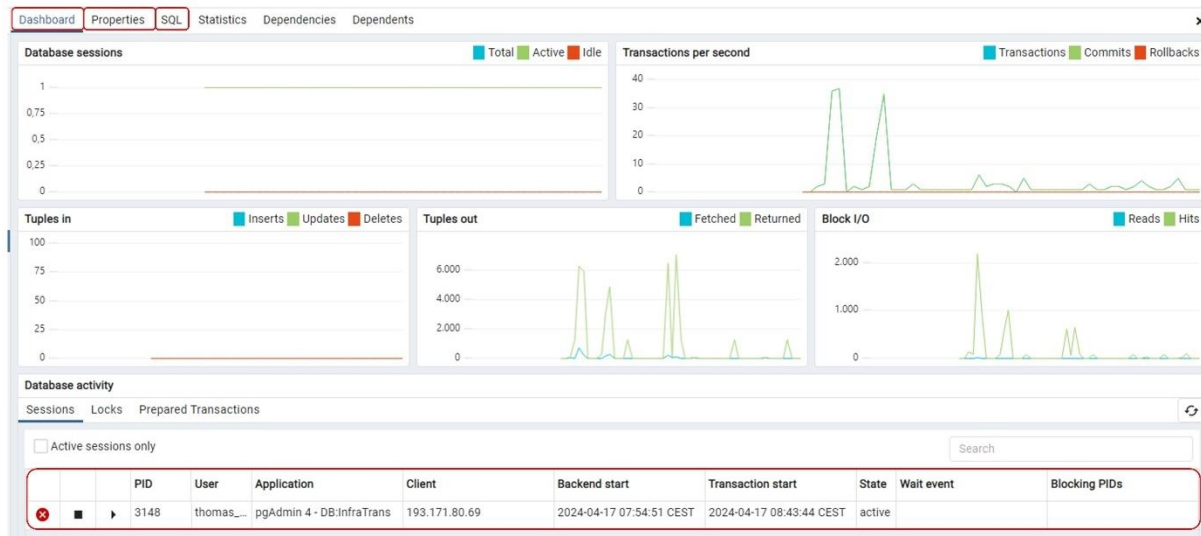


Abbildung 5-2: Analysefunktionen für PgAdmin

5.2.2 Räumliche Erweiterung PostGIS

PostGIS ist eine von „Refractions Research Inc.“ im Rahmen eines Forschungsprojektes entwickelte Geodatenbanktechnologie, welche auf Basis von PostgreSQL entwickelt wurde und die Schnittstelle zwischen GIS-Daten und einer PostgreSQL-Datenbank bildet [71].

Im Rahmen dieser Arbeit sind die als PostGIS-Extensions zur Datenbank hinzugefügten Befehle für die Flächenverschneidung, wie in Kapitel 5.5.3 beschrieben notwendig. Dabei liegen geografische Verwaltungseinheiten wie z.B die in dieser Arbeit wichtigen USW-Bezirke als „Polygon“ vor (siehe Abbildung 5-9). Gasfernleitungen, Höchstspannungsleitungen und Hochspannungsleitungen sowie die Verteilungsnetze des österreichischen Gasnetzes sind als „LINE“- Elemente im Datenmodell enthalten.

Mit dem Installieren einer Extension bekommt die Datenbank zusätzliche Befehle, die ausgeführt werden können. Außerdem ist dabei die Erweiterung des „Geometry Viewer“ enthalten, welcher aufbauend auf der Java Skript Bibliothek „Leaflet“ nach [72] die Visualisierung von Geo-Daten im PgAdmin ermöglicht.

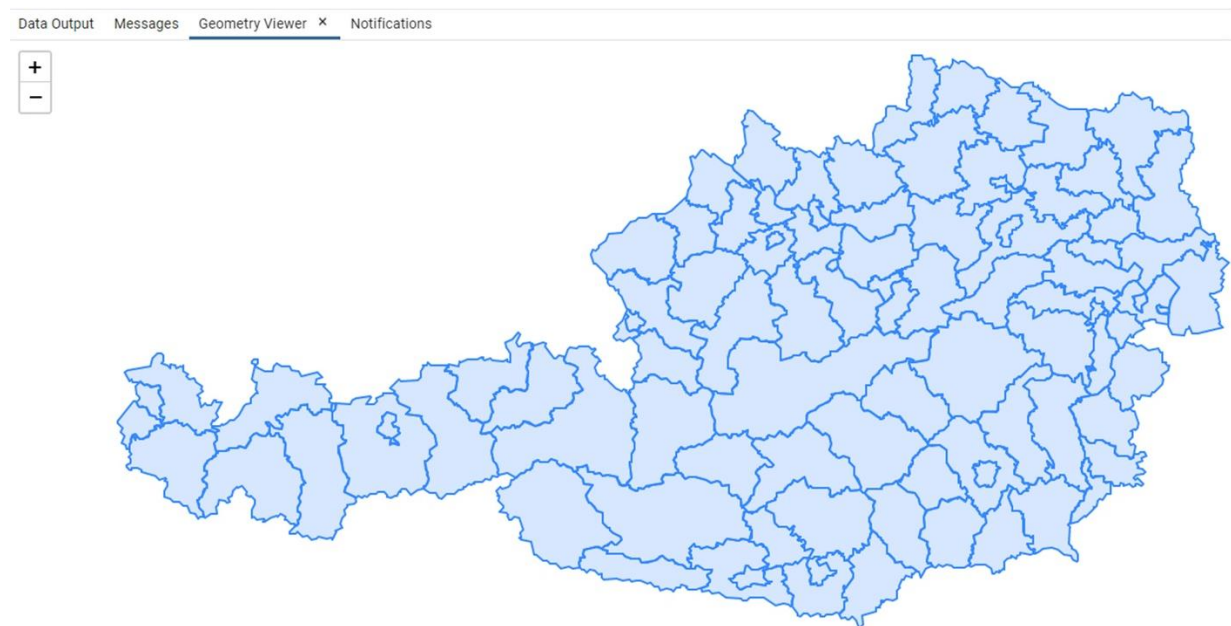


Abbildung 5-3: Geografische Visualisierung in PgAdmin aufbauend auf der Java Skript-Bibliothek Leaflet [72]

Unter der IP-Adresse „193.171.80.144“ und dem Port „5432“ ist der PostgreSQL-Server „EVT_data“ erstellt worden. Auf diesem Server sind zum Zeitpunkt des Erscheinens dieser Arbeit die Datenbanken „InfraTrans“ und „OEMOF“, welche für die in dieser Arbeit beschriebene Funktionen notwendig sind, angelegt.

5.3 PostgreSQL-Datenbank Modell „InfraTrans“

Das aus Abbildung 10-1 des Anhangs zu entnehmende Datenbankschema bildet die Grundlage für den Transformationsprozess von Szenarien-Daten bis hin zum Datensatz, welcher für eine Lastflusssimulation notwendig ist. Dabei setzt sich das Modell aus orange dargestellten Daten, welche auch als Layer in einer GIS-Software dargestellt werden können, dunkelgrün dargestellte Tabellen, die Informationen zu räumlichen Einheiten enthalten und hellgrünen Tabellen, welche die zeitlich abhängigen Daten enthalten, zusammen. Zusätzlich gibt es violett gefärbte Tabellen, welche Klassifikationen, wie das NACE-System nach [32] abbilden. Grau eingefärbte Tabellen sind keiner Kategorie zugeordnet und enthalten beispielsweise Firmen- oder Potentialdaten der erneuerbaren Energieträger. Attribute einer Tabelle, welche mit einem goldenen Schlüssel gekennzeichnet sind, bilden Elemente des Primärschlüssels. Mit dem Primärschlüssel, welcher sich aus einem oder mehreren Einträgen zusammensetzen kann, ist eine Zeile in einer Tabelle eindeutig bestimmt. Als Beispiele für eine Identifikationsnummer als Primärschlüssel kann der Gemeindecode, der Bezirkscode oder die NACE-Abteilungsnummern genannt werden. Dabei ist gemäß [73] drauf geachtet worden, dass Schlüsselemente den Datentyp „Bigint“ besitzen.

Ein Fremdschlüssel ist laut [74] ein Verweis von Tabellenblatt „x“ auf ein Attribut des Tabellenblatts „y“ und wird wie in Abbildung 10-1 zu erkennen mit einem grauen Schlüssel gekennzeichnet. Dabei können Tabellen über einen Fremdschlüssel miteinander verknüpft werden. Außerdem gibt ein Fremdschlüssel in einer Tabelle vor, welche Einträge bezüglich eines Attributs möglich sind, da dieser Eintrag in der Zieltabelle enthalten sein muss.

5.4 Programmablauf für die Berechnung von zeitlich und räumlich aufgelösten Energieszenarien

Auf Basis der zuvor beschriebene Datenmodelle kann der in Abbildung 5-4 dargestellte Prozessablauf bis zur Netzberechnung mit HyFlow durchgeführt werden.

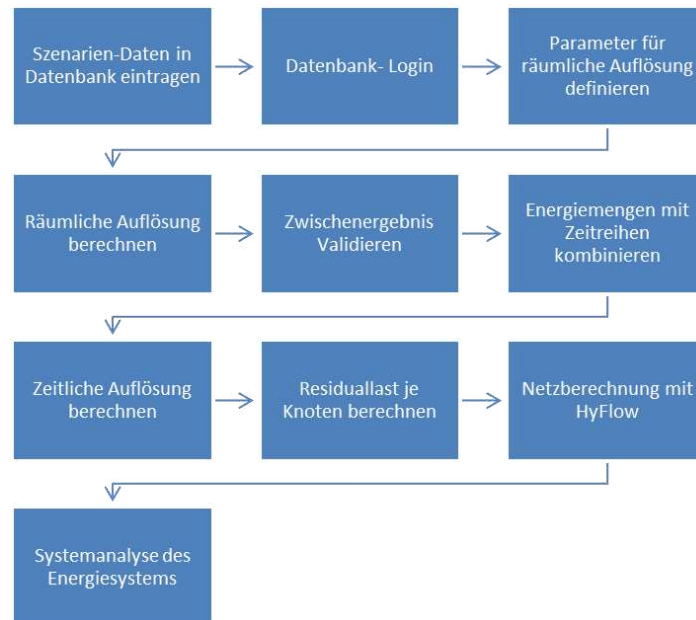


Abbildung 5-4: Umrechnungsprozess für Szenario-Daten in Datensatz für Netzberechnung

Die Verwendung des Datenbankmodells erfordert ein Energieszenario mit energieträger- und sektorenscharfen Endenergiemengen, welche für ein Referenzjahr und dem zu berechnenden Zieljahr definiert werden müssen. Die Gliederung erfolgt gemäß Nutzenergieanalyse [39]. Für das in Kapitel 6.1 beschriebene Modell ist es zusätzlich erforderlich über bekannte Umwandlungswirkungsgrade aus den Endenergiemengen die Nutzenergiemengen zu berechnen. Für die energetische Bewertung von Wärme mit unterschiedlichem Temperaturniveaus erfolgt abschließend eine Umrechnung in Exergie. Somit kann vom Optimierungsalgorithmus unter Berücksichtigung des Gesamtsystems ein wie in Abbildung 5-5 dargestellter Umwandlungskette berechnet werden.

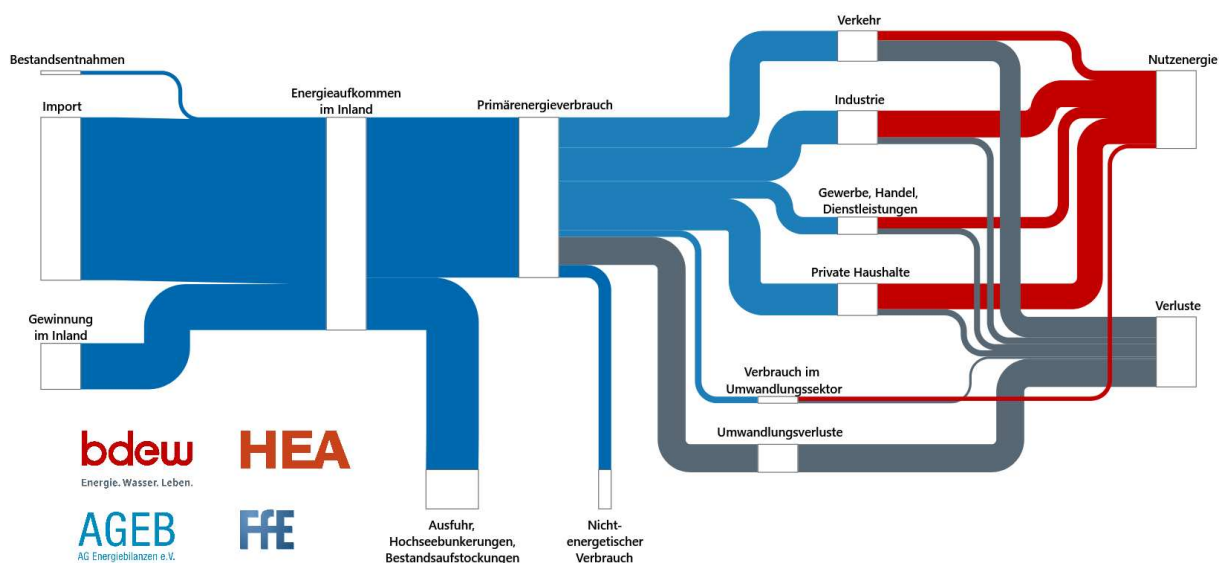


Abbildung 5-5: Schematische Darstellung einer energetische Umwandlungskette [75]

5.5 Grafische Benutzeroberfläche des Datenmodells

In diesem Kapitel ist anhand der grafischen Benutzeroberfläche erläutert, wie mit dem Datenmodell eine räumliche, als auch zeitliche Auflösung eines Energieszenarios durchzuführen ist. Eine grafische Benutzeroberfläche schränkt nach [76] den Handlungsspielraum für den Benutzer massiv ein, jedoch steigert sie durch die vorgegebene Struktur die Benutzerfreundlichkeit signifikant. Die grafische Benutzeroberfläche für die im Rahmen dieser Arbeit ausgearbeiteten Funktionen kann über die main.py-Datei aus [60] unter Einhaltung der Systemanforderungen gemäß Kapitel 5 gestartet werden.

5.5.1 Zugang zum Datenbankserver

Die Verwendung des Datenmodells erfordert als ersten Schritt einen Login zum Datenbankserver mittels Benutzerdaten, welche beim Administrator der Datenbank angefordert werden können. Über einen Benutzernamen und einem Passwort ist, wie in Abbildung 5-6 zu sehen, der Login zur Datenbank möglich. Wird dabei das Feld „Database“ freigelassen, erfolgt eine automatische Auswahl auf die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Datenbank „InfraTrans“.

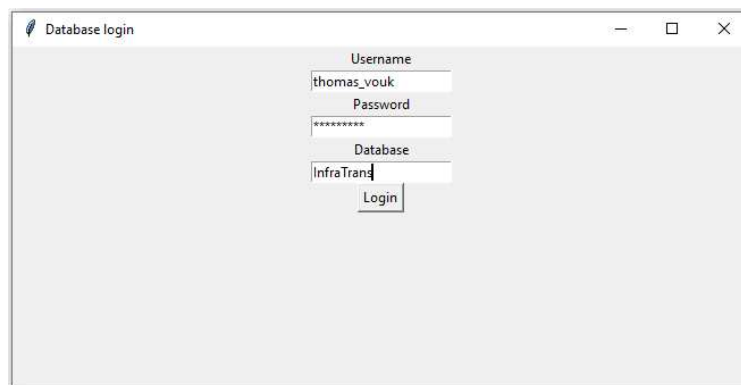


Abbildung 5-6: Login zum Datenmodell

Nach dem Bestätigen der Eingabe durch Drücken des „Login“-Buttons erscheint entweder das in Abbildung 5-7 gezeigte Fenster mit dem Namen „Error“, sollten die Eingabedaten nicht korrekt sein, oder das Fenster „Login Successful“, welches einen erfolgreichen Zugang bestätigt.

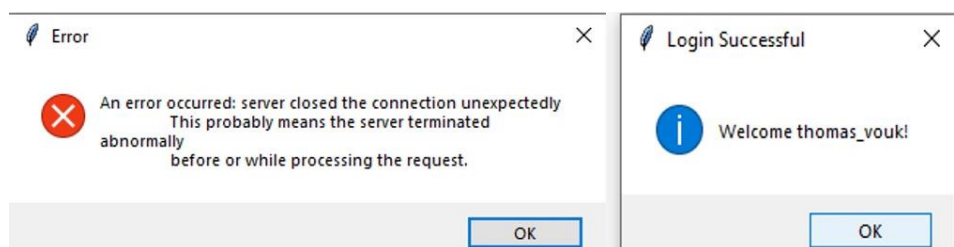


Abbildung 5-7: Informationsfenster nach dem Login Versuch für einen Fehler(links) und einen erfolgreichen Zugang (rechts)

Nachdem eine erfolgreiche Verbindung zum Datenbankserver aufgebaut wurde ist eine Verwendung der Datenbank in Abhängigkeit der zugewiesenen Berechtigungen möglich. Die im Rahmen dieser Arbeit beschriebene Funktionen setzen sich aus einer „Select“-Berechtigung für alle Tabellen der Datenbank und einer „Insert“-Berechtigung für die Tabelle „USW_data“ zusammen. Mit einer „Select“-Berechtigung ist es möglich Berechnungen für zeitliche und räumliche Auflösungen durchzuführen. Eine Manipulation der Daten im Modell ist dabei nicht möglich. Es ist jedoch möglich, alle Daten aus dem Modell für weitere Verwendungen auszulesen. Mit einer „Insert“-Berechnung kann man eine „Insert“-Abfrage auf der

Datenbank ausführen, welche es ermöglicht Daten in einer Tabelle hinzuzufügen jedoch keine bestehenden Tabellen zu überschreiben. Bestätigt man die Willkommensnachricht mit dem „OK“-Button gelangt man zur im nächsten Kapitel beschriebene Oberfläche.

5.5.2 Räumliche Auflösung

Grundvoraussetzung für die Berechnung der räumlichen Auflösung ist ein auf der Tabelle „country_data“ oder „state_data“ eingetragenes Szenario. Dabei steht die „id“ mit dem Wert „1“ für den Staat Österreich. Die Werte der Spalte „nea_sec“ entsprechen den Einträgen der Tabelle 10-2 des Anhangs. Diese bilden die Kategorien auf Basis der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria ab. Die Tabelle „state_data“ verwendet dabei die Bundesländerkennzahl nach [34] als Identifikationsnummer. Ein Eintrag in der Spalte „value“ ist dabei über die Primärschlüsselemente „id“, „time“, „nea_sec“, „e_carrier“ und „project“ eindeutig definiert, wobei „nea_sec“, und „e_carrier“ als Fremdschlüssel auf die Tabelle 10-2 bzw. Tabelle 10-3 verweisen. Für die Spalte „time“ ist der Datentyp „timestamp without timezone“ gewählt, dabei ist die Energiemenge der Spalte „value“ als Jahresenergiemenge in Gigawattstunden hinterlegt.

Tabelle 5-2: Ausschnitt aus der Tabelle "country_data"

id	time	nea_sec	e_carrier	project	value
1	01.01.2020 00:00	1	1	NIP	5074
1	01.01.2020 00:00	2	1	NIP	508
1	01.01.2030 00:00	1	1	NIP	7842
1	01.01.2030 00:00	2	1	NIP	1149
...
1	01.01.2040 00:00	1	1	NIP	9058

Mit der in Abbildung 5-8 dargestellten grafische Benutzeroberfläche und den Szenario-Daten aus Tabelle 5-2 erfolgt die Berechnung der räumlichen Auflösung. Als ersten Schritt muss dem Modell vorgeben werden, ob das Szenario ein Bundesland oder einen Staat abbildet. „State“ steht für eine Regionalisierung eines Bundeslands und „Country“ für einen Staat. Für alle Kategorien, die in der Oberfläche ausgewählt werden können, gilt, dass ein Referenzszenario und ein Berechnungsszenario definieren sein muss. Ein Szenario besitzt einen Namen, ein Bezugsjahr, einen Energieträger und die dazugehörigen Energiemengen. Wird kein Energieträger definiert, wählt das Model automatisch „elektrische Energie“ als Energieträger aus. Sollte ein Energieträger im Referenzjahr laut Szenario keine Energiemenge besitzen, muss ein alternativer Energieträger ausgewählt werden. Mit der „Resolution“ definiert das Modell, mit welchen Zeitreihen, die am Ende dieses Prozesses aufgelösten Daten kombiniert werden. Zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit steht eine viertelstündliche(15M) und eine stündliche Auflösung (1H) als Auswahl zur Verfügung.

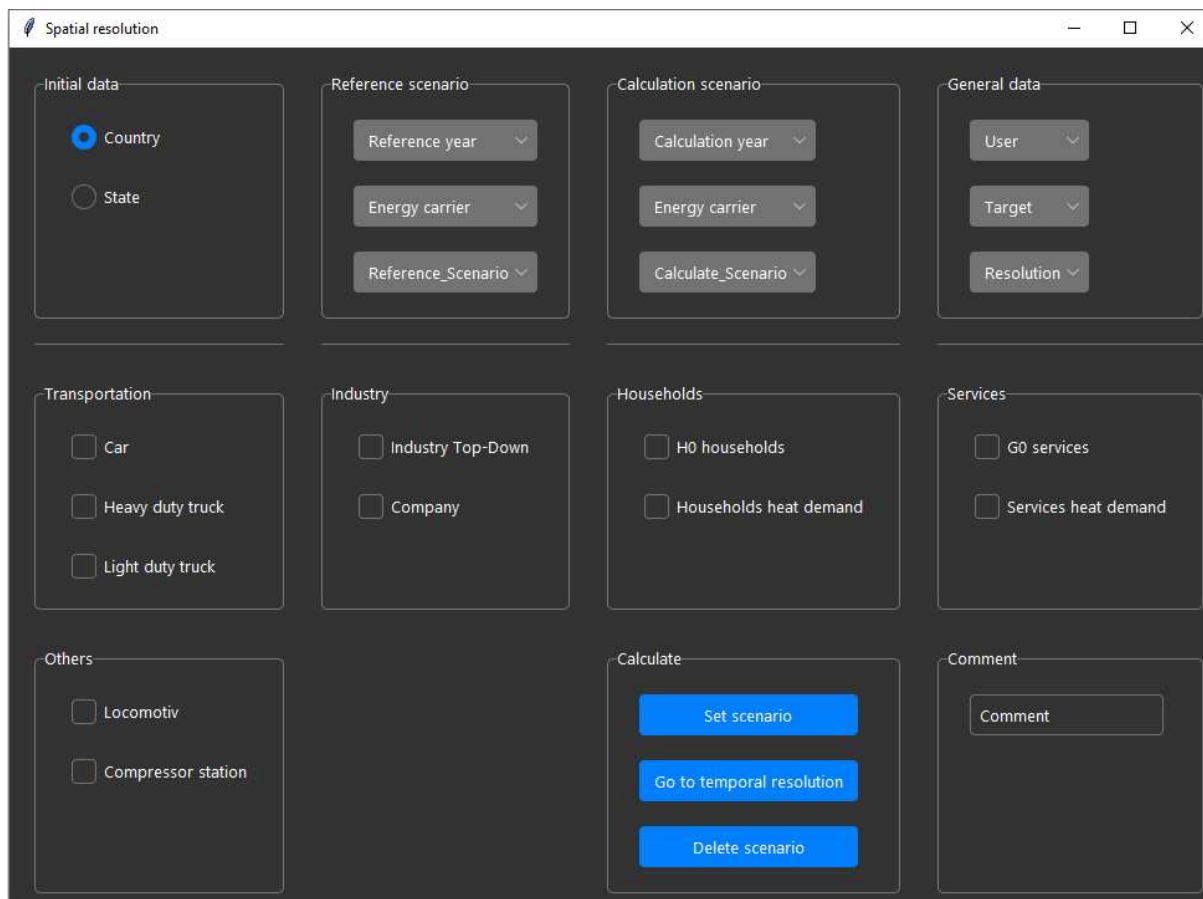


Abbildung 5-8: Grafische Benutzeroberfläche für die Berechnung der räumlichen Auflösung

Netzberechnungen erfolgen nach [50] auf Basis eines Knoten/Kanten-Modelles. Für die Berechnungen der Übertragungsnetze sind im Knoten-Kanten Modell nur die Netzebenen 1-3 aus Tabelle 5-3 als Kanten dargestellt.

Um Energiemengen der Netzebenen 4-7 einem Umspannwerk (USW) zuzuordnen, müssen diese einem Knoten zugewiesen werden. In der nachfolgenden Tabelle sind die Netzebenen des elektrischen Energiesystems in Österreich, welche laut Elektrizitäts- Wirtschafts- und Organisationsgesetz (ELWOG) definiert sind, erläutert.

Tabelle 5-3 Netzebenen in Österreich laut ELWOG [22]

Netzebene	Spannung [kV]	Bezeichnung
1	<380 bis 220	Höchstspannung Einschließlich USW zwischen 380/220
2		USW zwischen Höchst- zu Hochspannung
3	<220 bis >36	Hochspannung (meist 110kV)
4		USW zwischen Hoch- und Mittelspannung
5	<36 bis 1	Mittelspannung
6		USW zwischen Mittel- und Niederspannung
7	<1	Niederspannung

Die Berechnung dieser Einzugsgebiete erfolgt nach [77] über die so genannte Voronoi-Methode. Die dabei entstehenden grünen Vielecke in Abbildung 5-9 bilden das Ergebnis dieser Methode und werden weiters als USW-Bezirke bezeichnet. Die Berechnung der USW-Bezirke erfordert die Definition von Ausgangspunkten. Für diese Arbeit kamen dabei die Koordinaten von 398 Umspannwerke der Netzebene 4 zum Einsatz. Somit steht jeder USW-Bezirk für ein Versorgungsgebiet und bildet das kleinste in dieser Arbeit verwendete Aggregat. Das in Kapitel 4.8.1 beschriebene Modell benötigt für die Durchführung von Netzsimulationen Daten in dieser Auflösung.

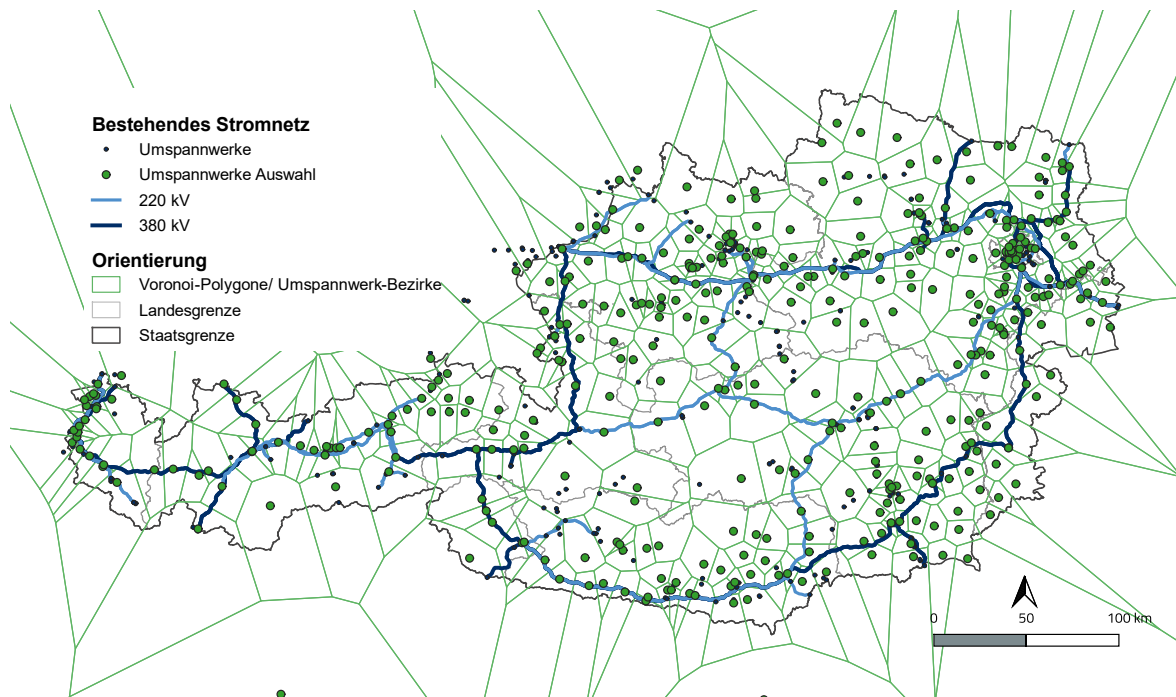


Abbildung 5-9: Voronoi-Diagramm des Knoten-Kanten-Modells über einem QGIS-Layer von Österreich (aufbauend auf [78])

Für die Umrechnung von politischen Verwaltungszonen auf USW-Bezirke erfolgte im Rahmen dieser Arbeit über eine Flächenverschneidung. Mit dieser Methode wird definiert, wie viel Prozent einer Gemeinde zum Einzugsgebiet eines USWs gehören.

5.5.3 Flächenverschneidung für USW-Bezirke

Die Methodik des Flächenverschneidens der USW-Bezirke kann auf alle politische Verwaltungszonen angewandt werden. Nachfolgend gehören Flächenelemente innerhalb der in Abbildung 5-10 dargestellten roten Linie zu einem USW-Bezirk. Die Nummern verweisen dabei auf die Flächenelemente von Verwaltungszonen (in diesem Fall politische Gemeinden), welche in Summe einen USW-Bezirk ergeben.

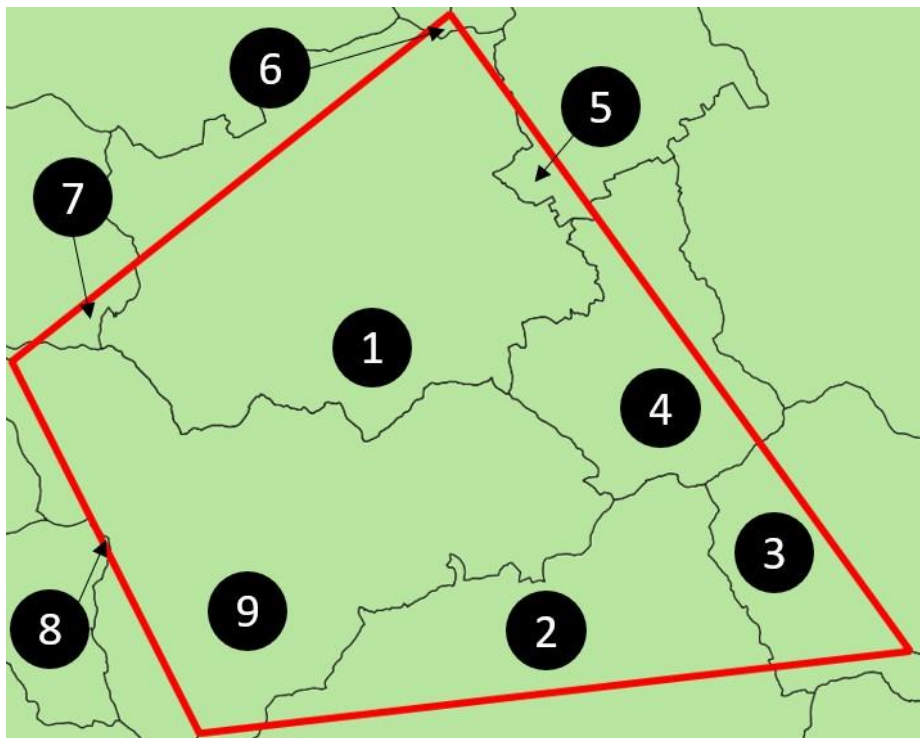


Abbildung 5-10: Überlappung des Umspannwerksbezirks 8062 über die politischen Verwaltungsgrenzen (aus [37] erstellt)

Der USW-Bezirk 8062 setzt sich aus den in Tabelle 5-4 erwähnten Gemeinden zusammen, wobei „Anteil am USW-Bezirk“ für die prozentuelle Zusammensetzung steht. Dabei enthält der USW-Bezirk 82.9% der Gemeinde mit Gemeindekennziffer (GKZ) 62140 und 0.2% der Gemeindefläche für 62135 [79].

Tabelle 5-4: Anteil der Gemeinden am USW-Bezirk 8062

Nummer	GKZ	Name	Anteil am USW-Bezirk [%]	Anteil der Gemeinde [%]
1	62140	Kapfenberg	32,1	82,9
2	62125	Pernegg an der Mur	16,4	40,3
3	62105	Breitenau am Hochlantsch	6,4	21,7
4	62146	Sankt Marein im Mürztal	9,6	69,2
5	62128	Sankt Lorenzen im Mürztal	1,2	6,4
6	62135	Turnau	0,1	0,2
7	62148	Tragöß-Sankt Katharein	0,9	1,2
8	61110	Niklasdorf	0,1	0,5
9	62139	Bruck an der Mur	33,4	82,8

Nach [9, 14] ist es erforderlich, Daten auf politische Verwaltungszone zu aggregieren, dafür ist der in Abbildung 5-11 dargestellte Anteil der Gemeinden an den USW-Bezirken notwendig.

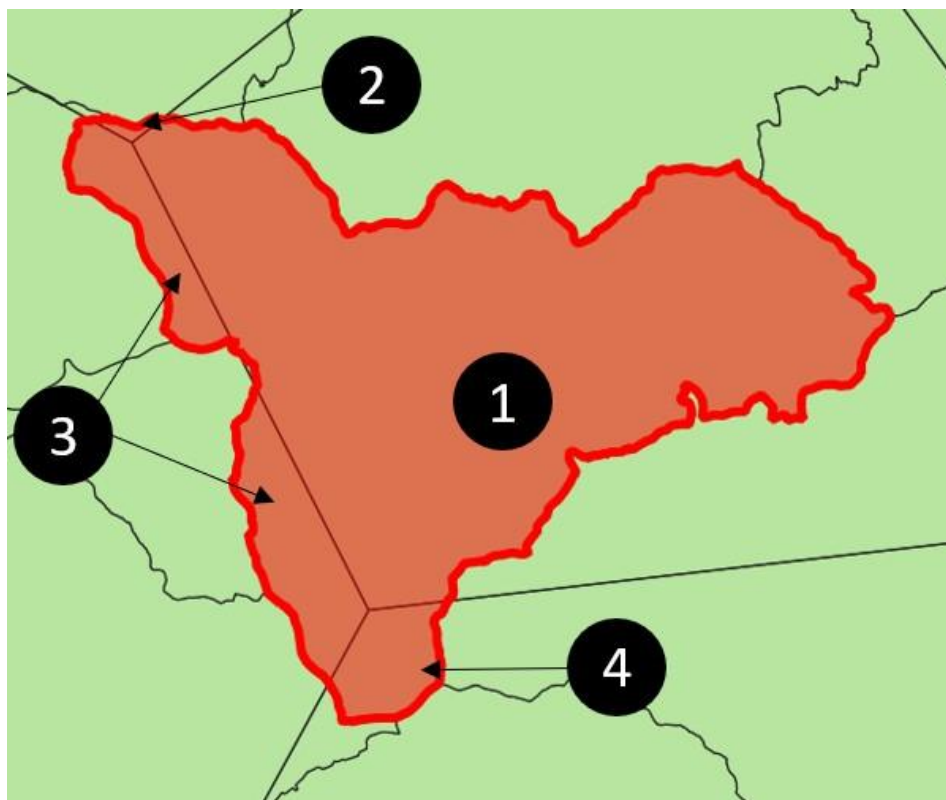


Abbildung 5-11: Überlappung der politische Verwaltungszone 62139 über Umspannungsbezirke (aus [78] erstellt)

Die Fläche 1 entspricht dabei 82,8 % der Fläche der Gemeinde 62139 und diese Gemeinde deckt wiederum 33,4 % des USW-Bezirk 8064 ab.

Tabelle 5-5: Anteil der USW-Bezirke an der Gemeinde mit GKZ 62139

Nummer	USW-ID	Name	Anteil an USW-Bezirk [%]	Gemeindeanteil für USW [%]
1	8064	Kapfenberg	82,8	33,4
2	8070	Büchsengut	0,3	0,1
3	8088	Leoben West	12,6	5,2
4	8057	Frohnleiten	4,3	1,2

Die Umrechnung der Energiemengen der Nachfrage auf räumlich aufgelöst Einheiten, ist im nachfolgenden Kapitel 5.6 beschrieben. Ziel dieser Berechnung sind Energiemengen, welche auf räumliche Einheiten aufgelöst sind und mit szenariospezifischen Zeitreihen verknüpft sind. Diese Daten entsprechen der Tabelle „USW_data“ des Datenmodells und sind in Tabelle 5-6 beispielhaft dargestellt.

Eine Jahresenergiemenge „Value“ kann eindeutig über die Kombination aus den fett dargestellten Primärschlüsselementen „Id“, „Scenario“, „Year“, „Energy_carrier“, „Timeseries_id“ und „Name“ bestimmt werden. Weitere Informationen liefern die Spalten „User“ und „Data_insert_time“, diese sind Attribute, welche Information über den Urheber und den Berechnungszeitpunkt beinhalten.

Tabelle 5-6: Ausschnitt der Tabelle „USW_data“ des Datenmodells

Id	Scenario	Year	Energy _carrier	Timeseries _id	Name	Value [GWh]	User	Data_insert _time
1002	NIP	2030	1	880	PV	18.78	TV	20.12.2023
1002	WAM	2030	1	1278	Wind	76.7	TV	20.12.2023
1002	EEF	2030	2	837	Maschinenbau	23	TV	19.12.2023
1002	EEF	2030	1	844	PKW	102.76	TV	08.08.2023
...
9068	WAM	2040	3	433	Haushalte	5.912	TV	08.08.2023

Diese Tabelle bildet die Datenbasis für die Choroplethenkarten der räumlich aufgelösten Energieszenarien.

5.6 Datenimport

Die Ergebnisse der räumlichen Auflösung sind wie in Abbildung 5-12 zu erkennen, in die Tabelle „USW_data“ importierbar.

Dieser Prozess wird mit einem Rechtsklick auf die Tabelle „USW_data“ gestartet und öffnet mithilfe der Funktion „Import/Export Data...“ ein Drop-Down-Fenster. Diese Funktion führt zum Konfigurationsfenster für den Dateninput. In Abbildung 5-12 ist dabei der Zielpfad des Imports, und der Dateityp mit „CSV“ ausgewählt. Die Anwendung unterstützt auch weitere Datenformate wie „JSON“ oder „.TXT“. Sollte kein „Encoding“ ausgewählt werden, wird automatisch UTF-8 gewählt [80].

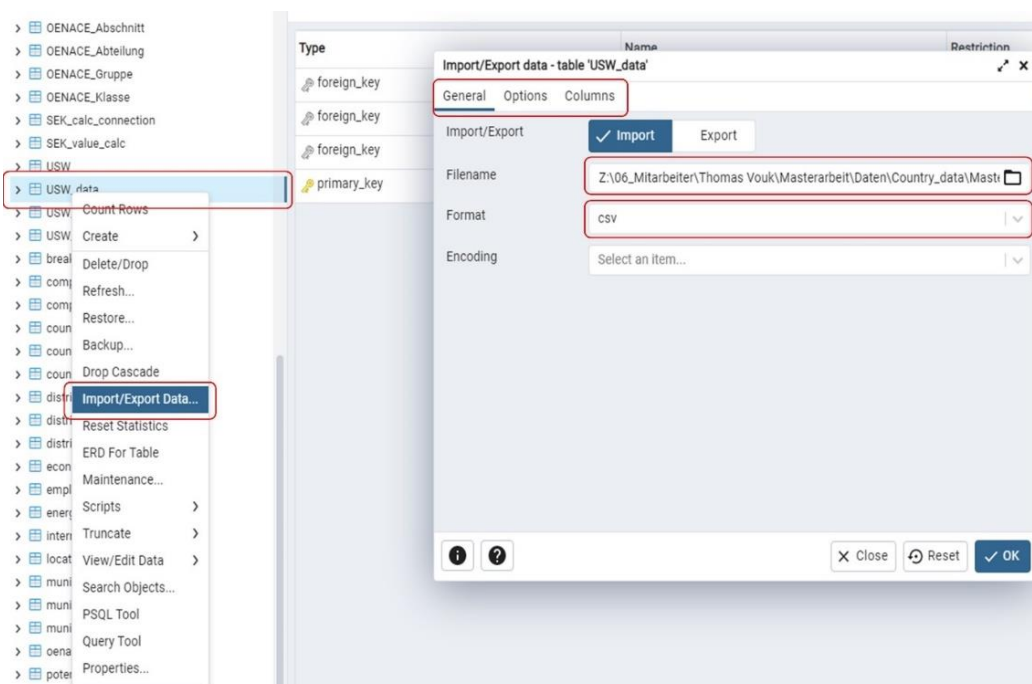


Abbildung 5-12: PG-Admin Oberfläche für den Import von Daten

Mit den zuvor beschriebenen Schritten werden die Variablen einer SQL-Insert Abfrage gesetzt. Datenbankspezifische Abfragen können über die Konsole im PgAdmin, oder wie für die grafische Benutzeroberfläche aus Kapitel 5.5 in einer Programmieroberfläche erstellt werden.

5.7 Zeitlichen Auflösung

Aus der Kombination der räumlich aufgelösten Energiemengen und den normierten Zeitreihen ergeben sich zeitlich und räumlich aufgelöste Leistungen, welche die Grundlage der Netzberechnung bilden. Mit der in Abbildung 5-13 dargestellten grafischen Benutzeroberfläche kann ein Berechnungsfall aus den dargestellten „Demand“- und „Supply“- Kategorien zusammengestellt werden. Dabei kann der Anwender viertelstündliche oder stündliche Auflösung für die aktuell hinterlegten Szenarien und Energieträger für ein gewünschtes Berechnungsjahr auswählen. Über das „Reference year“ definiert man das hinterlegte Kalenderjahr der normierten Zeitreihen. Berechnungen für alle dargestellten Kategorien sind aktuell nur mit dem Kalenderjahr 2019 möglich. Eine Implementierung von weiteren Wetterjahren ist in zukünftigen Arbeiten vorgesehen. Der in Abbildung 5-13 dargestellten Berechnungsfall berechnet eine aus Windkraft und Photovoltaik kumulierter Leistungsmatrix mit 35040 Zeitschritten, welche sich aus 398 Standorten für das Wetterjahr 2019 zusammensetzt. Als Datenquelle für die normierten Zeitreihen dient „PV_GIS“ und die Energiemengen basieren auf dem Szenario „NIP“.

Abbildung 5-13: Grafische Benutzeroberfläche für die Berechnung von zeitlich aufgelösten Szenariodaten

Über die Eingabe der Felder „USW_MIN“ und USW_MAX“ kann die kleinste und größte auszugebende USW-Bezirk-Id ausgewählt werden. Werden keine IDs definiert, wählt das Modell die aktuell kleinste bzw. größte Identifikationsnummer automatisch aus. Ist USW-MIN größer, als USW-MAX gibt das Modell einen Fehler aus und der Prozess der Regionalisierung muss neu gestartet werden. Das Feld „Comment“ ist aktuell nur ein Platzhalter, ist jedoch in Zukunft für Zusatzinformationen der Berechnung vorgesehen. Über „Delete Scenario“ kann der Anwender einen zuvor definierten Berechnungsfall wieder entfernen. Mit einem Klick auf „Calculate data“ erfolgt die Berechnung aller Berechnungsfälle. Sollte es im aktuellen Dateipfad keinen Ergebnisordner mit dem aktuellen Datum geben, erzeugt das Modell einen Ordner und speichert das Ergebnis der zeitlichen Auflösung in Form einer CSV-Datei unter Berücksichtigung der Eingabeparameter in diesen Ordner ab. Im nachfolgenden Kapitel ist anhand des nicht steuerbaren Bedarfs erläutert, wie sich die für die Netzberechnung erforderliche Leistungs-Matrix berechnet.

5.8 Sektorenspezifische Regionalisierung

Für die Datenaufbereitung der Nachfrage ist es für alle Sektoren notwendig, dass historische Daten aus einem Basisjahr zur Verfügung stehen. Die Energiemengen des Szenarios sind für das Berechnungsjahr und dem entsprechenden Energieträger laut Tabelle 5-2 einzutragen. Auf Basis der Szenario-Daten und den in den Szenarien angenommenen regionalen Wachstumsfaktoren kann die Entwicklungen je räumliche Einheit der Zieljahre für die entsprechenden Sektoren bestimmt werden. Die nachfolgenden Kapitel beschreiben, die in Abbildung 5-8 auszuwählenden Kategorien, welche eine SQL-Abfrage für die Regionalisierung eines Sektors enthalten.

5.8.1 Öffentliche und private Dienstleistungen

Die Regionalisierung der Energiemengen im Sektor Dienstleistungen erfordert, dass in das Datenmodell die in Abbildung 5-14 Blau dargestellten Daten eingepflegt sind. Dabei erfolgt die Berechnung der ortsabhängigen Zeitreihen für Gasheizungen und Wärmepumpen auf Basis der in Kapitel 4.3 beschriebenen SigLinDe-Funktion unter Berücksichtigung der Koordinaten der Umspannwerke und der damit verbundenen Temperaturzeitreihen. Hierbei dienen die Koordinaten, welche zur Berechnung des Voronoi-Diagramms in Abbildung 5-9 verwendet wurden, als Datenbasis für die Berechnung der Wärmelastprofile. Die Entwicklung der Beschäftigtenzahl je ÖNACE-Abteilung ist auf Bezirksebene aufgelöst und in Tabelle 10-4 des Anhangs ausschnittsweise dargestellt. Diese Tabelle enthält Beschäftigte in Gemeinden und ÖNACE-Abteilungen aufgeschlüsselt. Im Rahmen dieser Arbeit sind die ÖNACE Kategorien mit einem Attribut versehen worden, welche die NEA Haupt- und Unterkategorien mit einer Identifikationsnummer eindeutig beschreibt. Dies ermöglicht es die Beschäftigtenanzahl gemäß [39] NACE-Code, das eingetragene Jahr und die Gemeindekennziffer zu selektieren.

Für die Berechnung der Beschäftigten sind die Daten aus der Leistungs- und Strukturhebung nach [81] hinterlegt. Darin enthalten sind historische Daten, sowie eine Fortschreibung für die zukünftigen Entwicklungen der ÖNACE-Abteilungen auf Bezirksebene bis zum Jahr 2040. Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass in jedem politischen Bezirk das gleiche Verhältnis zwischen Umsatz und Energiebedarf vorliegt. Für die Aggregation auf USW-Bezirke sind die Mitarbeiter je Gemeinde mit der in Kapitel 5.5.3 beschriebenen Methode umzurechnen.

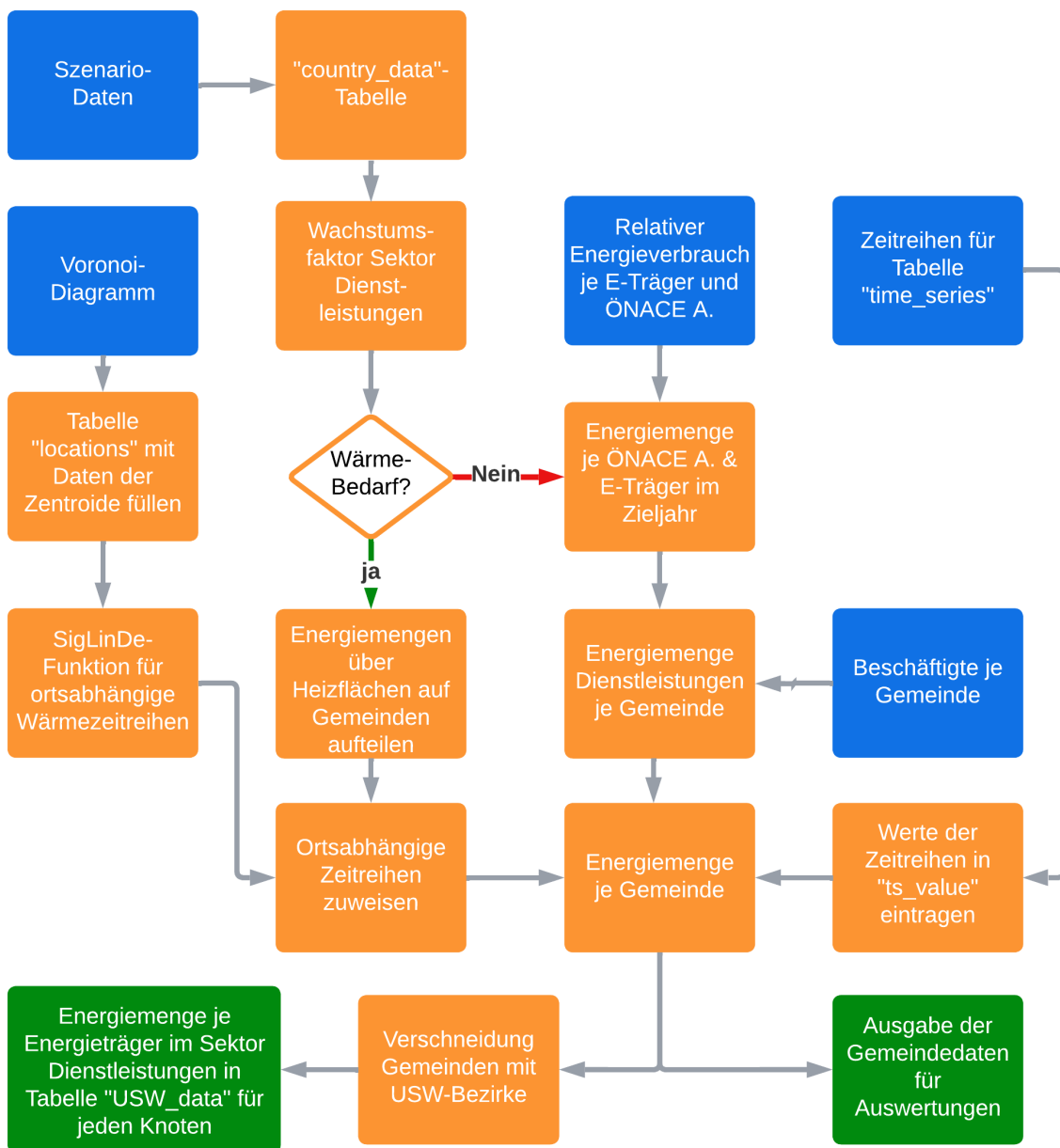


Abbildung 5-14: Ablaufdiagramm für die Regionalisierung der Energiemenge im Sektor Dienstleistungen

Abschließend müssen die berechneten Energiemengen mit den dazugehörigen Zeitreihen verknüpft werden. Energiemengen denen Raumwärme als Nutzenergiekategorie zugewiesen werden kann, erhalten ortsabhängige Zeitreihen auf Basis der SigLinDe-Funktion. Die restlichen Nutzenergiekategorien erhalten die nach [47] gültigen Standardlastprofile.

Somit ergibt sich der Energiebedarf für Dienstleistungen wie in Gleichung (5-1) beschrieben, als Funktion des USW-Bezirks U , des Szenarios S_c , des Berechnungsjahrs t und der Datenquelle für die Wirtschaftlichen Entwicklung S . Der Gemeindeanteil $X_G(n)$ eines USW-Bezirks wird auf Basis der in Kapitel 5.5.3 beschriebenen Methode berechnet. Jede ÖNACE-Kategorie ist zusätzlich innerhalb des Dienstleistungssektor gewichtet, wodurch sich ein spezifischer Energiebedarf je Mitarbeiter je ÖNACE-Abteilung \bar{O}_{Ab} ergibt. Über die Leistungs- und Strukturhebung sind die Beschäftigtenzahlen eines Bezirks je ÖNACE-Abteilung für die Jahre 2015 bis 2040 gegeben. Im Model sind diese in der Tabelle „Employee“ hinterlegt.

Daraus kann der relative Anteil M_{rel} berechnet werden und somit ergibt sich ein auf Basis der Beschäftigtenentwicklung je ÖNACE-Abteilung ein gewichteter Anteil je Gemeinde, welcher Energieträger spezifisch mit der Gesamtenergiemenge der im Szenario definierten Energiemenge für Dienstleistungen zugewiesen wird. Diese Energiemenge kann für Auswertungen wie in Abbildung 5-14 dargestellt, vom Modell ebenfalls ausgegeben werden. Ein USW-Bezirk besteht dabei aus n Gemeindeteilflächen.

$$E_{DI}(U, Sc, t, Ec, S) = \sum_1^n X_G(n) \cdot M_{rel}(G, \ddot{O}_{Ab}, S) \cdot \ddot{O}_{Ab}(Ec, t, S) \cdot E_{Sc}(Sc, Ec, t) \quad (5-1)$$

Abbildung 5-15: Räumliche Auflösung des Strombedarfs für den Sektor Dienstleistungen

Abbildung 5-15 stellt die Regionalisierung des Strombedarf des Sektors „Dienstleistungen“ auf Basis der zuvor beschriebenen Methodik dar. USW-Bezirke, welche eine im Base-Case Szenario verortete Energiemenge von über 400 GWh pro Jahr decken müssen, befinden sich ausschließlich in den Ballungsräumen Wien, Innsbruck Salzburg, Graz und Linz.

Strombedarf 2040 des Dienstleistungssektors im Base-Case-Szenario

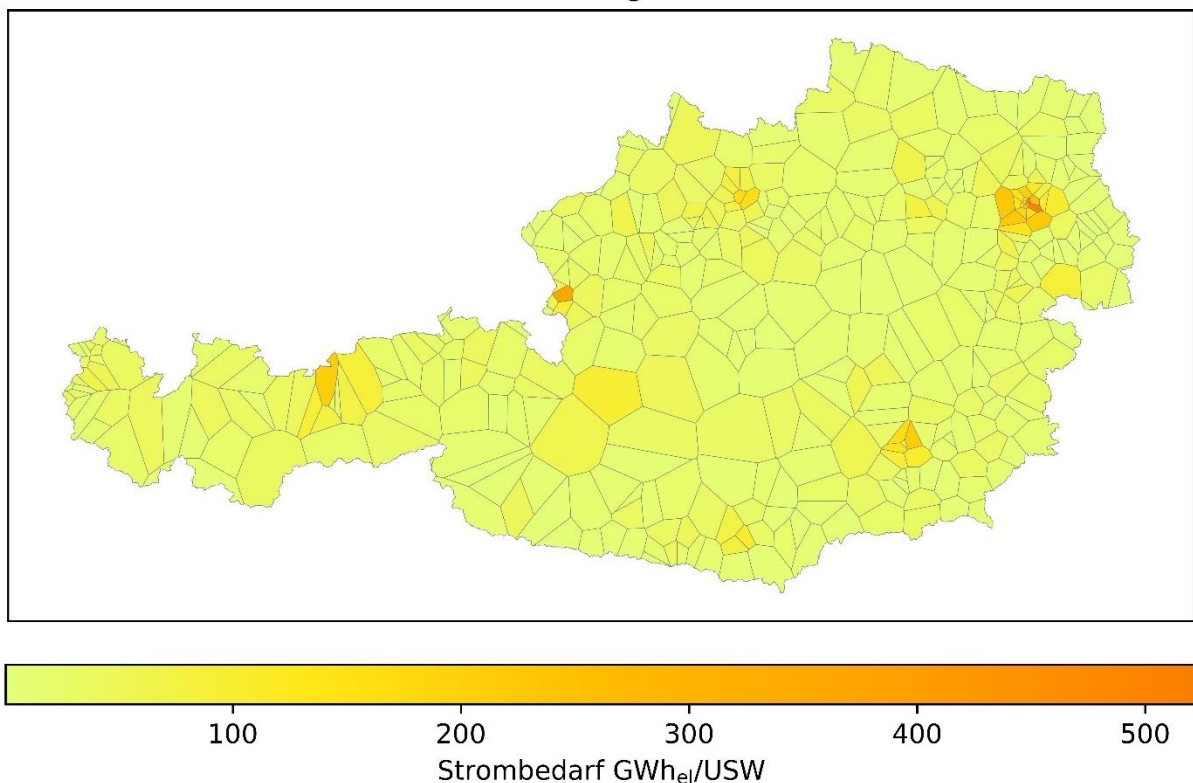


Abbildung 5-15: Räumliche Auflösung des Strombedarfs für den Sektor Dienstleistungen

Die Zuweisung der ortsbezogenen Gebäudezeitreihen erfolgt über die „Location-Id“ des USW-Bezirks. Die Energiemenge gibt das Modell auf Basis von Tabelle 5-6 als CSV-Datei aus. Für die Energieträger, welche zur Deckung der Nutzenergiekategorie „Raumwärme“ dienen weist das Modell auf Basis der in Kapitel 4.3 beschriebene SigLinDe-Funktion einem Energiewert ortsabhängige Zeitreihen zu. Den restlichen Energieträgern wird ein Standardlastprofil zugewiesen.

5.8.2 Private Haushalte

Historische Daten der Hauptwohnsitzmeldungen je Gemeinde bilden auf Basis des StatCubes [34] die Grundlage für die Regionalisierung im Referenzjahr. Für die Entwicklungen des Energiebedarfs im Sektor Haushalte bildet die in Abbildung 5-16 dargestellte Entwicklung der öROK die Datenquelle für die im Modell hinterlegten Zahlen [82]. Dabei ist zu erkennen, dass im öROK davon ausgegangen wird, dass die Urbanisierung in Österreich im Zeitraum von 2022 bis 2051 zunimmt. Für die Fortschreibung der Daten auf Basis der Haushaltsentwicklung sind die Daten der Heizflächen je Gemeinde in der Tabelle „potential“ des Datenmodells hinterlegt. Dabei werden die zukünftigen Heizflächen als „heating surface_m2“ im Modell bezeichnet. Ein Auszug der „potential“-Tabelle ist dem Anhang unter Tabelle 10-11 zu entnehmen.

ÖROK-Haushaltsprognose: Veränderung der Anzahl der Haushalte 2022-2051 gesamt in Prozent

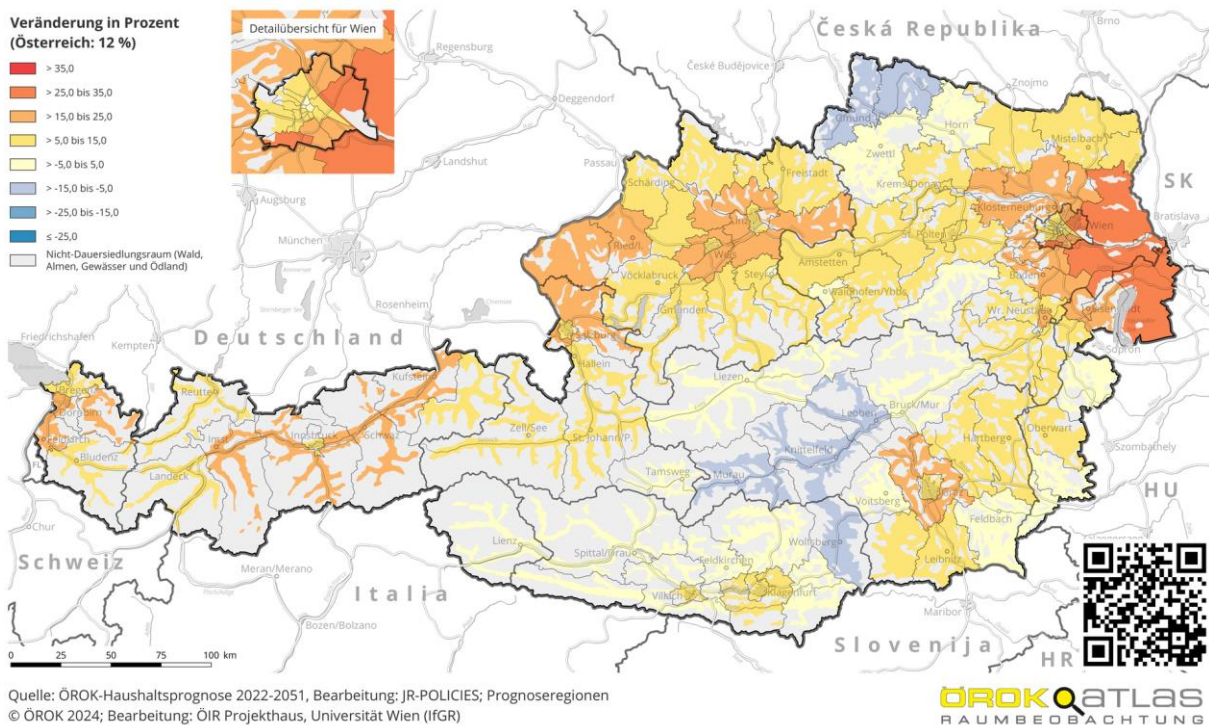


Abbildung 5-16: Entwicklung der Haushalte gemäß des 16.Österreichischen Raumordnungsberichts [82]

Die in Abbildung 5-17 Blau eingezeichneten Inputparameter ermöglichen unter Abfolge der orange dargestellten Prozessschritte, die in Grün ersichtlichen Zielgrößen zu berechnen. Dafür sind gemäß Kapitel 5.5.2 Daten eines Szenarios mit einem Referenz- und Zieljahrs erforderlich. Die ortsabhängigen Wärmezeitreihen sind auf Basis der in Kapitel 4.3 beschriebenen SigLinDe-Funktion erstellt worden.

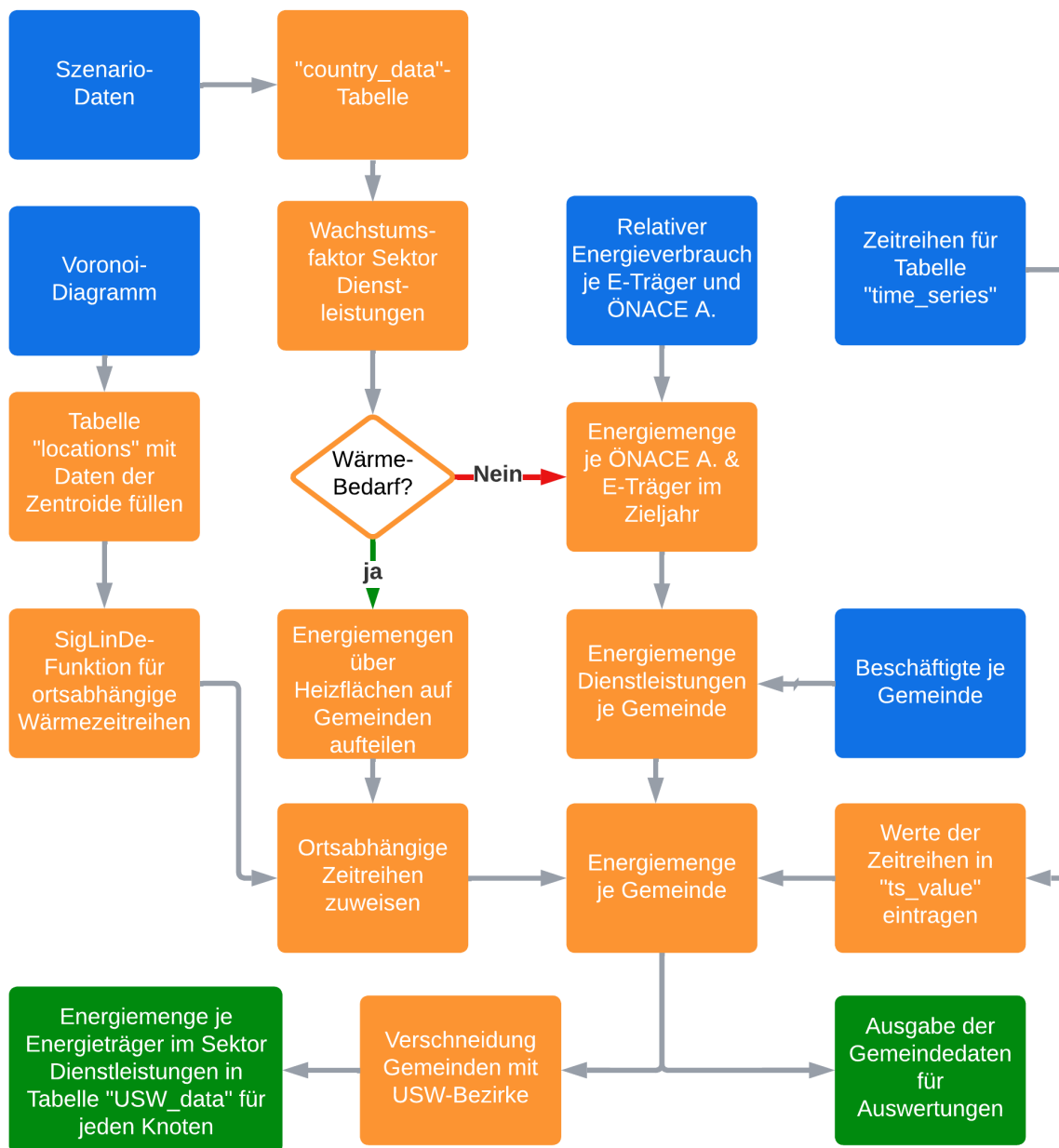


Abbildung 5-17: Ablaufdiagramm der Regionalisierung für den Sektor Haushalte

Für die Regionalisierung von leitungsgebunden Energieträger definiert im Datenmodell eine Boolean Variable auf der Tabelle „municipality“, ob ein Erdgas bzw. Fernwärmeanschluss in der Gemeinde zur Verfügung steht. Für zukünftige Projekte muss leitungsgebundene Infrastruktur auf einer Netzebene unter der aggregierten Netzebene vorliegen, um mittels POSTGIS-Funktion die Verfügbarkeit eines Anschlusses abzufragen. Die Energiemenge für Haushalte als Funktion des USW-Bezirks, des Szenarios Sc , des Berechnungsjahrs t , des Energieträgers Ec und der Quelle S für die Bevölkerungsentwicklung berechnet das Model gemäß Gleichung (5-2).

$$E_H(U, Sc, t, Ec, S) = \sum_1^n X_G(n, U) \cdot E_{rel}(G, S) \cdot E_{Sc}(Sc, Ec, S) \quad (5-2)$$

Die Zuordnung der Haushalte zu den USW-Bezirken erfolgt auf Basis der in Kapitel 5.5.3 beschriebene Flächenverschneidung der Gemeinden mit den USW-Bezirken. Ein Verzicht der Flächenverschneidung und somit eine Ausgabe auf Gemeindeebene ist gemäß Abbildung 5-17 ebenfalls möglich. Die

Energiemenge der Haushalte eines USW-Bezirks für die ausgewählten Konfigurationen $E_H(U, Sc, t, Ec, S)$ kann über die Summe der n -Teilflächen eines USW-Bezirks, welche sich auf Basis der Flächenverschneidung bilden, berechnet werden.

In der in Abbildung 5-18 dargestellten Choroplethenkarte erkennt man eine deutliche Rotverschiebung entlang der Regionen mit einer hohen Bevölkerungsdichte innerhalb des österreichischen Staatsgebiets. Dabei sind absolute Energiemengen je USW-Bezirk dargestellt. Dies führt zu einer dunkleren Darstellung flächenmäßig große USW-Bezirke, als für kleine USW-Bezirke. Die USW-Bezirke, welche am meisten Haushalte innerhalb des Modells versorgen, liegen im Einzugsgebiet der Ballungsräume

Strombedarf 2040 der Haushalte im Base-Case-Szenario

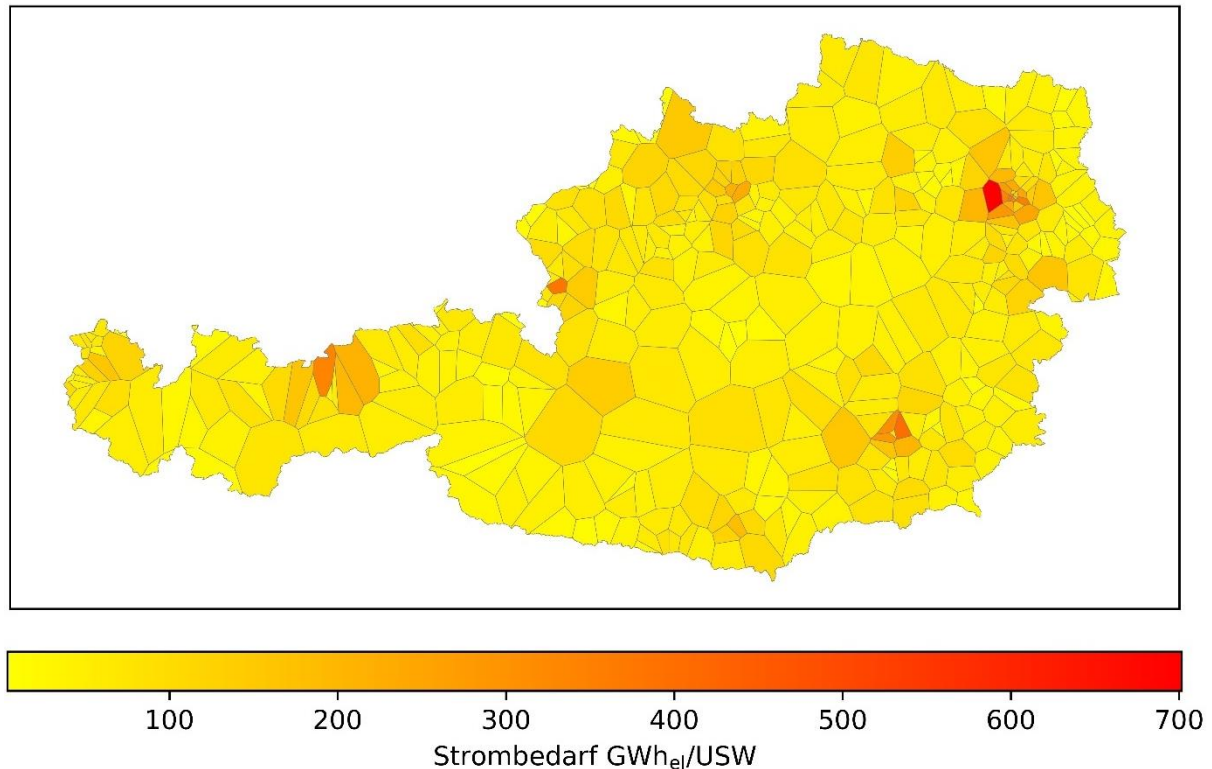


Abbildung 5-18: Regionalisierung der Haushaltsenergiemengen

5.8.3 Verkehr

Dem Sektor Verkehr sind im Datenmodell die Kategorien „Car“, „heavy duty truck“, „light duty truck“, „rail“ und „compressor stations“ zugeordnet. Die Energiemengen der Verdichterstationen wird auf Basis der installierten Verdichter-Leistung auf die Anlagen des Fernleitungsnetzes umgelegt. Die Verortung des Netzbezugs der Bahnstromversorgung erfolgt proportional zur Leistung der Umrichterstationen. Dafür sind im Modell die Umrichter- und Verdichterstationen mit ihren Leistungsparametern über Längen- und Breitengrade verortet. Mit der PostGIS-Abfrage „ST_Contains (Polygon, POINT_Location)“ können die Umrichter- und Verdichterstationen einem Polygon, welches ihre Koordinaten umschließt, zugeordnet werden. In der grafischen Benutzeroberfläche aus Abbildung 5-8 sind dafür als Target „USW-district“ und „political district“ als Auswahl verfügbar.

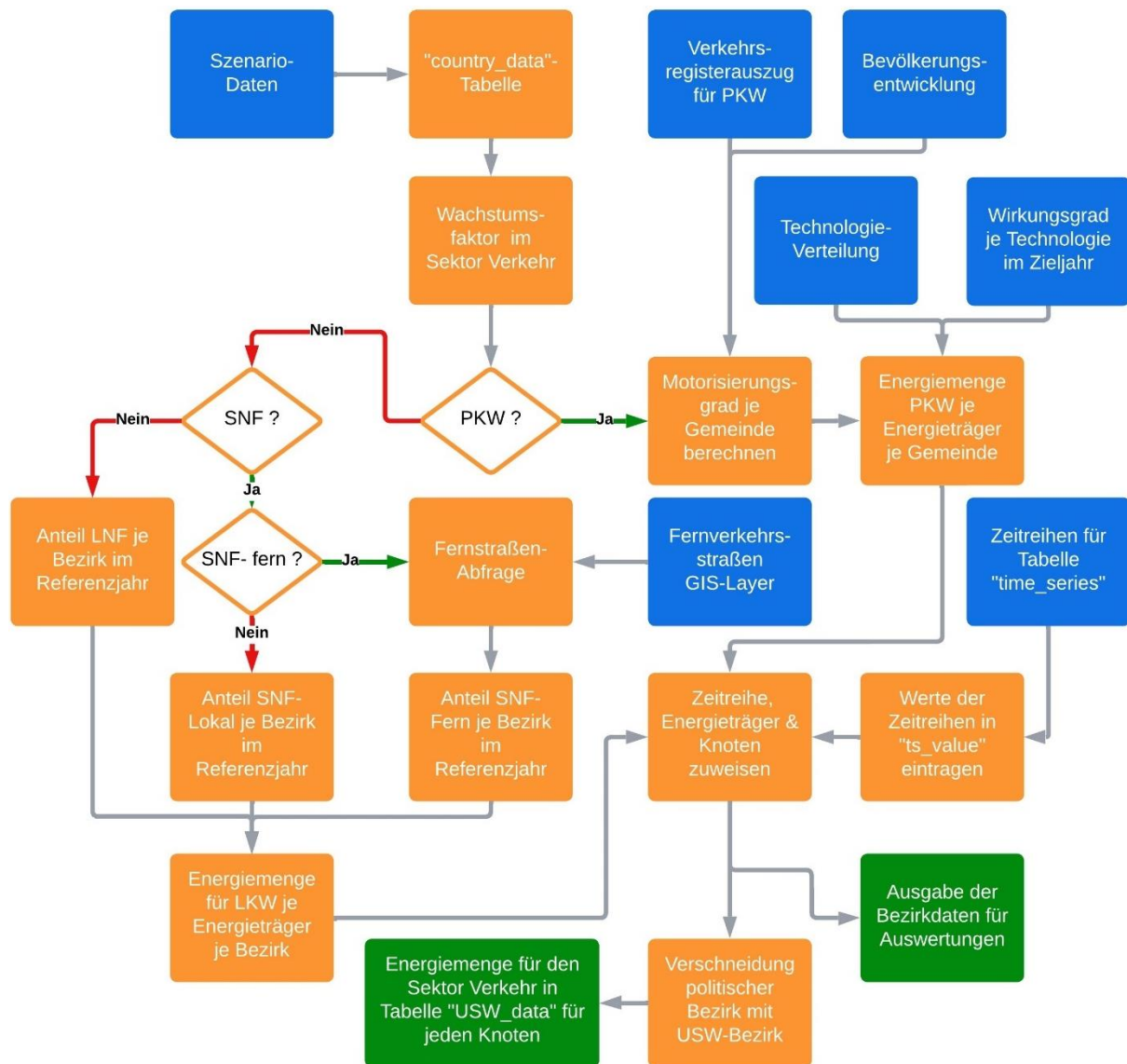


Abbildung 5-19: Ablaufdiagramm für die Regionalisierung im Sektor Verkehr für Kraftfahrzeuge

Das Modell berechnet die Energiemengen der Verkehrstechnologien PKW, LNF und SNF über die in Abbildung 5-19 dargestellten Prozessschritte. Die Anzahl der zugelassenen PKWs eines politischen Bezirks sind auf Basis der in Kapitel 4.1 beschriebene Datenbank im Datenmodell hinterlegt. Als Wachstumsfaktor der Zulassungszahlen dienen die Entwicklungszahlen der Hauptwohnsitze der öROK.

Für die Kategorien SNF und LNF werden keine regional unterschiedlichen Wachstumsfaktoren angenommen. Die Energie im Zieljahr wird gemäß der Verteilung im Referenzjahr berechnet. Für zukünftige Projekte besteht im Modell die Möglichkeit, eine ortsabhängige Verkehrsentwicklung der LKW gemäß den zuvor beschriebenen Sektoren zu hinterlegen. Mit Gleichung (5-3) erfolgt die Berechnung des Energiebedarfs für den Verkehrssektor $E_V(U, Sc, t, EC, S, T)$ in Abhängigkeit des USW-Bezirks U , des Szenario Sc des Berechnungsjahrs t , der Quelle für die Verkehrsentwicklung S und der ausgewählten Technologie T . Die Energiemenge $E_{Sc}(Sc, Ec, T)$ beschreibt dabei die Energiemenge des Szenarios, des Energieträgers und der Technologie. Wobei $i_g(d, t, S)$ der Wachstumsfaktor der Zulassungszahlen je Bezirk d , Berechnungsjahr t und Datenquelle S ist. Im aktuellen Modell sind für SNF und LNF jeweils „ $i_g(d, t, S) = 1$ “ eingetragen, da kein ortsabhängiges Wachstum der LKW Flotten angenommen wurde. Der Faktor l entspricht dem Verhältnis des Endenergiebedarfs für Fernverkehr zu Nahverkehr und ist aktuell als Fix-Wert auf Basis des Projekts InfraTrans2040 im Modell hinterlegt. $V_{rel}(d, T, S)$ entspricht dem relativen Anteil eines Kraftfahrzeuges in einem Bezirk bezogen auf die Summe der Zugelassenen Fahrzeuge ebendieser Technologie. Die absolute Anzahl der Fahrzeuge ist dabei in der Tabelle „district_data“ hinterlegt. Der Anteil $X_d(n)$ ergibt sich aus der in Kapitel 5.5.3 beschriebene Flächenverschneidung und entspricht dem Anteil eines USW-Bezirks an einem politischen Bezirk. Über die n -Teilflächen der politischen Bezirke, aus der sich ein USW-Bezirk zusammensetzt, bildet das Modell den Energiewert.

$$E_V(U, Sc, t, Ec, S, T) = \sum_1^n X_d(n, U) \cdot V_{rel}(d, T, S) \cdot l \cdot i_g(d, t, S) \cdot E_{Sc}(Sc, Ec, T) \quad (5-3)$$

Das Ergebnis der räumlichen Auflösung wird als CSV-Datei ausgegeben. Auf Basis der berechneten Energiemengen kann wie in Abbildung 5-20 dargestellt, vom Modell eine Choroplethenkarte ausgegeben werden. Dabei erkennt man Strombedarfsmengen von über 200 GWh im Bereich der österreichischen Ballungsräume und entlang der Fernverkehrsstraßen.

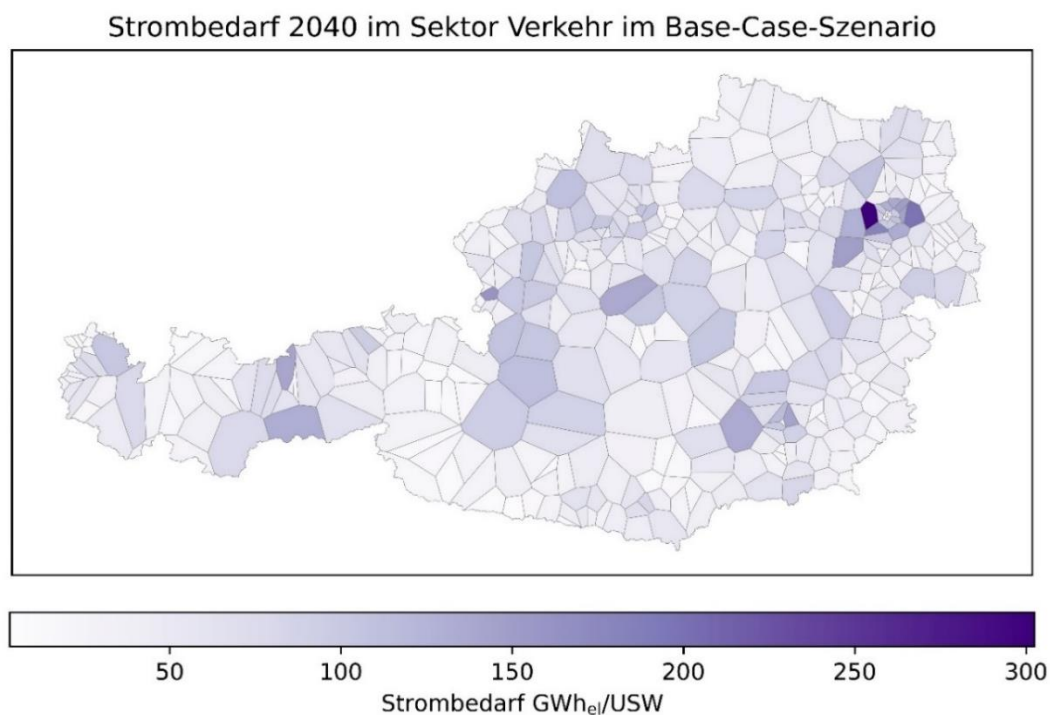


Abbildung 5-20: Berechneter Strombedarf des Sektors Verkehrs je USW-Bezirk

Die nach [83] berechneten Zeitreihe der einzelnen Technologien werden über die in Kapitel 5.5 beschriebene grafische Benutzeroberfläche den Energiewerten zugeordnet. Das Erstellungsdatum und den Urheber schreibt das Modell über die Login-Konfigurationen als Parameter gemäß Tabelle 5-6 hinzu und speichert das Ergebnis in einer CSV-Datei mit dem Namen „SNF'Masterarbeit'2040USW“ in einem Ordner mit dem Namen „Ersteller_datum“ ab. Sollte kein Ordner vorhanden sein, wird vom Modell automatisch ein Ordner mit dem Namen „results“ im aktuellen Verzeichnis angelegt.

5.8.4 Industrie

Die Methodik der Industrie-Regionalisierung setzt sich aus einem Bottom-Up- und einen Top-down-Ansatz zusammen. Nach [84] kann mit einem Bottom-Up-Ansatz der Detaillierungsgrad der Modellierung eines Szenarios verbessert werden.

Die Top-Down Methodik der Industrieregionalisierung entspricht der aus Kapitel 5.8.1 beschriebene Vorgangsweise für Dienstleistung. Dabei sind die ÖNACE-Abteilungen den Industriesektoren der Nutzenergieanalyse gemäß [39] zugeordnet.

Die Bottom-Up Methodik basiert auf standortspezifischen Daten von Industrieunternehmen. Tabelle 10-5 des Anhangs entspricht einem Ausschnitt der Tabelle „company“, in der wie in Abbildung 5-21 ersichtlich Standortdaten von Unternehmen in der Datenbank gespeichert werden können. Ist ein Standort nicht im Datenmodell enthalten, muss dieser mit den Attributen der Tabelle 10-9 welche dem Anhang zu entnehmen ist, hinzugefügt werden.

Für die zeitliche Granulierung und die Realisierung Szenario-spezifischer Annahmen enthält die Datenbank die Tabelle „company_data“. Tabelle 10-6 des Anhangs entspricht einem Ausschnitt dieser Tabelle. Für die Implementierung in den Bottom-Up Ansatz muss die Beschäftigtenanzahl des Standorts im Referenzjahr angegeben werden. Die Beschäftigten des Industriestandorts müssen daraufhin im Datenmodell angepasst werden. In den Spalten „electricity“, „ch4“, „hydrogen“ und „district_heat“ ist der energetische Endverbrauch je Energieträger in Gigawattstunden im Referenzjahr einzutragen. Ein unternehmenseigenes Lastprofil kann gemäß der Tabelle „timeseries“. (siehe Tabelle 10-7 des Anhangs) in der Datenbank hinzugefügt werden. Die für die zeitliche Auflösung benötigten normierten Werte der Zeitreihe sind separat in der Tabelle „ts_value“ abzuspeichern (siehe Tabelle 10-8 im Anhang). Sind keine Zeitprofile für ein Unternehmen hinterlegt, weist das Modell dem Unternehmen die sektorspezifische Zeitreihe gemäß seiner im Modell eingetragenen ÖNACE-Abteilung zu.

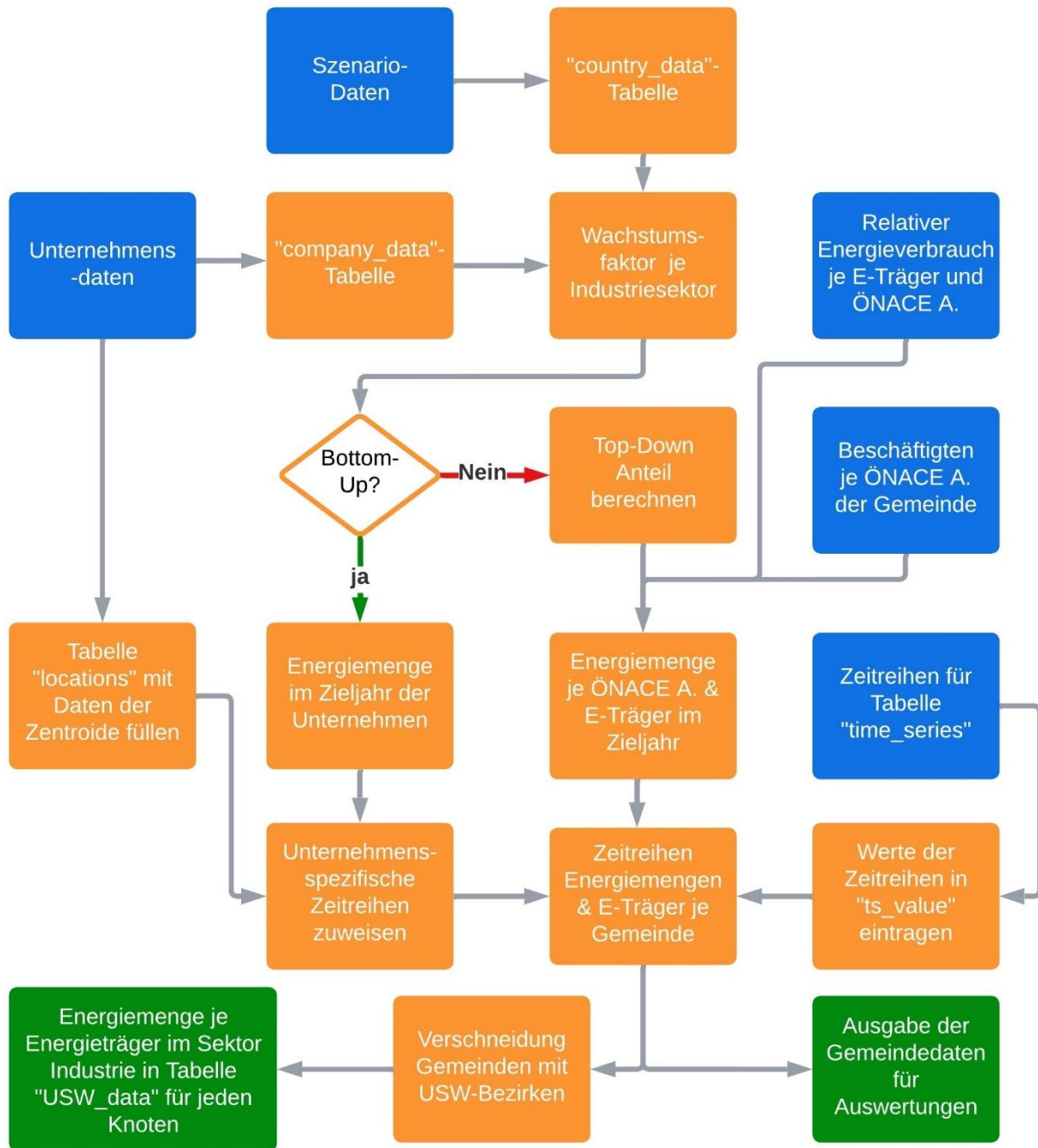


Abbildung 5-21: Ablaufdiagramm der Industrie-Regionalisierung

Im Rahmen der Projekts InfraTrans2040 sind Unternehmensdaten anhand von Umweltberichten der Industrieunternehmen (vgl. dazu [85]) erhoben worden. Daraus wurde der energetische Endverbrauch für die angegebenen Energieträger, der Unternehmensstandort, die ÖNACE-Abteilung des Unternehmens und die Beschäftigtenanzahl des Standorts ins Datenmodell aufgenommen [86].

Über die Energiemenge im Referenzjahr bezogen auf die Energiemenge im Zieljahr kann der sektorspezifische Wachstumsfaktor je Energieträger c_g berechnet werden. Energiemengen für Unternehmen $E(U, Ec, N, S, Sc)$ werden mit diesem Wachstumsfaktor fortgeschrieben.

$$c_g(Sc, N, Ec, t_{ref}, t_{calc}) = \frac{E_I(Sc, N, Ec(t_{ref}), t_{ref})}{E_I(Sc, N, Ec(t_{calc}), t_{calc})} \quad (5-4)$$

Für die Anpassung einer vom Industriesektor abweichende Unternehmensentwicklung muss die Tabelle „USW_data“, welche die Ergebnisse der räumlichen Auflösung abbildet, angepasst werden. Updates im Laufe eines Stakeholderprozesses sind im Modell über das Mengengerüst des Szenarios anpassbar. Die unternehmensstandortspezifischen Energiemengen je Energieträger E_c ergeben sich aus Gleichung (5-5).

$$E_c(Sc, N, Ec, U, S, t_{ref}, t_{calc}) = \sum_1^U c_g \cdot E(U, Ec, N, S, Sc) \quad (5-5)$$

Gemäß Gleichung (5-7) berechnet sich im Referenzjahr die Energiemenge, welche nicht einem Unternehmensstandort zuzuweisen ist, sondern dem Industriesektor N, einem Energieträger E_c , einem Scenario Sc und auf Basis einer Datenquelle S regionalisiert wird.

$$\Delta E_{Top-down}(Sc, Ec, N, S, t_{ref}) = E_I(Sc, N, Ec(t_{ref}), S, t_{ref}) - E_C(Sc, N, Ec(t_{ref}), S, t_{ref}) \quad (5-6)$$

Die Verortung dieses Top-Down-Anteils erfolgt wie im Sektor Dienstleistungen auf Basis der Beschäftigtenzahl je ÖNACE-Abteilung auf Gemeindeebene. Über eine Flächenverschneidung der Gemeinden und USW-Bezirke ergibt sich für eine Teilfläche n ein USW-Anteil $X_G(n, U)$. Nach Gleichung (5-7) werden diese Teilflächen aggregiert und ergeben die Tabelle „USW-data“ der Regionalisierung des Sektors Industrie. Die Berechnung des spezifischen Verbrauchs je Beschäftigten M_{rel} erfolgt gemäß der in Kapitel 5.8.1 beschriebenen Methodik.

$$E_{Top-Down}(Sc, Ec, S, N, U, t_{calc}) = \sum_1^n X_G(n, U) \cdot M_{rel}(G, \ddot{O}_{Ab}, S) \cdot \ddot{O}_{Ab}(Ec, t_{calc}, S) \cdot c_g \cdot \Delta E_{Top-down} \quad (5-7)$$

Die Summe dieser beiden Energiemengen bildet nach Gleichung (5-8) die auf USW-Bezirke aufgelöste Regionalisierung des NEA-Sektors „Produzierender Bereich Gesamt“.

$$E(Sc, N, t, U, Ec, S, t_{ref}, t_{calc}) = E_C(Sc, N, U, Ec, S, t_{ref}, t_{calc}) + E_{Top-Down}(Sc, N, U, Ec, S, t_{ref}, t_{calc}) \quad (5-8)$$

Der größte Strombedarf der Industrie ergibt sich in USW-Bezirken, welche über Bottom-Up verortet Industrie-Standorte verfügen. Dabei ergeben sich in USW-Bezirke welche Industriestandorte der Sektoren „Eisen und Stahl“, „Papier und Druck“ und „Chemie und Petrochemie“ abdecken, Energiemengen von über 1000 GWh.

Strombedarf 2040 im Sektor Produzierender Bereich im Base-Case-Szenario

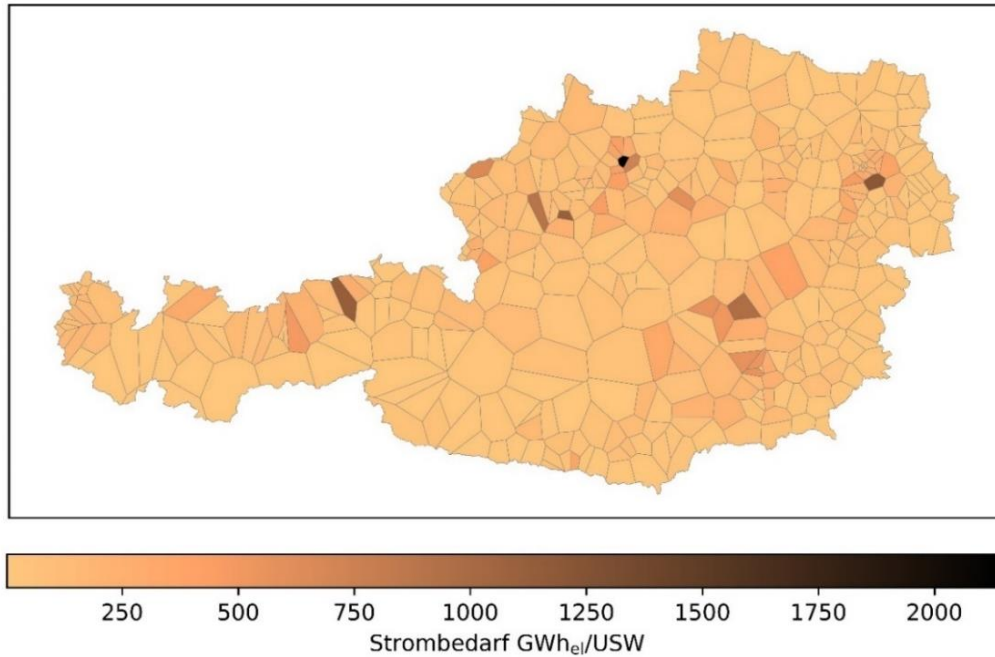


Abbildung 5-22: Regionalisierung des Strombedarfs auf Basis des Datenmodells

5.9 Aufbringung

Die Berechnung der Residuallast erfordert nicht nur die im zuvor beschriebenen Kapitel beschriebenen Strombedarfe, sondern auch die in diesem Kapitel beschriebene Stromaufbringung. Im Datenmodell sind Kraftwerke in der Tabelle „power_plant“ zusammengeführt. Die Berechnungen im Modell basieren auf den Energiemengen des Referenzjahrs. Für die Berechnungen der im Modell hinterlegten Zieljahre wurden die für Österreich bekannten Kraftwerksprojekte erhoben und hinzugefügt. Aus der Differenz der Energiemenge je Kraftwerkstechnologie und dem für den USW-Bezirk berechneten maximalen technischen Potential je Energiequelle ergibt sich ein auszubauendes Restpotential. Dieses Restpotential wird in jedem USW-Bezirk unter Berücksichtigung der in Abbildung 5-23 dargestellten „International Union for Conservation of Nature (IUCN)-Flächen prozentmäßig gleich ausgebaut.

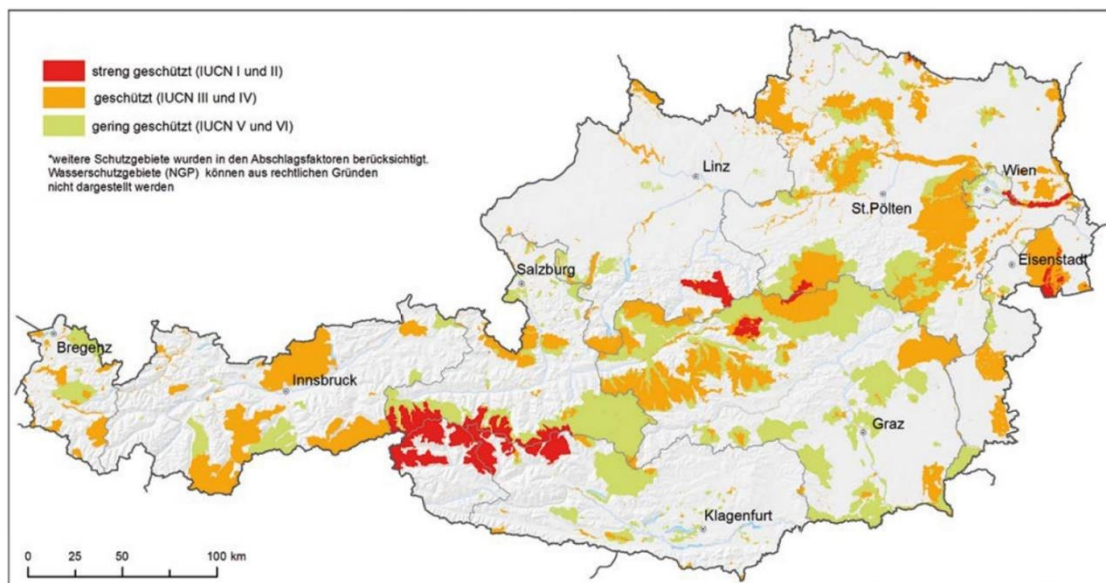


Abbildung 5-23: Vorbehaltsflächen für Naturschutz in Österreich [14]

In der Datenbank sind die technischen Potentiale unter der Tabelle „potential“ auf Gemeindeebene für die jeweiligen Energieträger und Kategorien hinterlegt. Ein Ausschnitt ist in Tabelle 10-11 im Anhang angeführt. Ein hinterlegtes Potential ist dabei über eine Identifikationsnummer eindeutig definiert. Zusätzlich kann ein Potential über die Primärschlüsselattribute „GC“, die Zeit der Berechnung „time“, die Kategorie „nea_sec“ und die dazugehörige Datenquelle „source“ definiert werden. Dies ermöglicht die Archivierung von unterschiedlichen technischen Potentialen für gleiche Technologien auf Basis eines definierten Berechnungsjahrs.

Für zukünftige Arbeiten ist es geplant, die Regionalisierung des Ausbaugrads der technischen Potentiale auf Basis einer Kombination aus Top-Down und Bottom-Up-Ansatz mit einer grafischen Benutzeroberfläche umzusetzen. Die dafür notwendigen Tabellen „Climate_data“, und „powerplant“ sind bereits im aktuellen Datenmodell hinterlegt. In der Tabelle „powerplant“ wird der Kraftwerkspark je Technologie und Berechnungsjahr definiert. Die Berechnung der zeitlich und räumlich aufgelösten Aufbringung erfolgt auf dem hinterlegten Kraftwerkspark im Berechnungsjahr, welcher szenariospezifisch angepasst werden kann, der für die Berechnung verwendeten Wetterdaten aus der Tabelle „Climate_data“ und den szenariospezifischen Annahmen für die Erschließung von technischen Potentialen.

Für die im Modell hinterlegten Zieljahre sind die erneuerbaren Ausbaupotentiale bereits in die Tabelle „USW_Data“ eingetragen und wurden, wie in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben, berechnet.

5.9.1 Biomasse für elektrische Aufbringung

Die Stromaufbringung aus Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen wird wie in Abbildung 5-24 dargestellt und auf Basis der aktuell installierten elektrischen Leistung verortet.

Die Hebung der in [9, 87] ausgewiesenen Potentiale unter der Berücksichtigung des Landkonflikts für die Sicherstellung der Nahrungsmittelversorgung ermöglicht keinen signifikanten Ausbau für die auf Biomasse basierenden Stromaufbringung in Österreich.

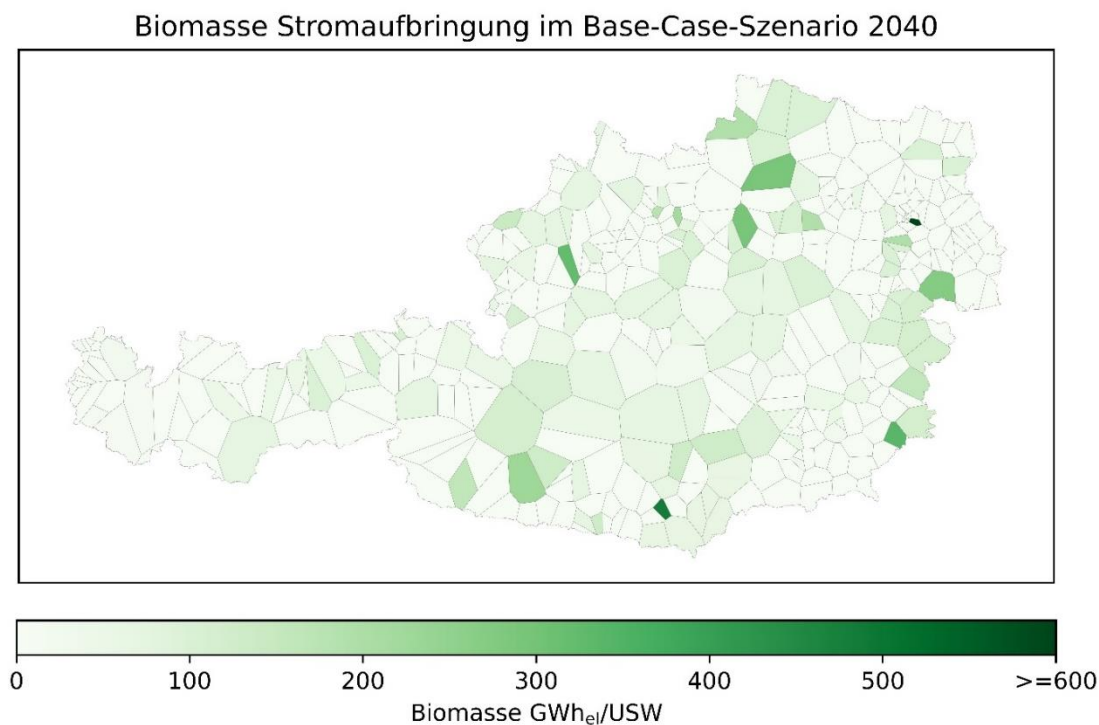


Abbildung 5-24: Regionalisierung der im Modell hinterlegten Stromaufbringung aus Biomasse und Abfall

5.9.2 PV-Potentiale

Die im Modell hinterlegten PV-Dachflächenpotentiale basieren auf der nach [88] entwickelten Methode und werden auch für den Solarkataster vom Land Steiermark verwendet. Dabei sind mindestens 20 m² zusammenhängende Flächen wie in Abbildung 5-25 zu erkennen, in die Kategorien „geeignet“, „gut geeignet“ und „sehr gut geeignet“ unterteilt worden. Für die Berechnung der technischen Dachflächenpotentials werden dabei 50% der Kategorie „gut geeignet“ und „sehr gut geeignet“ berücksichtigt. Von den Dachflächen, welche als Flachdächer ausgewiesen sind, wird für die Berechnung des technischen Potentials davon ausgegangen, dass 33% nutzbar sind [88].

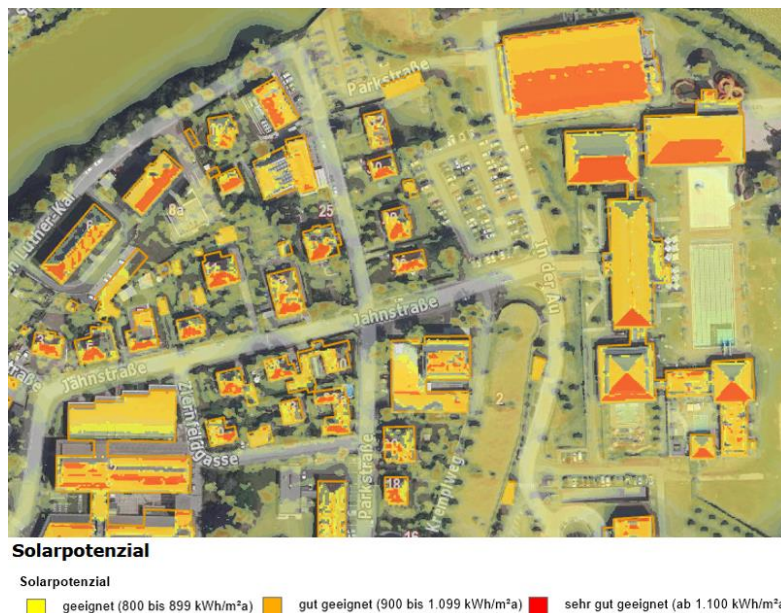


Abbildung 5-25: Ausschnitt des Solarkatasters für die Einstrahlleistung je m² [88]

Im Datenbankmodell sind die PV-Dachflächenpotentiale auf Gemeinden, wie in Abbildung 5-26 dargestellt, hinterlegt. Die Potentialdichte pro Quadratkilometer ist dabei in den Ballungsräumen, aber auch in dicht besiedelten kleineren Gemeinden mit über 4000 MWh pro Quadratkilometer besonders hoch.

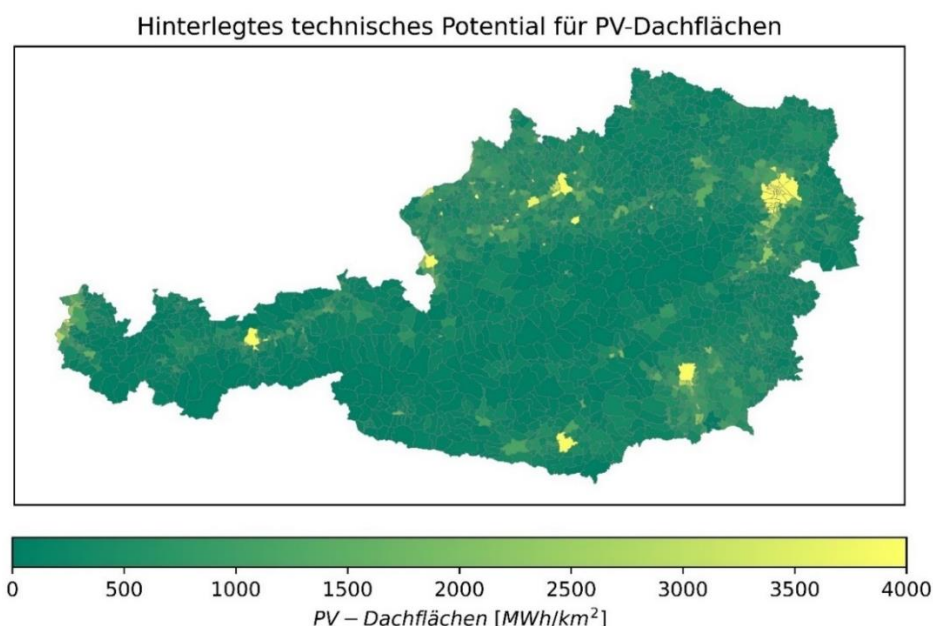


Abbildung 5-26: Hinterlegtes technisches Potential für PV-Dachflächen je Gemeinde auf Basis von [89]

Das im Modell hinterlegte Freiflächenpotential berücksichtigt nach [88] einmähdige Wiesen, Hutweiden, Streuwiesen, „Glöz G“ Flächen, nicht mehr genutzte landwirtschaftliche Flächen und Grünland welche aufgrund von Beschattung zu 50% für die Nutzung von PV-Anlagen mit 1000 Volllaststunden zur Verfügung stehen. Anhand dieser Flächen konnte durch Kombination mit einem Ertrags-Mittelwert von 8,9 acre/MWac (ca. 36,017 m²/MWac) [17] das Freiflächenpotenzial in [88] kalkuliert werden, welches aktuell im Modell hinterlegt ist.

Aus diesen Berechnungen ergibt sich die in Abbildung 5-27 dargestellt Potentialverteilung für PV-Freiflächen. Dabei fällt im Osten Österreichs auf, dass in der Region Neusiedlersee die größte PV-Freiflächenpotentialdichte zu finden ist. Die Einschränkung der Nutzbaren Flächen führt dazu, dass Gemeinden in Tirol und Vorarlberg eine deutlich höhere PV-Freiflächenpotentialdichte erhalten, als Flächen in Ober- und Niederösterreich. Die in diesen Regionen verfügbaren Ackerflächen sind durch die Methodik vom Freiflächenpotential ausgeschlossen und werden somit auch nicht berücksichtigt.

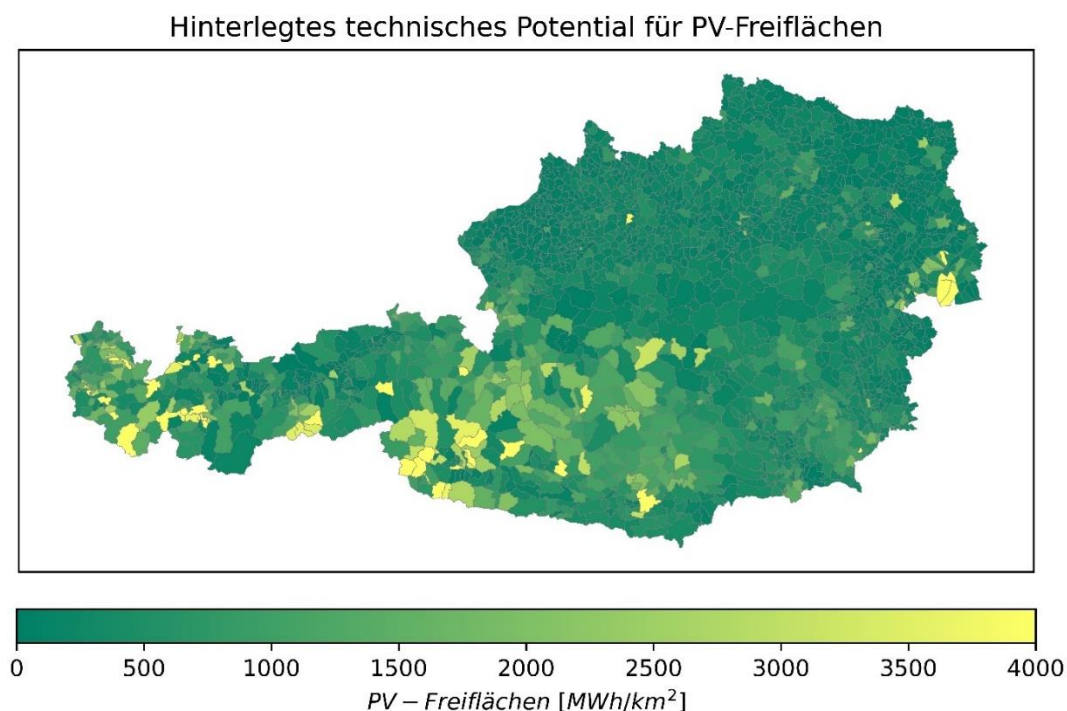


Abbildung 5-27: Hinterlegtes technisches Potential für PV- Freiflächen je Gemeinde auf Basis von [89]

Für die Berechnung der zeitlich aufgelösten PV-Aufbringungszeitreihen sind im Datenbankmodell Zeitreihen des in Kapitel 4.4 beschriebenen Modells sowie der Plattform PV-GIS in viertelstündiger und stündlicher Auflösung für das Wetterjahr 2019 in jedem USW-Bezirk verfügbar [90].

5.9.3 Wasserkraftpotentiale

Bekannte Wasserkraftwerksstandorte, bzw. geplante Ausbauten werden nach [50] gemäß ihrer Aufbringung im Referenzjahr einem USW-Bezirk Bottom-Up zugewiesen. In der Tabelle „powerplant“ des Datenmodells sind die aktuell bekannten Kraftwerksstandorte im Datenmodell hinterlegt. Tabelle 10-12 des Anhangs zeigt einen Ausschnitt dieser Tabelle, dabei ist jedes Kraftwerk über eine Identifikationsnummer eindeutig definiert. Die „location_id“ verknüpft die Tabelle als Fremdschlüssel mit der Tabelle, welche Standortdaten speichert. In der Spalte „nea_main“ und „nea_sector“ werden die Hauptkategorie und die Unterkategorie des Kraftwerks definiert. Zeitlich abhängige Daten der Kraftwerksstandorte sind in der Tabelle „powerplant_data“ gespeichert. Über die Attribute „powerplant_id“, „time“, „name“, „source“, „p_t_GW_el“, „p_p_GW_el“, „h_m“, „storage_GWh“, „natural_inflow,

„p_therm_GW“, „number“ können Daten über die Turbinenleistung, die Pumpleistung, die Seicherkapazität, den natürlichen Zufluss, die thermische Leistung, die Fallhöhe bzw. für Windturbinen die Narbenhöhe, aber auch die Anzahl an Aggregaten am Standort in Kombination mit einem Zeitstempel hinterlegt werden. Diese Trennung der standortspezifischen Daten und der zeitabhängigen Daten ermöglicht eine kompakte Speicherung des Kraftwerksparks im aktuellen Detaillierungsgrad.

Dabei stehen für 85 Standorte mit einer Engpassleistung größer 10 MW Erzeugungsprofile auf Basis von berechneten Zulaufmengen der Fließgewässer zur Verfügung. Alle Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung kleiner 10 MW werden Top-Down anhand der nach [91] ermittelten Potentiale regionalisiert. Kleinwasserkraftwerken wird ein nach [78] ermitteltes Erzeugungsprofil zugeordnet. In Abbildung 5-28 sind die technisch wirtschaftlichen Restpotentiale je politischen Bezirk dargestellt. Potentiale im Bereich von grün dargestellten Nationalparks, als auch Potentiale im Bereich der violett eingerahmten Region „Weltkulturerbe“ werden für den Ausbau der Laufwasserkraft nicht mitberücksichtigt.

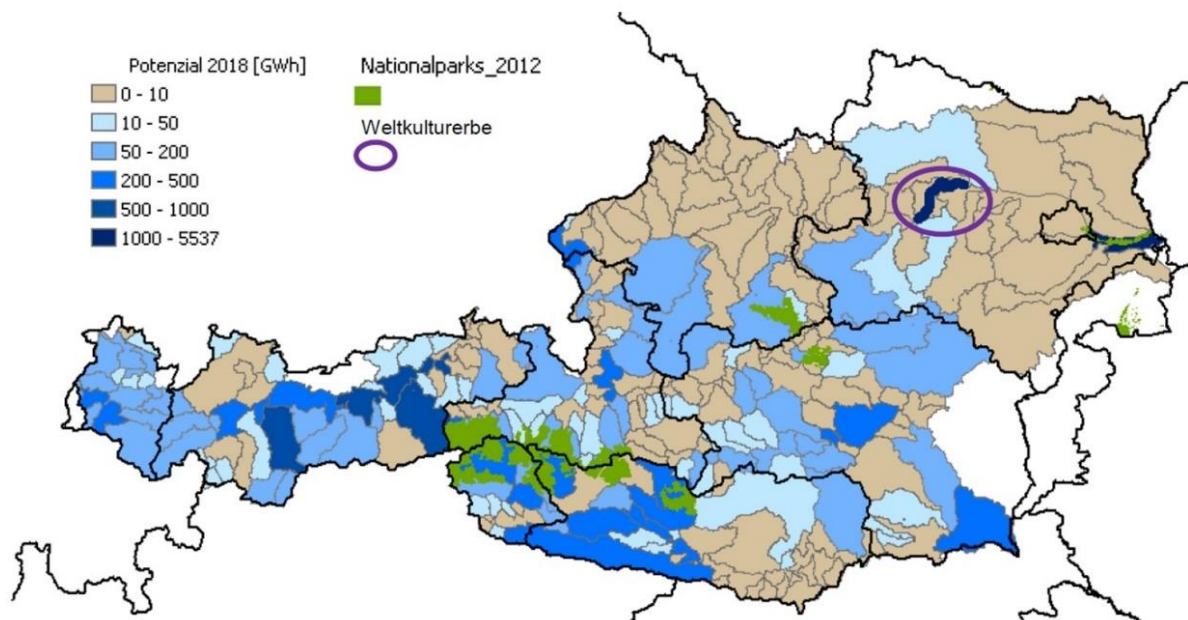


Abbildung 5-28: Technisch wirtschaftliches Restpotential und hochsensible Gebiete nach [91]

Im Projekt InfraTrans2040 [86] wurde das nach [91] berechnete Ausbaupotentiale von 11.6 TWh_{el} auf USW-Bezirksebene umgerechnet. Für die Berechnung des Gemeindepotential kam die in Kapitel 5.5.3 erläuterte Flächenverschneidung zum Einsatz. Dabei wurde das Potential in den Gemeinden mit dem Gemeindecod 70936, 70907, 70348, 70326 und 70901 auf „0“ gesetzt und die Energiemenge auf die restlichen Gemeinden in den entsprechenden USW-Bezirken prozentmäßig aufgeteilt.

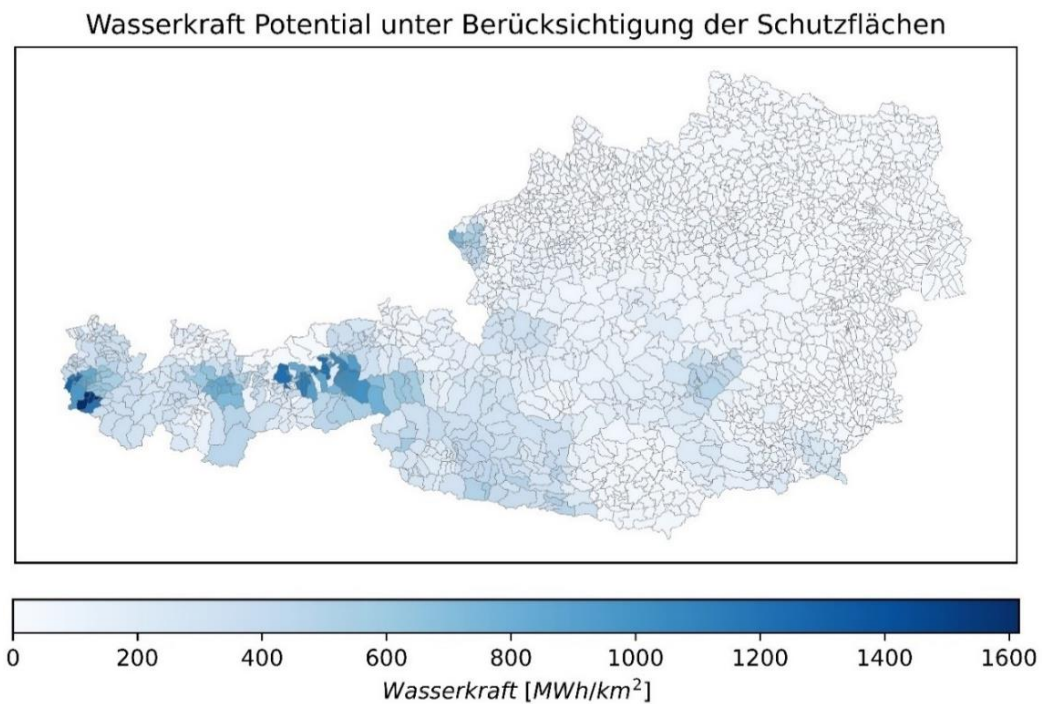


Abbildung 5-29: Ausbaupotentiale für Wasserkraftwerke je Gemeinde auf Basis von [91] unter Berücksichtigung der ausgewiesenen Schutzflächen

In der Pöry-Studie werden zusätzlich Wasserkraftpotentiale für Revitalisierungsmaßnahmen mit 1000 GWh pro Jahr ausgewiesen. Die Donaukraftwerke sind von diesen Maßnahmen ausgenommen, da sich diese Potentialberechnung auf umgesetzte Projekte entlang der Donau beziehen. Diese Revitalisierungsmaßnahmen für Laufwasserkraftwerke wurde anhand der berechneten Aufbringungsmengen prozentmäßig auf die österreichischen Kraftwerke aufgeteilt. In Abbildung 5-30 ist die resultierende Verteilung je Gemeinde, welche im Datenmodell hinterlegt ist, dargestellt. Dabei erkennt man entlang der Flüsse Inn, Enns, Salzach, Mur und Drau die größten Potentialdichten in MWh pro Quadratkilometer je Gemeinde.

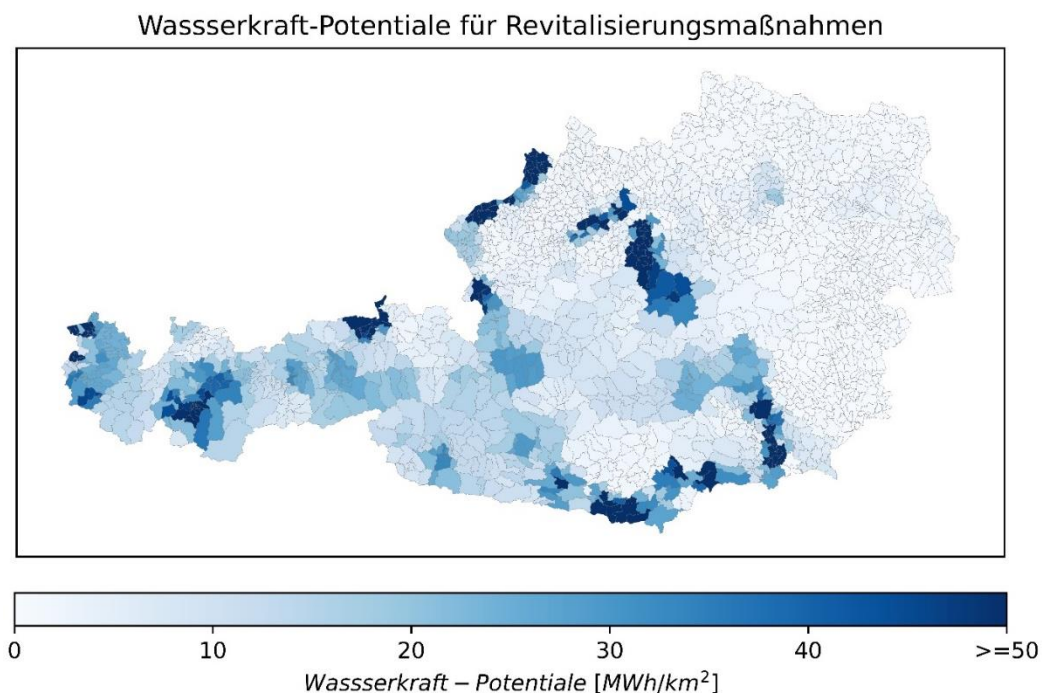


Abbildung 5-30: Im Modell hinterlegte Wasserkraftpotentiale je Gemeinde für Revitalisierungsmaßnahmen

Der natürliche Zulauf der Speicherkraftwerke wird nach [91] auf vier Kraftwerksgruppen für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke verortet. Der natürliche Zulauf je Kraftwerksgruppe wird im exergetischen Optimierungsmodell berücksichtigt. Kraftwerke sind im Datenmodell unter der Tabelle „powerplant“ berücksichtigt. Eine Erweiterung eines Speicherkraftwerks zu einem Pumpspeicherkraftwerk kann durch einen Eintrag in der Spalte „pump“ des dazugehörigen Kraftwerksparks erfolgen. Eine Anpassung des natürlichen Zulaufs muss im Datenmodell und im Merit-Order-Modell für die entsprechende Kraftwerksgruppe berücksichtigt werden. Für zukünftige Anwendungen ist eine Erweiterung der grafischen Benutzeroberfläche geplant, mit der auf Basis von Wetterdaten räumlich aufgelöste Aufbringungsmengen für Wasserkraftanlagen szenariospezifisch berechnet werden können.

Die aktuell im Datenmodell hinterlegte Stromaufbringung aus Wasserkraft entspricht den im Projekt InfraTrans2040 und im ÖNIP verwendeten räumlich aufgelösten Aufbringungsmengen. Diese können für die zeitlich aufgelösten Leistungsmengen je USW-Bezirk über die grafische Benutzeroberfläche aus Kapitel 5.7 berechnet werden.

5.9.4 Windkraft-Potentiale

In Abbildung 5-31 sind die gemäß New European Windatlas berechneten Windkraftpotentiale dargestellt. Für die Berechnung der Volllaststunden ist eine durchschnittliche Narbenhöhe von 75 m angenommen worden. Daraus ergeben sich Standorte von 1500 (hellblau) und über 3500 (dunkelrot) Volllaststunden.

Die Regionalisierung der Windkraftwerke erfolgt ebenfalls in einer aus Bottom- Up und Top-Down kombinierten Logik. Dabei wird der bestehende Kraftwerkspark laut IG Windkraft verortet und von dem im Modell hinterlegten technischen Potential je Gemeinde abgezogen. Das resultierende Restpotential wurde prozentmäßig gleichmäßig verortet und mit den nach Kapitel 4.4 berechneten Zeitreihen im Datenmodell in der Tabelle „USW_data“ hinterlegt.

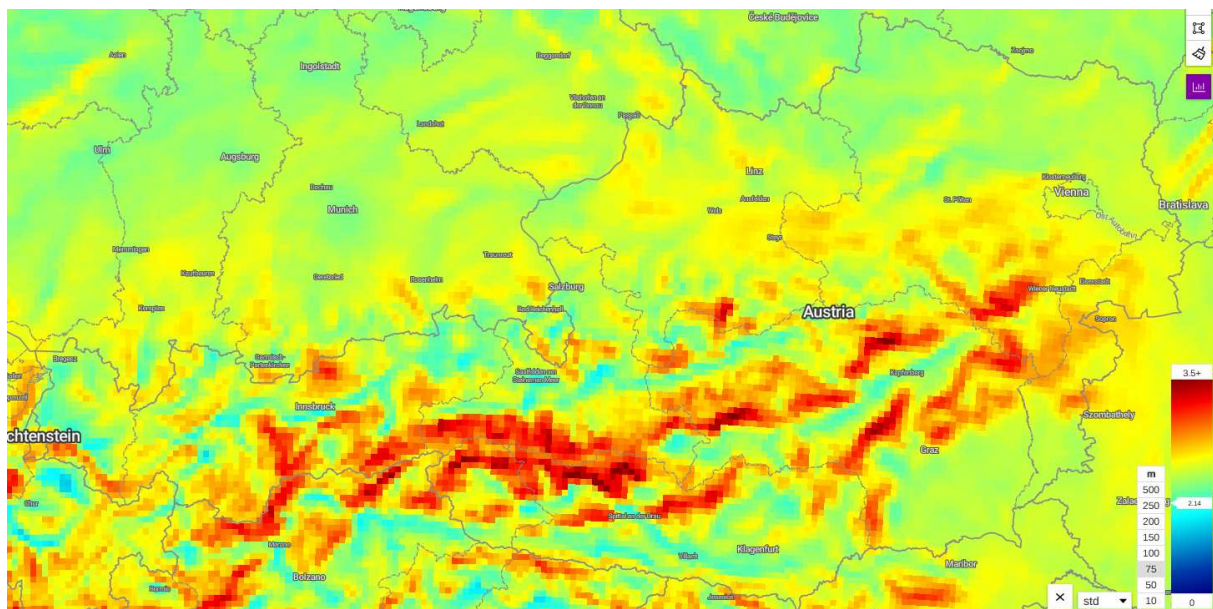


Abbildung 5-31: Volllaststunden für Windkraftanlagen gemäß New European Wind Atlas bei 75m Narbenhöhe

Auf Basis dieser Methodik ergeben sich für Österreich unter Verwendung des Wetterjahrs 2019 mit den berücksichtigten ausgebauten Potentialen für den durchschnittlichen Standort 2497 Volllaststunden. Dieser Wert ist auf den bevorzugten Ausbau von ertragsreichen Standorten zurückzuführen.

Gemäß Kapitel 4.4 liegt der angegebene Wert für eine durchschnittliche österreichische Windturbine je nach Wetterjahr zwischen 1474 und 2538 Vollaststunden. Zusätzlich zu den vom UBA berechneten technischen Potentialen sind in der Datenbank die im Projekt InfraTrans2040 berechneten Potentialen hinterlegt. Die in Abbildung 5-32 dargestellten Polygone entsprechen den Verwaltungseinheiten, welche Stand 2021 durch den österreichischen Gemeindecodex eindeutig definierbar sind.

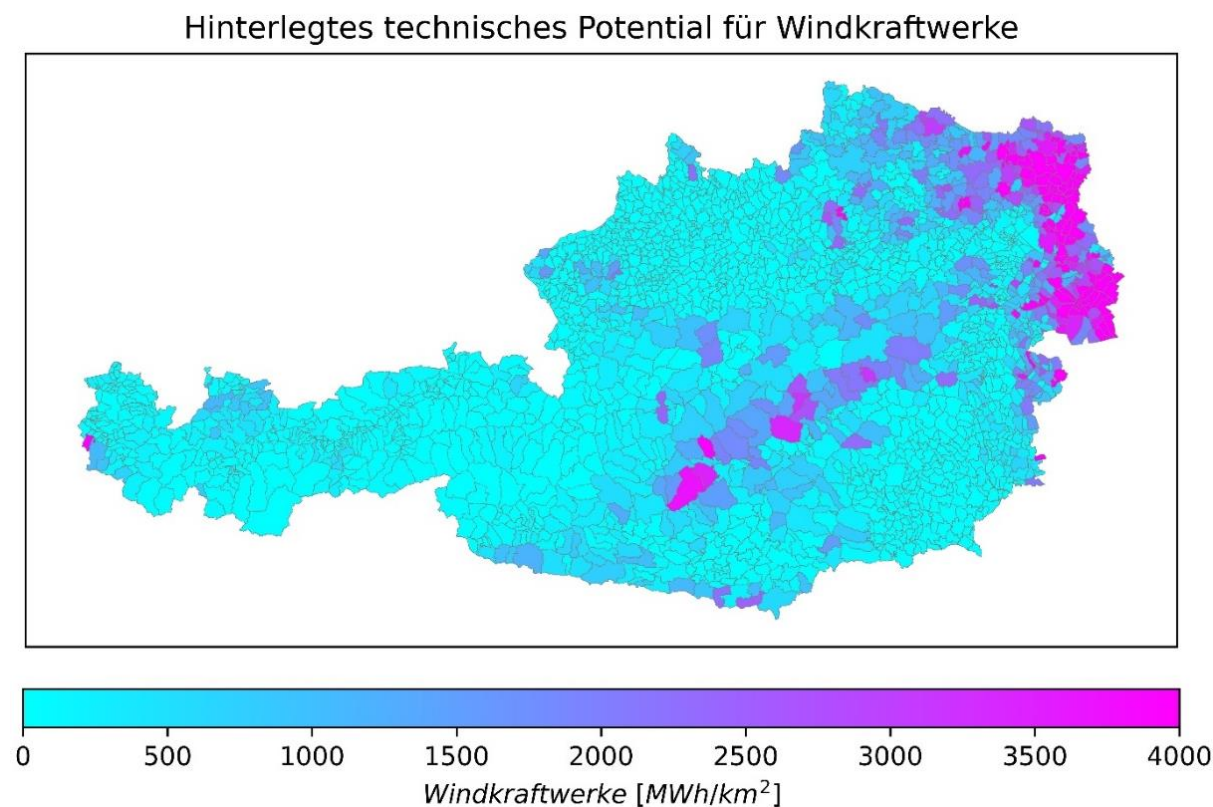


Abbildung 5-32: Im Modell hinterlegte technische Windkraftpotentiale je Gemeinde auf Basis von [86]

Der Potentialausbau je Gemeinde führt beim Berechnen der Residuallast zu einer Variation der Gewichtung der Windzeitreihen. Der ortsabhängige Ausbaugrad der Windkraftpotentiale dient in weiterführenden Arbeiten als zu untersuchende Sensitivität. Die Erschließung dieses Ausbaupotentials ist nicht nur von den zu erwartenden Vollaststunden, sondern auch von der örtlichen Infrastruktur und den damit verbundenen Kosten abhängig.

5.10 Leistungsmatrix – Berechnung der räumlich aufgelösten Residuallast

In Gleichung (5-9) ist die Berechnung der zeitlichen Auflösung der nicht steuerbaren Nachfrage im Energiesystem für elektrische Energie dargestellt. Diese Berechnung wird durchgeführt, wenn der Anwender in Abbildung 5-13 alle Kategorien im Bereich „Demand“ auswählt.

$$E_Z(U, t) = E_G * H_0(t) + E_{Wp} * Z_{OS}(t) + E_{DI} * G_{DI}(t) + \sum_1^{12} E_{NEA} * Z_{NEA}(t) + E_{U_B_up} * Z_{U_B_up}(t) + E_{PKW} * Z_{PKW}(t) + E_{LNF_{LKW}} * Z_{LNF_{LKW}}(t) + E_{SNF_{LKW}} * Z_{SNF_{LKW}}(t) \quad (5-9)$$

Das Modell benötigt für diese Berechnung die in Tabelle 5-7 angeführten Parameter.

Tabelle 5-7: Beschreibung der Elemente für die zeitliche Auflösung der Energiemengen

Bezeichnung	Abkürzung	Einheit
Energiemenge für einen Zeitschritt eines USW-Bezirks	E_Z	GWh
Energiemenge Haushalte ohne Raumwärme	E_G	GWh
Standardlastprofil für Haushalte	$H_0(t)$	%
Energiemenge der Raumwärme für Haushalte	E_{WP}	GWh
Ortsabhängige Zeitreihen	$Z_{OS}(t)$	%
Dienstleistungen Wärmepumpen	E_{DI}	GWh
Standardlastprofil Dienstleistungen	$G_{DI}(t)$	%
Energiemenge Industriesektoren Top-Down	E_{NEA}	GWh
Zeitreihe Industriesektor	$Z_{NEA}(t)$	%
Energiemenge Unternehmen Bottom-Up	$E_{U_B_Up}$	GWh
Spezifische Zeitreihe für Bottom-Up-Verortung	$Z_{U_B_Up}(t)$	%
Energiebedarf PKW bis 3.5 Tonnen	E_{PKW}	GWh
Zeitreihe PKW	$Z_{PKW}(t)$	%
Leichtes Nutzfahrzeug bis 7.5 Tonnen	E_{LNF_LKW}	GWh
Zeitreihe leichtes Nutzfahrzeug	$Z_{LNF_LKW}(t)$	%
Schweres Nutzfahrzeug >7.5 Tonnen	E_{SNF_LKW}	GWh
Zeitreihe schweres Nutzfahrzeug	$Z_{SNF_LKW}(t)$	%

Die technologiespezifischen Energiemengen sind szenariospezifisch anpassbar. Das Attribut „source“ definiert die für die zeitliche Auflösung berücksichtigten Zeitreihen. Mit diesen Zeitreihen und den dazugehörigen Energiemengen sind die entsprechenden Leistungen für jeden einzelnen Zeitschritt bestimmbar. Neben der flexiblen Bedarfszeitreihen ermöglicht die Variation der Aufbringungszeitreihen die Implementierung von unterschiedlichen Wetterjahren. Dabei sind im Modell unter der Tabelle „timeseries“ die Volllaststunden und in der Tabelle „ts_value“ die normierten Zeitprofile der dazugehörigen Zeitreihen hinterlegt. Aus dieser Berechnung ergibt sich, wie in Abbildung 5-33 oben für den USW-Bezirk 8064 exemplarisch dargestellt, eine in Rot dargestellte Strombedarfszeitreihe und eine als gruppierte Fläche dargestellte Aufbringungszeitreihe. Für weitere Analysen können über die grafische Benutzeroberfläche die jeweiligen Kategorien separat, oder gruppiert ausgegeben werden.

Für den von energieintensiven Industrie-Sektoren dominierten USW-Bezirk 8064 ergeben sich sowohl in Sommer-, als auch dargestellten Winterwoche eine positive Residuallast in jedem Zeitschritt.

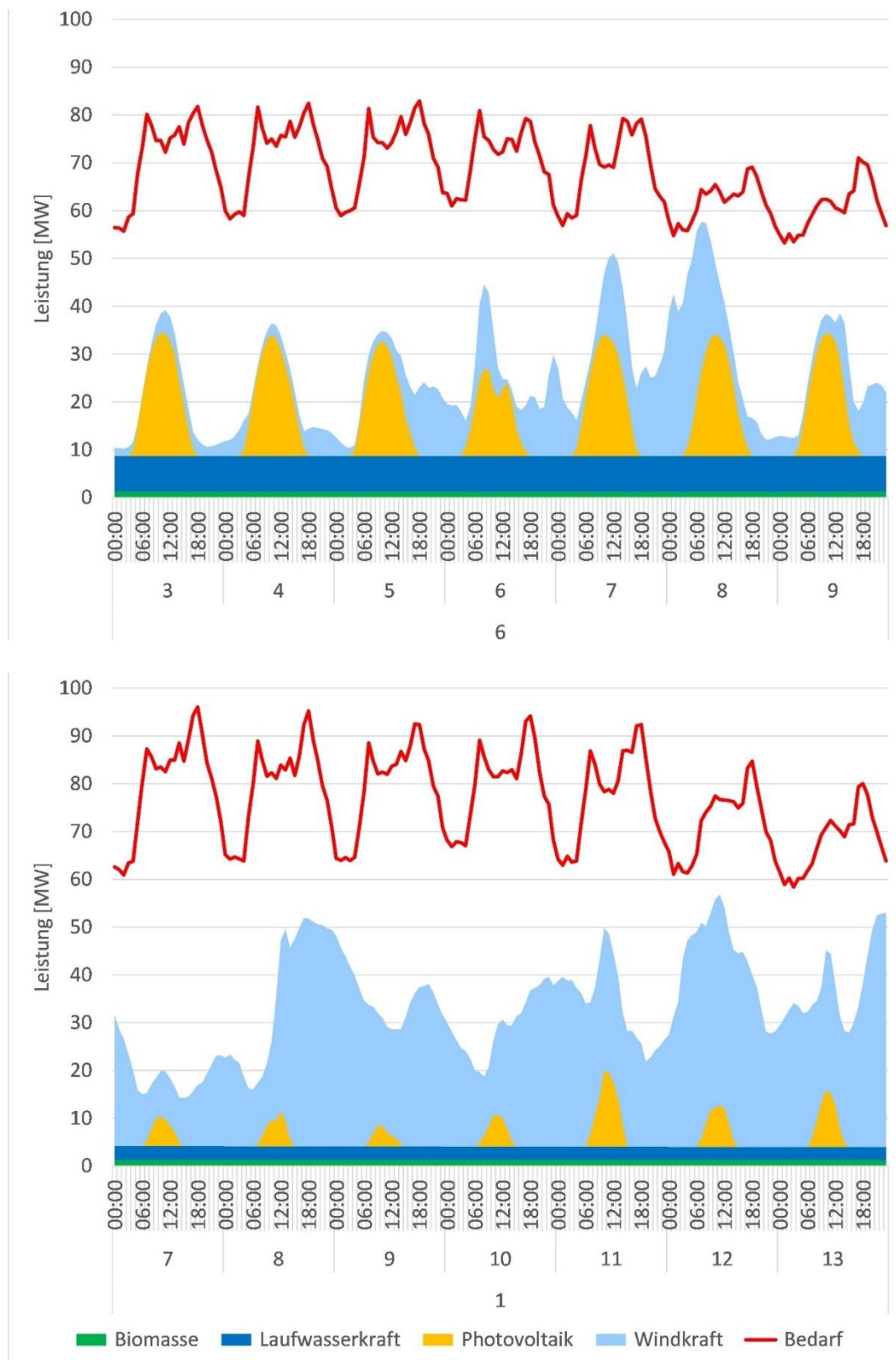


Abbildung 5-33: Residuallast einer Sommer- (oben) und Winterwoche(unten) im USW-Bezirk 8064

Auf Basis der Funktionen der grafischen Benutzeroberfläche können unter Auswahl der Datenquellen für die hinterlegten Energieträger die entsprechenden Bedarfs- und Aufbringungszeitreihen berechnet werden. In Abbildung 5-34 sind die vom Modell generierten Choroplethenkarten für die Analyse der Residuallastergebnisse für zwei Zeitschritte exemplarisch dargestellt.

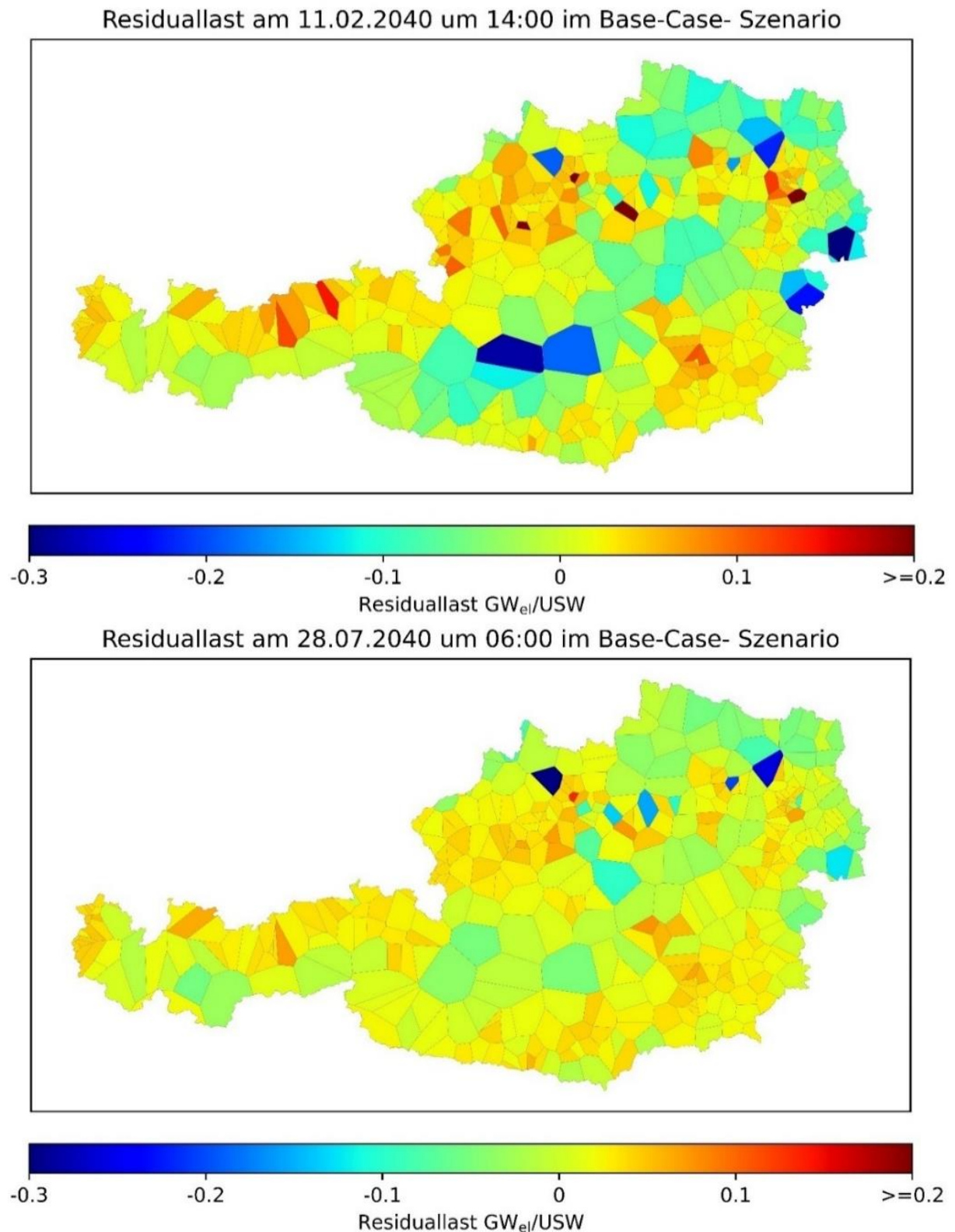


Abbildung 5-34: Residuallast in GW_{el} pro USW-Bezirk für zwei Zeitschritte

Aufbauend auf der zeitlich und räumlich aufgelösten Residuallast können Strategien für den Einsatz von steuerbaren Elementen im Energiesystem abgeleitet werden. Die Entwicklung einer Methodik für die Verortung von Speichertechnologien auf Basis von charakteristischen Residuallastverläufen ist aktuell Stand der Forschung am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Im nachfolgenden Kapitel ist erläutert, wie das in Kapitel 4.7 beschriebenen Modell im Rahmen dieser Arbeit erweitert wurde.

6 ERGEBNISSE DER MODELLERWEITERUNG

Für diese Arbeit erfolgte eine Weiterentwicklung des in Kapitel 4.7 beschriebenen Modells. Die Berechnung der sektorspezifischen Nutzexergiemengen erfolgte auf Basis des in Kapitel 3.3.2 beschriebenen Transition-Szenarios mit den in [5] veröffentlichten exergetischen Umwandlungsfaktoren.

6.1 Optimierungsmodell

Das in Abbildung 6-1 dargestellte Schema zeigt das im Rahmen dieser Arbeit auf [5] aufbauend erstellte Optimierungsmodell. Dabei entsprechen die grünen Punkte Primärenergiequellen, welche über Schwarz dargestellte Busse, mit Rot dargestellten Senken und Gelb gekennzeichneten Speichern, über Blau gekennzeichnete „Converter“ durch Linien mit einander verbunden sind. Jede Linie besitzt dabei einen „Conversion-Faktor“, welcher den exergetischen Wirkungsgrad angibt. Ebenfalls schwarz gekennzeichnete „MyBus“-Elemente beschreiben Senken, mit einem exogen vorgegebenen zeitlich aufgelösten Nutzexergiebedarf.

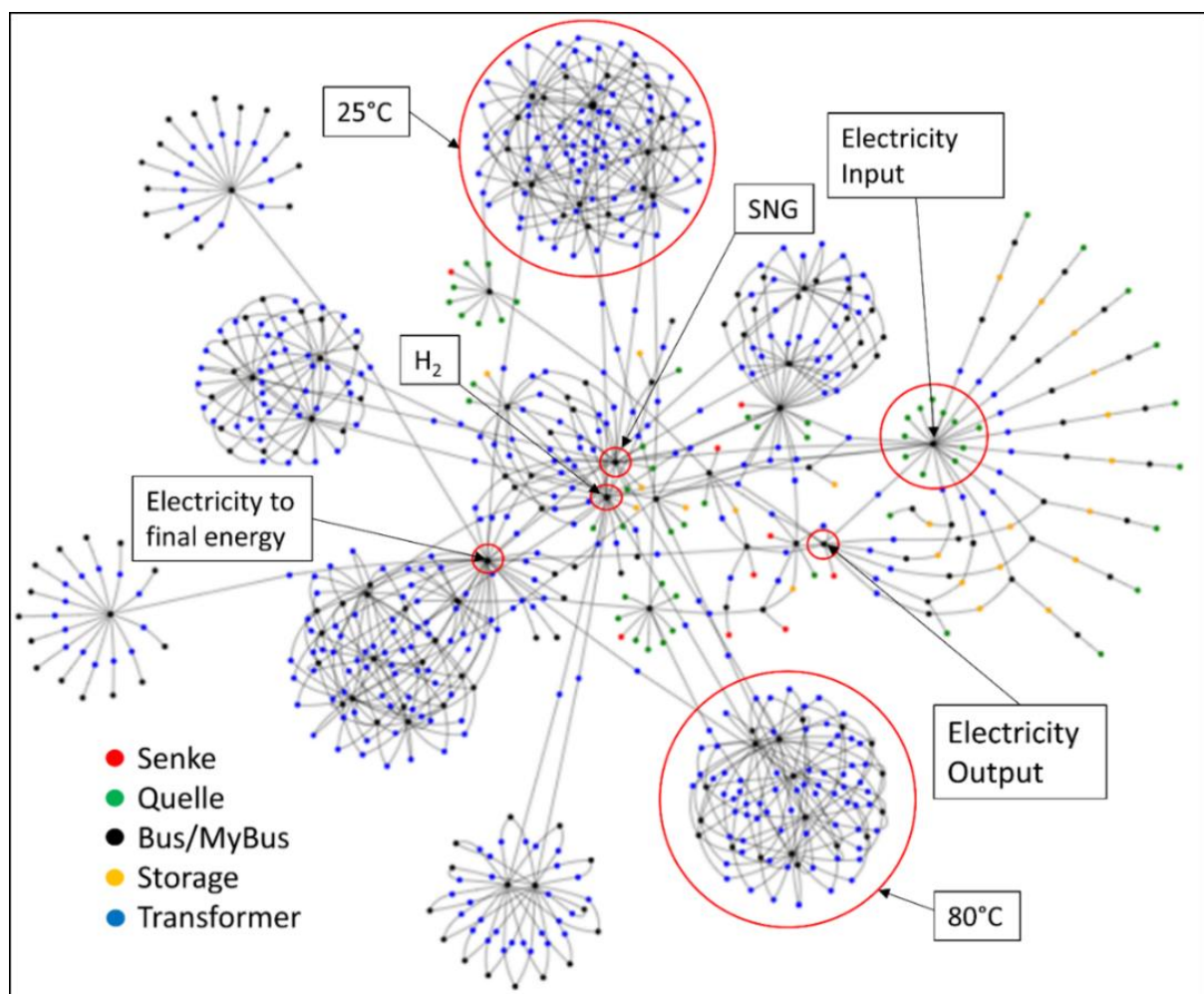


Abbildung 6-1: Schematische Darstellung des verwendeten Optimierungsmodells aufbauend auf [5]

Mit der Python-Bibliothek „oemof.solph“ [56] erfolgte auf Basis des oben dargestellten Schemas die Generierung eines „energysystem“. Dieses System beschreibt, wie die einzelnen Elemente miteinander verbunden sind und kombiniert die Objekte mit den im Modell definierten Randbedingungen.

Als Randbedingungen sind Speicherkapazitäten, Lade-/Entladeleistungen, Nutzexergiebedarfe sowie Import/Export-Ströme definiert. Dabei entspricht jedes im Modell definierte Objekt einer mathematischen Funktion. Somit wird eine für einen Optimierungsprozess definierte Zielfunktion gebildet, welche auf Basis einer Zielgröße minimiert werden kann.

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte die Berechnung der Optimierung mit der Software „Gurobi“ [53]. Als zu minimierende Zielgröße ist Exergieverlust $EX_{Verlust}$ im Modell nach (6-3) definiert. Ziel der Optimierung ist es den exergetischen Gesamtwirkungsgrad des Energiesystems η_{EX} zu maximieren. Dabei muss die Exergiebilanz in jedem Zeitschritt erfüllt sein und jeder im System definierte Speicher muss im ersten und letzten Zeitschritt den gleichen Speicherstand besitzen.

$$\max(\eta_{EX}) = \max \left(\sum c_i^T \cdot \chi_i^j \right) \quad (6-1)$$

Die Berechnung des exergetischen Gesamtwirkungsgrad des Energiesystems erfolgt nach Gleichung (6-2). Die Importe und Exporte im System setzen sich aus einem fix vorgegebenen Anteil und einen vom Optimierer steuerbaren Anteil zusammen. Dieses Verhältnis kann als Inputparameter im Modell variiert werden. Mit dieser Methodik wird der Einfluss der europäischen Einbindung des Energiesystems mitberücksichtigt.

$$\eta_{EX} = \frac{EX_{Nutz}}{EX_{Produktion} + EX_{Import} - EX_{Export}} = \frac{EX_{Nutzen}}{EX_{Aufwand}} \quad (6-2)$$

Gleichung (6-3) bildet die Zielfunktion des im Modell zugrundeliegenden Optimierungsproblems.

$$\min(EX_{Verlust}) = \min \left(\sum c_i^T \cdot \chi_i^j \right) \quad (6-3)$$

Der zeitliche Verlauf der Primärenergieaufbringung und des Nutzexergiebedarfs ist über die im nachfolgenden Kapitel beschriebenen Randbedingungen definiert. Zusätzlich sind für Speichertechnologien die Leistungen und Kapazitäten sowie die Speicherverluste angeführt.

6.2 Randbedingungen der Modellierung

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Optimierung erforderte die Einführung von Randbedingungen, welche in den nachfolgenden Tabellen beschrieben werden. Diese definieren den Handlungsspielraum des Optimierers und sind als Base-Case zu verstehen, der in folgenden Arbeiten über umfangreiche Sensitivitätsanalysen weiterführend analysiert wird.

Tabelle 6-1: Randbedingungen der Primärenergieaufbringung

Bezeichnung	E_{Auf} [GWh]	P_{max} [GW]	P_{therm} [GW]
Photovoltaik	41110	25	-
Windkraft	29007	11	-
Pumpspeicher	6026	7	-
Speicherkraft	2853	3	-
Laufwasserkraft	38977	6	-
Kraft/Wärme-Kopplung	6474	0,9	0,3
Abfallverwertung	2100	0,2	<0,1
Hydrogen Produktion	200	<0.1	-
SNG Produktion	8331	1	-
Biomasse	63978	7,3	-
Summe	198856		

E_{Auf} entspricht der Primärenergieaufbringung der jeweiligen Kategorie. Über die Regionalisierungsmethodik und die damit verbundenen ortsabhängigen Zeitreihen ergibt sich eine reduzierte, netzwirksame Spitzenlast. Diese Reduktion der Spitzenleistung P_{max} wird in der Energiesystemtechnik über Gleichzeitigkeitsfaktoren beschrieben. Der Einfluss der Potentialverortung auf die daraus resultierenden Gleichzeitigkeitsfaktoren wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in einem weiterführenden Projekt genauer untersucht.

Tabelle 6-2: Randbedingungen des Primärenergieimports

Bezeichnung	E_{Import} [GWh]	P_{max} [GW]
Kerosin	4970	0,6
Biokraftstoffe	100	<0,1
Elektrische Energie	37124	21,8
Wasserstoff	30000	11,4
SNG	5000	1,9
Summe	77194	

Tabelle 6-3: Im Modell hinterlegter nicht steuerbarer Nutzenergiebedarf

Name	Nutzenergiebedarf [GWh]	P_{\max} [GW]
Wärme 25°C	1297	0,3
Wärme 80°C	4566	0,9
Wärme 150°C	5958	3,0
Wärme 350°C	4939	1,5
Wärme 1000°C	19348	4,2
Transport	28362	-
Standmotoren	53991	-
Licht & ICT	10246	2,0
Nicht energetischer Verbrauch*	4874	0,7
Lichtbogenöfen	3882	0,5
Primärstahlerzeugung	9272	1,1
Export für elektrische Energie	36656	15,0
Sonstige	991	0,1
Summe	184382	

Unter „Nicht energetischen Verbrauch“ ist gemäß [39] der Verbrauch für stoffliche Zwecke zu verstehen. Unter der Kategorie „Sonstige“ sind Energiemengen für unter anderem „Carbon Capture-Technologien“ zusammengefasst. Die maximale Leistung P_{\max} ergibt sich aus der hinterlegten Energiemenge mit der auf Basis des in Kapitel 4.2 beschriebenen Lastprofilgenerator. Aufbauend auf den in [39] verwendeten Nutzenergiekategorien sind im Optimierungsmodell für jeden Subsektor normierte Zeitreihen im Modell hinterlegt. Auf Basis der in Kapitel 5 beschriebenen Datenbank ist es möglich für zukünftige Anwendungen ortsabhängige Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Erstellung der sektorspezifischen Zeitreihen zu berechnen. Die maximale Leistung für Standmotoren und im Verkehrssektor wird modellendogen berechnet und ist daher als Optimierungsergebnis zu verstehen.

Der Umwandlungswirkungsgrad η entspricht für Speichertechnologien der Multiplikation des Wirkungsgrads beim Einspeichern und Ausspeichern. Für Wärmepumpen entspricht η dem Gütefaktor, welcher im Modell aufbauend auf [5] hinterlegt ist. Jeder Converter im Energiesystems besitzt einen exergetischen Wirkungsgrad, welche für ein oder mehrere Ausgangsgrößen definiert werden kann.

Tabelle 6-4: Überblick über die steuerbaren Elemente des Energiesystems auf Basis von [27, 88]

Bezeichnung	P _{In} [GW]	P _{Out} [GW]	C [GWh]	η [%]
Speicher-Kraftwerke	0,7	3,5	1411	100
PSP-Tiefbecken	6,0	7,2	181	88
PSP-Speicherbecken	5,3	7,2	1364	88
CH ₄	1,7	4,2	50000	98
Wasserstoff	11	10	20000	96
Thermische Speicher 32.5°C	0,4	0,2	5	94
Thermische Speicher 80°C	1,3	0,7	5	95
Bio-Kraftstoff	0,2	0,5	50000	100
Kerosin	0,6	0,6	50000	100
PV-gekoppelte Batterien	4	4	8	95
Lastverschiebung PKW _{el}	1,9	1,6	2	100
DSM-Standmotoren	0,4	0,9	2	100
Wärmepumpe FW (U-32°C)	-	0,4	-	50
Wärmepumpe FW (U-90°C)	-	0,5	-	50
Elektrolyseur (H ₂ / Abwärme 90°)	7,1	5/0,3	-	70/4

Für Elektrolyseure ist dabei ein Wert für Wasserstoff und ein Wert für Abwärme festgelegt. Für zukünftige Anwendungen könnte ein zusätzlicher Wert für das Nebenprodukt Sauerstoff ebenfalls im Modell implementiert werden. Die Verfügbarkeit der einzelnen Speichertechnologien wird in einer nachfolgenden Arbeit mit in die Modellierung aufgenommen. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte exergetische Optimierung des österreichischen Energiesystems erfolgte unter Berücksichtigung zuvor beschriebener Annahmen

6.3 Gegenüberstellung von Aufbringung und Bedarf

Die zuvor definierten Rahmenbedingungen führen in jedem Zeitschritt für die in Abbildung 6-2 und Abbildung 6-3 dargestellten Abweichungen zwischen nicht-steuerbarer Aufbringung und des nicht steuerbaren Bedarfs.²

² Aus modelltechnischen Gründen werden die (teilweise steuerbaren) Import/Exportflüsse dem nicht-steuerbaren Bedarf und der nicht-steuerbaren Erzeugung zugewiesen

Die Grundvoraussetzungen für den Optimierungsprozess ist, dass ausreichend flexible Elemente im Energiesystem enthalten sind, um die Exergiebilanz in jedem einzelnen Zeitschritt ausgleichen zu können. Dabei sind für den Energieträger elektrische Energie Abbildung 6-2 (a, b), H₂(c, d) und CH₄(e, f) jeweils die nicht steuerbare Aufbringung(links) und der nicht steuerbare Bedarf(rechts) gegenübergestellt.

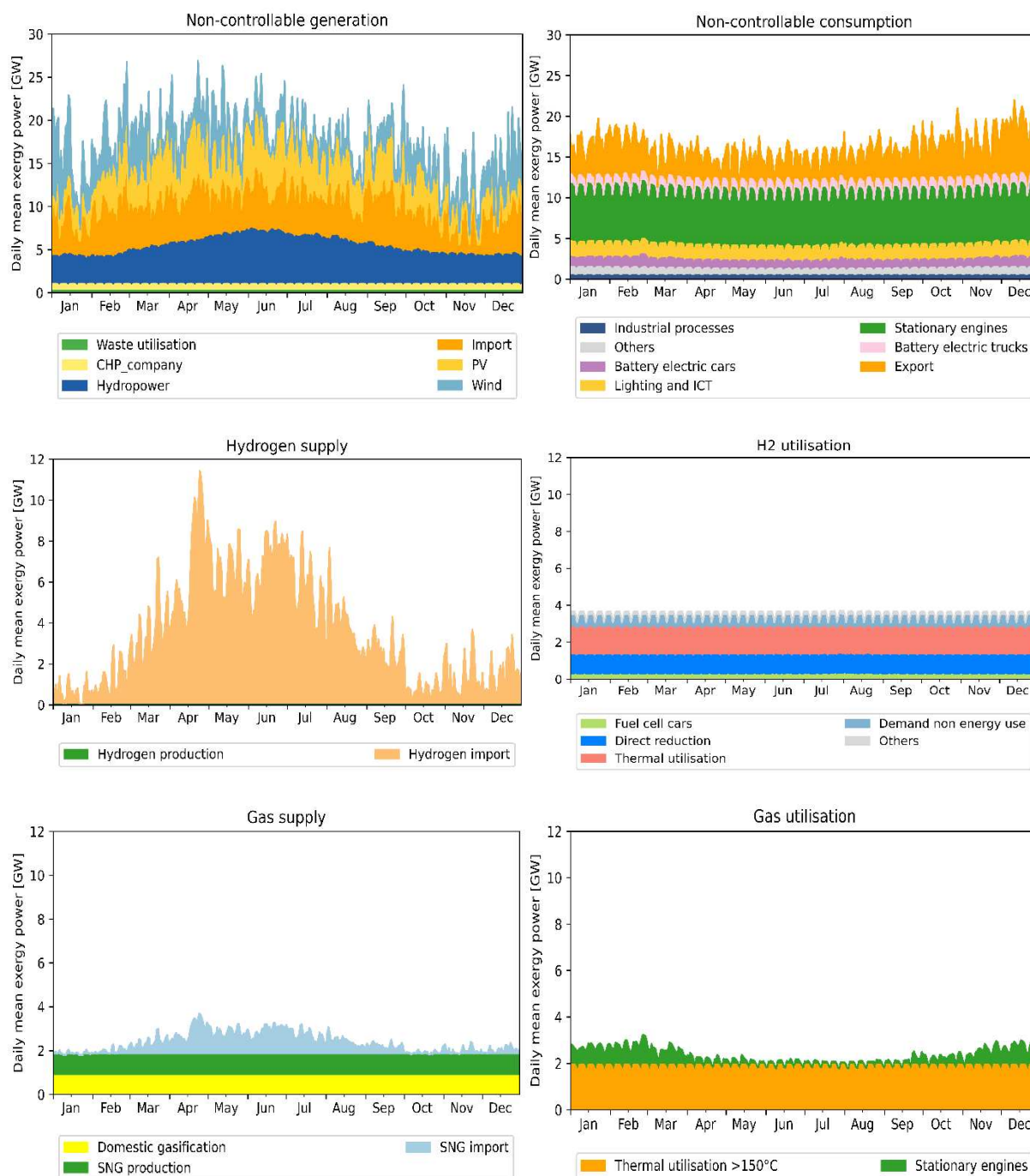


Abbildung 6-2: Gegenüberstellung der saisonal verfügbaren Primärenergieaufbringung (links) und des nicht steuerbarem Nutzexergiebedarfs(rechts) für „Non controlable generation“(a), „Non controlable consumption“ (b), „H₂ supply“(c), „H₂ utilisation“(d), „Gas supply“(e), „Gas utilisation“(f) im Jahr 2040

Die im Modell hinterlegte normierte Zeitreihe für die Verfügbarkeit von gasförmigen Energieträgern entspricht dem Einspeicherverhalten im Wetterjahr 2019 und wurde auf Basis der Daten der ENTSO-G berechnet [46].

Für den Sektor Wärme ergibt sich unter Berücksichtigung der im Modell hinterlegten Primärenergieaufbringung und der definierten Nutzenergiebedarfe die in Abbildung 6-3 dargestellten nicht steuerbaren Aufbringungs- und Bedarfszeitreihen für das niedrige- (25°C) und mittlere Temperaturniveau (80°C). Im Modell ist außerdem der maximale durch leitungsgebundene Anteil der entsprechenden Nutzenergiekategorien auf Basis von [5] definiert. Dieser Faktor kann für zukünftige Analysen als Sensitivität variiert werden und steht für den Ausbaugrad der Fernwärme innerhalb der Bilanzgrenzen.

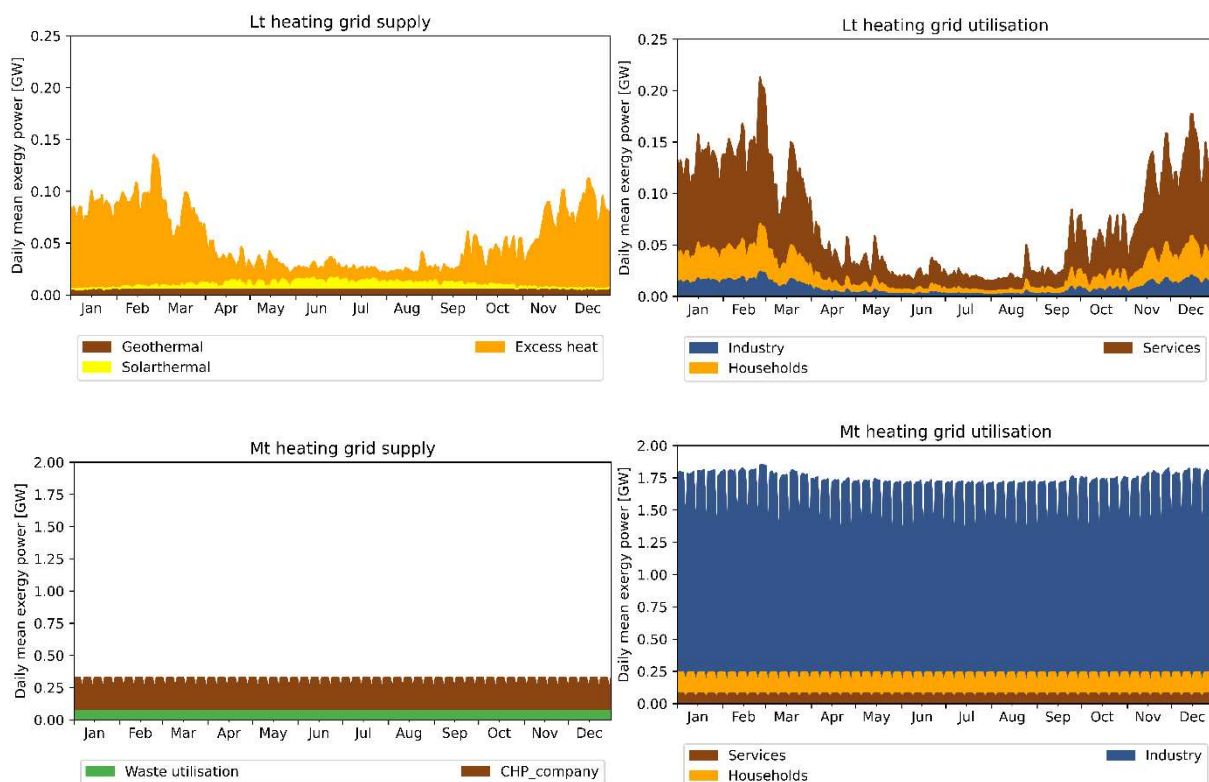


Abbildung 6-3: Gegenüberstellung der saisonal verfügbaren Primärenergieaufbringung für Wärme (links) und des nicht steuerbaren Nutzenergiebedarfs (rechts) für „Lt heating grid supply“ (a), „Lt heating grid utilisation“ (b), „Mt heating grid supply“ (c), „Mt heating grid utilisation“ (d)

Für jede im Modell implementierte Technologie sind die von [5] berechneten exergetischen Wirkungsgrade hinterlegt. Die endogen definierten Residuallasten müssen über steuerbare Elemente ausgeglichen werden. Der Ausgleich in jedem Zeitschritt erfolgt über steuerbare Elemente. Diese werden dabei so eingesetzt, dass sich ein möglichst hoher Gesamtwirkungsgrad des Energiesystems ergibt. Ausgehend von [5] sind im nachfolgenden Kapitel die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen beschrieben.

6.4 Modellanpassungen

Das von [5] entwickelte Modell für exergetische Bewertung eines Energiesystems wurde in dieser Arbeit für die Berechnung von energieträgerübergreifenden Strategien für Flexibilitätsoptionen erweitert. In den nachfolgenden Kapiteln sind die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommenen Anpassungen beschrieben.

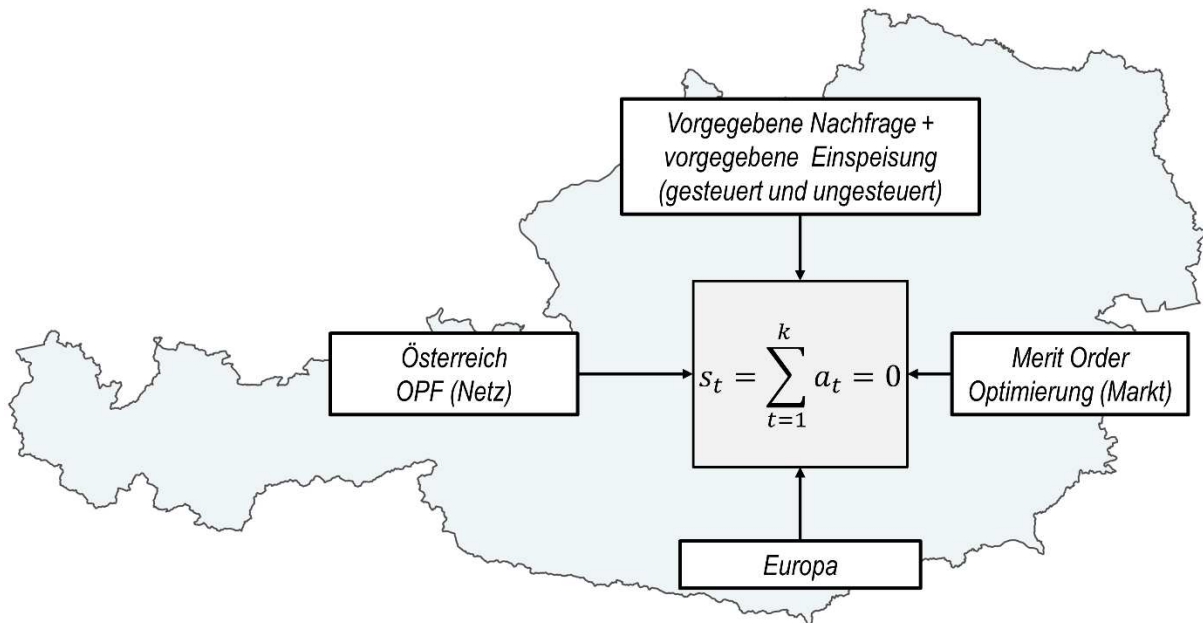


Abbildung 6-4: Einflussgrößen des angepassten Optimierungsmodells

6.4.1 Import/Export-Methodik

Das österreichische Energiesystem befindet sich inmitten des Europäischen Energiesystems. Somit muss der Einfluss von Import- und Exportströme auf das österreichische Energiesystem berücksichtigt werden. In den von [5] entwickelten Modell dient der Export bzw. Import lediglich als Ausgleichsgröße, um in jeden Zeitschritt für die Energieträger Wasserstoff, SNG, elektrische Energie und Öl die Energiebilanz erfüllen zu können.

Auf Basis der im ÖNIP verwendeten Methodik erfolgte die Berechnung einer Zeitreihe für den Import und Export über die Übertragungsleitungen. Dabei diente die Residuallast-Matrix, welche sich aus der Differenz zwischen dem in Kapitel 5.6 beschriebenen Strombedarfs und der in Kapitel 5.9 berechneten Stromaufbringung bildet neben dem österreichischen Kraftwerkspark, der österreichischen Netztopologie und dem Energiemengengerüst des TYNDP-Szenarios „National Trend“ [19] als Datengrundlage für den Berechnungsfall des LEGO-Modells. Daraus ergibt sich eine Zeitreihe für jede österreichische Grenzleitung. Diese Zeitreihe wurde aggregiert und vom Exportteil, die österreichische Aufbringung und vom Importteil die österreichische nicht steuerbare Nachfrage abgezogen. Daraus ergeben sich der nicht steuerbare Bedarf der Nachbarländer und die nicht steuerbare Aufbringung, welche im Modell hinterlegt wurde. Die Bereitstellung von Primärenergie durch gasförmige Energieträger wird im Modell mit der aus dem Jahr 2019 stammende Zeitreihe für die Gasspeicherbefüllung nach [46] beschrieben.

Dabei erfolgte eine Umrechnung der eingespeicherten Energiemengen pro Tag auf eine auf „1“ normierte Jahreszeitreihe mit stündlicher Auflösung.

Die Einführung von zusätzlichen Randbedingungen für den Energieträger Wasserstoff ermöglicht die Optimierung der Volllaststunden der Elektrolyse. Auf Basis der vorhandene Wasserstoffspeicher und der im Rahmen dieser Arbeit angenommen saisonal abhängigen Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten. Weitere Rahmenbedingungen sind der zeitabhängige Wasserstoffbedarf und das vom Optimierer mitberücksichtigte Abwärmepotential beim Einsatz der PEM-Elektrolyse. Zusätzliche Importe von gasförmigen Energieträgern sind über eine maximale Kapazität beschränkt. Somit ergibt sich für den resultierenden Import ein Verhältnis zwischen preisgetriebene Importen mit saisonaler Abhängigkeit und System relevanten Importen, welche vom Optimierer als letzte Option zur Deckung der Energiebilanz genutzt werden kann. Für die Bereitstellung von Nutzexergie des Sektors „Luffahrt“ ist im Modell ein Import von dafür notwendigen Kohlenwasserstoffen möglich. Genauere Analyse zu den Verkehrssektoren „Luffahrt“ und Binnenschifffahrt“ sind im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt worden. Wie eine Deckung des Nutzexergiebedarfs im Sektor Landwirtschaft unter Berücksichtigung von Klimaneutralität ausschauen könnte, war ebenfalls nicht Teil dieser Arbeit.

6.4.2 Unternehmenseigene Kraftwerke

Der Anteil der unternehmenseigenen Kraftwerke an der Gesamtaufbringung je Kraftwerkstechnologie wurde auf Basis des Verhältnis der Energiebilanz der Statistik Austria aus dem Jahr 2019 berechnet [92]. In der exemplarisch dargestellten Winterwoche aus Abbildung 6-5 ist erkennbar, dass die Kraftwerke nicht wie bisher mit einer rot dargestellten „Bandlast“ betrieben werden, sondern davon ausgegangen wird, dass die Kraftwerke einen möglichst hohen Eigenbedarfsdeckungsanteil im jeweiligen Sektor besitzen. Dafür sind sie auf Basis der sektorspezifischen Zeitreihen im Model als „nicht steuerbar“ angenommen. Dies betrifft KWK-Anlagen für die Industriesektoren „Eisen Stahl“, „Papier und Druck“, sowie „Chemie und Petrochemie“. Zusätzlich stellen diese Kraftwerke Primärenergie³ in Form von Abwärme zur Verfügung.

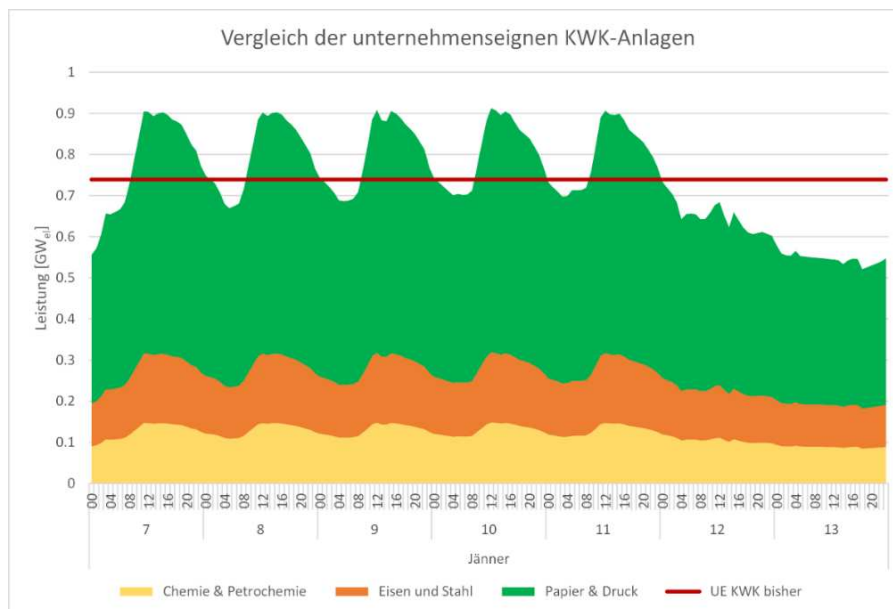


Abbildung 6-5: Gegenüberstellung der sektorspezifischen KWK-Anlagen mit der bisher verwendeten KWK-Zeitreihe

³ Obwohl Abwärme vom thermodynamischen Verständnis klassische Sekundärenergie ist, wird sie energiestatistisch als Primärenergieträger behandelt [39].

Unternehmenseigene Wasserkraftwerke werden im Rahmen dieser Arbeit gleich wie Wasserkraftwerke eines Energieversorgers betrachtet. Dies gilt ebenso für alle sonstigen Primärenergiequellen innerhalb der in dieser Arbeit definierten Bilanzgrenzen. Die Reduktion von Kohlenwasserstoffen innerhalb des Energiesystems erfordert auch eine Anpassung der aktuell verfügbaren Speichertechnologien. Die aktuell in Österreich vorhandenen Speicher für chemisch gebundene Energie sind in ihrer Kapazität und in ihrer Einspeicher- und Auspeicherleistung zum Erscheinen dieser Arbeit signifikant größer, als Speichersysteme, welche elektrische Energie bereitstellen können. Insbesondere die Substitution von Öl durch elektrische Energie im Verkehrssektor führt dazu, dass die gemäß Verfassung zum Schutz der nationalen Sicherheit angelegten Reserven, an Bedeutung verlieren. Die Steigerung der volatilen Stromaufbringung erfordert zusätzliche Flexibilität im Energiesystem. Im nachfolgenden Kapitel ist erläutert, wie im Optimierungsmodell weitere Flexibilitätsoptionen berücksichtigt werden können. Alle im Rahmen dieser Arbeit hinzugefügten Flexibilitätsoptionen beinhalten keine Vorgaben, über welchen Zeitraum sie einen Speicher beladen oder entladen müssen. Dieses Verhalten ergibt sich automatisch über das Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität.

6.4.3 Batteriespeichergekoppelte PV-Anlagen

Mit der Implementierung von batteriespeichergekoppelten PV-Anlagen in das in Abbildung 6-1 beschriebene Optimierungsmodell ist es möglich die Einspeisung von PV-Anlagen bis zu einem gewissen Maß zu verschieben. Zusätzlich können über diese Methode ohne Systemverluste direkt Nutzenergiebedarfe gedeckt werden. Darüber kann im Modell eine Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen realisiert werden. In einem weiterführenden Projekt werden die dafür geeigneten Nutzenergiekategorien ermittelt.

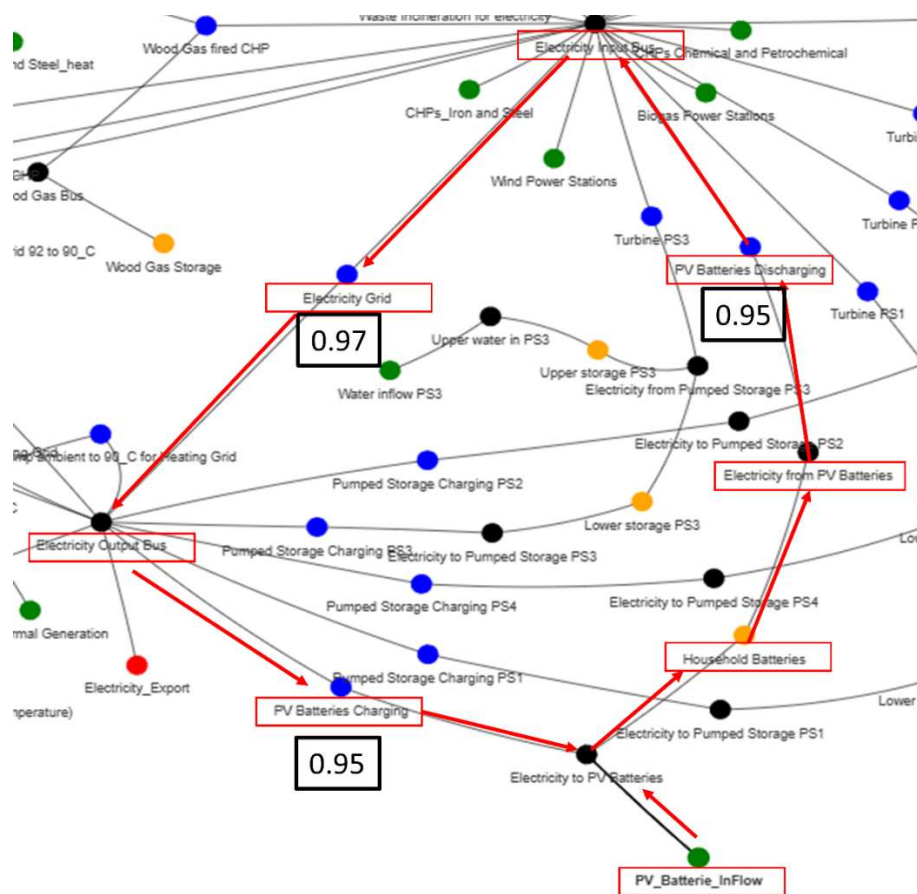


Abbildung 6-6: Einbindung der Speichergekoppelten PV-Anlagen ins Optimierungsmodell

Die elektrische Aufbringung aus PV-Anlagen ergibt für das betrachtete Zieljahr 2040 die in Abbildung 6-7 Gelb dargestellte Profil. Dabei ist für eine Sommerwoche eine Lastspitze von über 22 GW am 16. Juli dieses Wetterjahrs zu erkennen. Im Vergleich dazu kommt es in diesem Wetterjahr am 21. Juli zu einer Spitzenleistung durch PV-Anlagen von rund 8 GW_{el}. Dies entspricht einer Schwankungsbreite der täglichen Spitzenleistung von über 60%.

Zusätzlich sinkt die durch PV-Anlagen bereitgestellte Stromaufbringung während der Nachtstunden auf 0. Aktuelle Entwicklungen zeigen, dass immer mehr PV-Anlagen in Kombination mit einem Speichersystem installiert werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Element, welches batteriegekoppelte PV-Anlagen simuliert, im Modell hinzugefügt. In Abbildung 6-7 ist erkennbar, dass bei exergieoptimierten Vorgehen die Überschussenergiemenge der Mittagszeit vom Modell während eines Sommertags in die Abendstunden verschoben werden.

Dieses Element besitzt neben einem definierbaren Anteil der PV-Energiemenge die Möglichkeit, ihren gekoppelten Speicher über das öffentliche Netz aufzuladen. Dabei führt eine Aufladung über das Netz jedoch zu zusätzlichen Netzverlusten, welche der Optimierer im Zusammenspiel mit dem Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen minimiert.

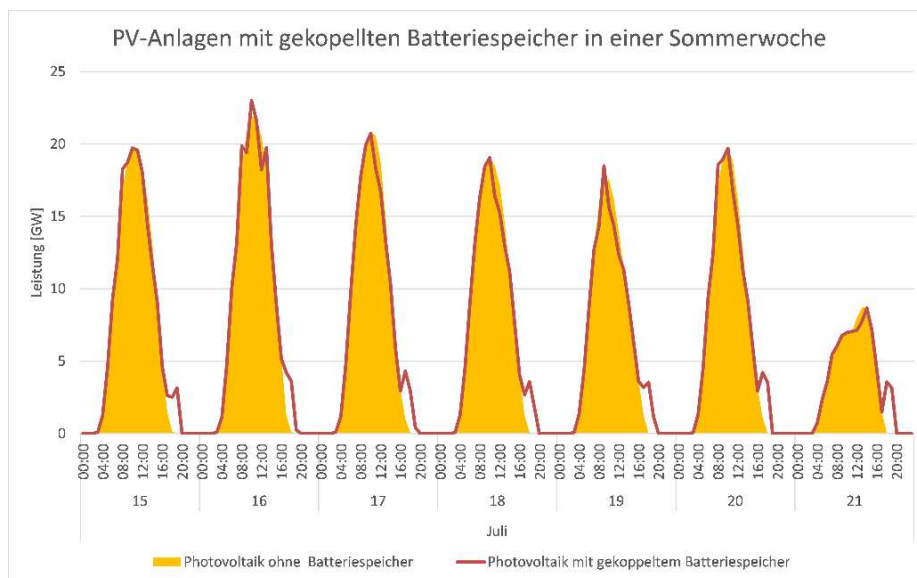


Abbildung 6-7: Einfluss von gekoppelten Batteriespeichern auf die single-node kumulierte PV-Aufbringung in einer Sommerwoche

Durch die Einführung dieser Flexibilitätsoption kann die Residuallast, wie in Abbildung 6-8 dargestellt gesenkt werden. Über das Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität ergeben sich die von diesem Element verwendeten Entladezyklen. Als zusätzliche Randbedingung ist im Modell definiert, dass der Speicher für die Aufnahme von zukünftige PV-Produktion Kapazitäten freihalten muss. Dies kann der Optimierer nicht immer realisieren und somit speist das System die gekoppelte PV-Energie wie zuvor gesehen in einigen Zeitschritten direkt ins öffentliche Netz ein.

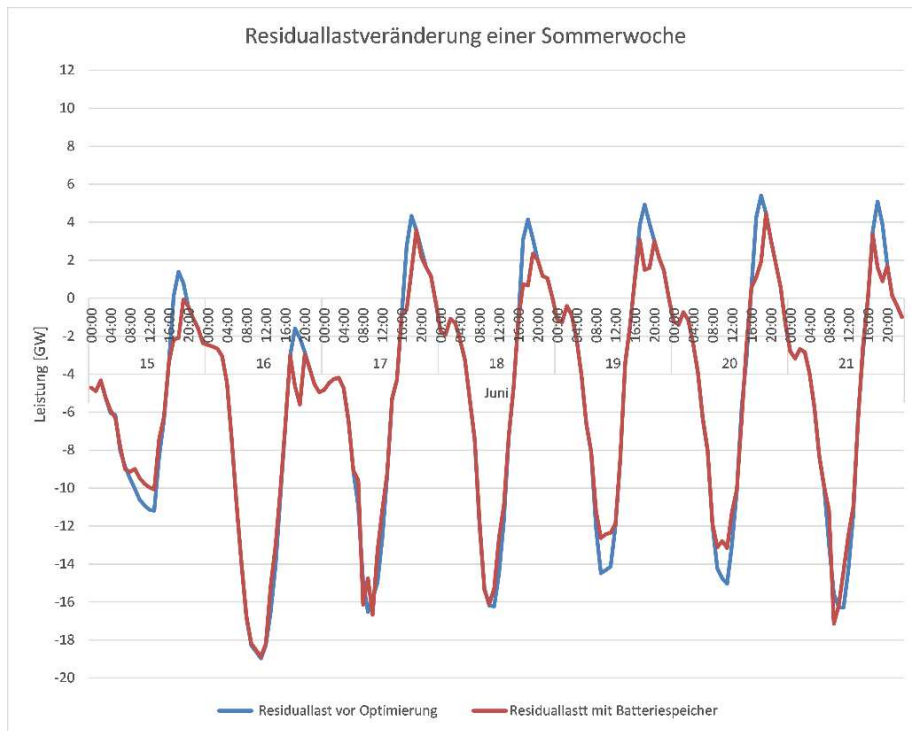


Abbildung 6-8: Veränderungen der kumulierten Residuallast einer Sommerwoche mit batteriegekoppelten PV-Anlagen

In einer Winterwoche kann man eine deutlich geringere Spitzenlast der Stromaufbringung durch PV-Anlagen erkennen. Zusätzlich ist in Abbildung 6-9 zu erkennen, dass der Optimierer am 07.01, 11.01, und 13.01 zusätzlich den Speicher über das öffentliche Netz auflädt. Daraus kann abgeleitet werden, dass es in eine weitere volatile Primärenergiequelle geben muss, die dieses Speicherverhalten auslöst.

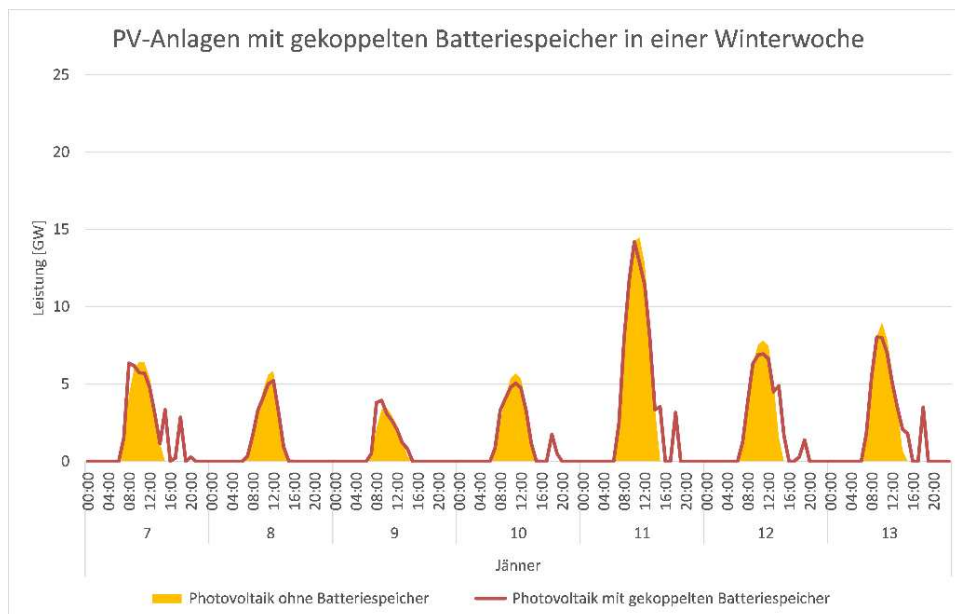


Abbildung 6-9: Einfluss von gekoppelten Batteriespeichern auf die PV-Aufbringung in einer Winterwoche

Im Gegensatz zu der zu großen Teilen negativen Residuallast während der Sommerwoche ergibt sich für die Winterwoche eine von Montag bis Donnerstag zu großen Teilen positive Residuallast. Somit ergibt sich für den Einsatz von Batterien, die mit PV-Anlagen gekoppelt sind, dass die Speicherkapazität nicht nur für die Verschiebung der PV-Spitze während der Mittagszeit hin zur Lastspitze während der

Abendstunden, sondern dass der Optimierer die Batterien auch für die Deckung von Residuallastspitzen anderer Technologien verwendet, obwohl dieses Verhalten zusätzliche Netzverluste erzeugt.

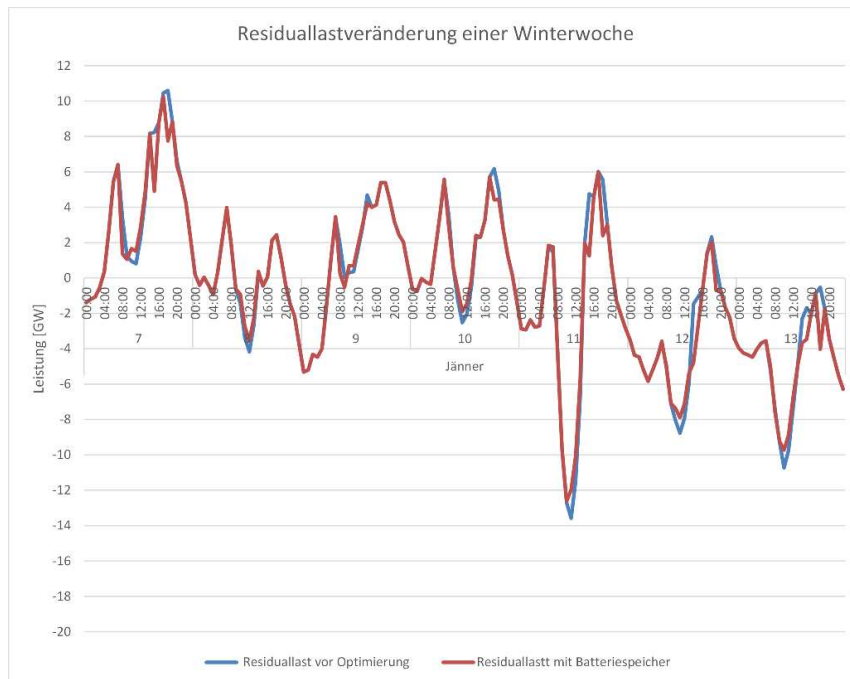


Abbildung 6-10: Residuallastveränderungen einer Winterwoche mit batteriegekoppelten PV-Anlagen

In Abbildung 6-10 erkennt man außerdem, dass der Optimierer versucht die Spitzen mit der höchsten Leistung bevorzugt zu decken. Die negative Spitze am 13.01 wird im Rahmen der Speichermöglichkeit dieser Technologie versucht zu reduzieren, wohingegen eine Spitze in den Morgenstunden des 10.01 vom Optimierer nicht reduziert wird.

Die Vorgabe, dass der Batteriespeicher von einer nicht steuerbaren PV-Anlage geladen wird führt dazu, dass der Speicher nicht immer Entladen werden kann, wenn diese Entladung zu einer Minimierung der Residuallast führt. Unter Berücksichtigung der in dieser Arbeit durchgeführten Simulation führten 71 % der für diese Technologie angenommene Primärenergieerzeugung zu einer Verringerung der Residuallast.

6.4.4 Lastverschiebung der Elektromobilität

Der berücksichtigte Strombedarf der Elektromobilität wurde für die Berechnungen dieser Arbeit aus dem Transition-Szenario für das Jahr 2040 übernommen. Dabei ergibt die Berechnung des Optimierungsmodells, dass 49 % der Nutzexergiemenge des Straßenverkehrs mit elektrischer Energie gedeckt werden.

Im Optimierungsprozess werden elektrische PKWs zu Zeiten, an denen ein Bedarf an kurzfristiger Flexibilität herrscht nicht geladen. Die Energiemenge, welche für diese Flexibilitätsoption verwendet wird kann im Modell angepasst werden. Aktuell sind im Modell 10 % des Exergiebedarfs für elektrisch betriebene PKWs flexibel einsetzbar.

Die Optimierung des Nutzerverhaltens der Elektromobilität führt in Abbildung 6-11 zu einer Steigerung der Spitzenlast im Sektor Verkehr. Dabei werden Lastspitzen der Abendstunden im Rahmen der verfügbaren Kapazität in Richtung der PV-Spitzen der Mittagsstunden verschoben.

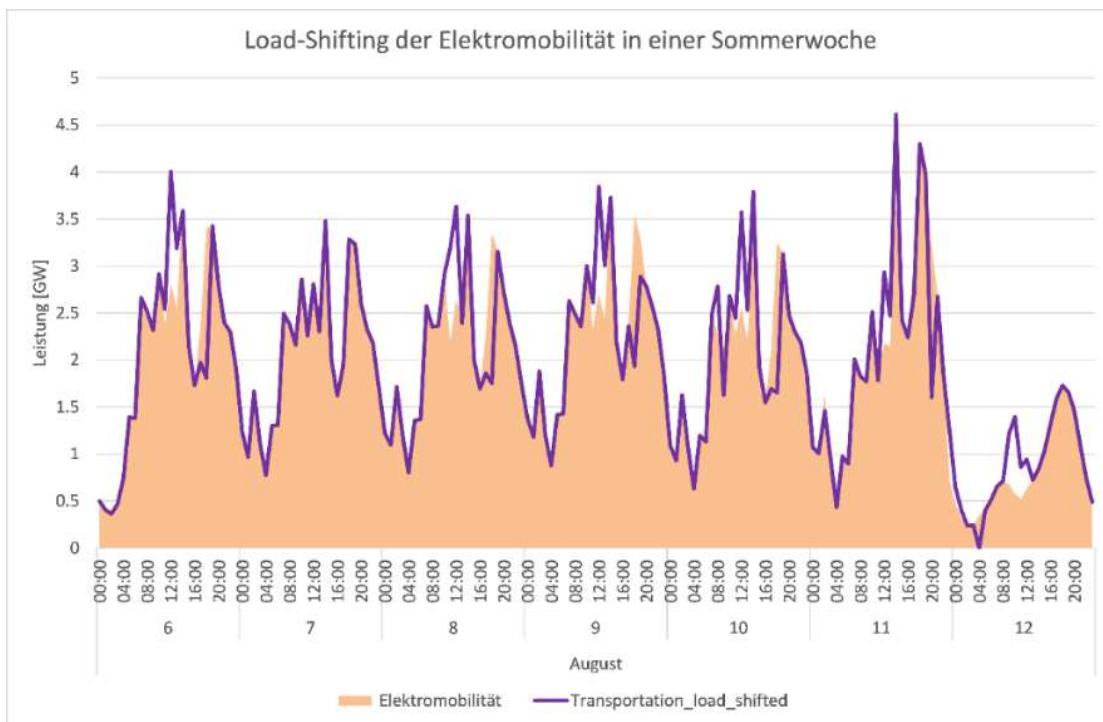


Abbildung 6-11: Lastverschiebung der Elektromobilität für eine Sommerwoche

Aus diesen Anpassungen resultiert wie in Abbildung 6-12 dargestellt, eine Reduktion der Spitzenlasten der blau dargestellten Residuallastkurve ohne optimiertes Nutzerverhalten im Vergleich zu der orange dargestellten Residuallastkurve, welche sich durch die Anpassungen des Nutzerverhaltens im Sektor Elektromobilität ergibt.

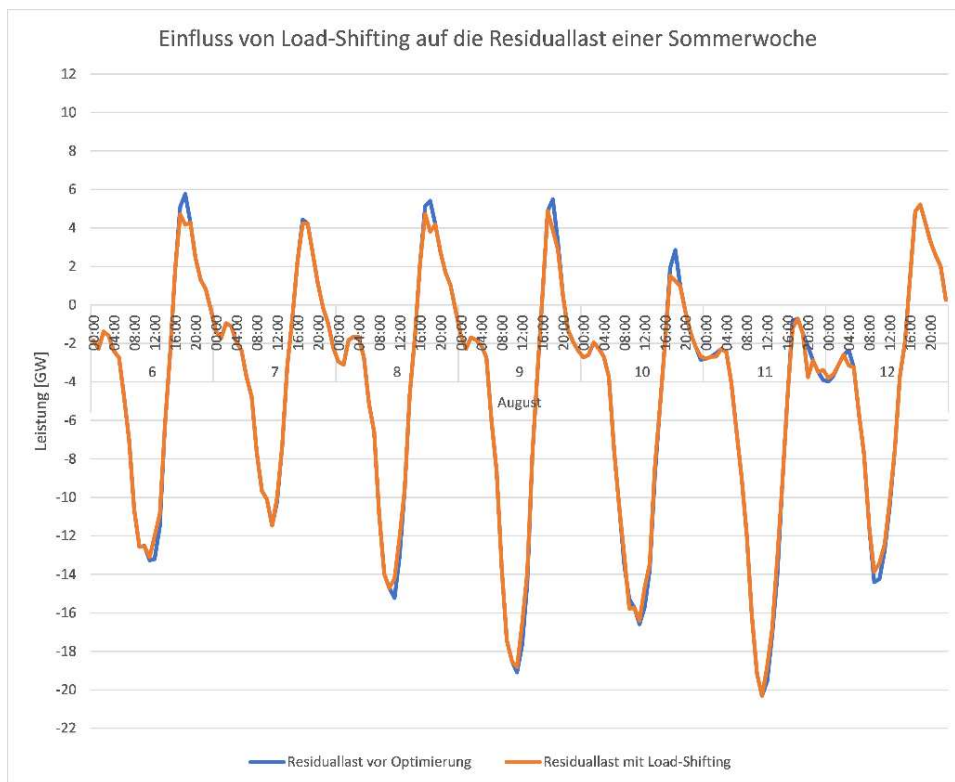


Abbildung 6-12: Einfluss von Lastverschiebung auf die Residuallast einer Sommerwoche

Ausgehend von den im Modell definierten Energieträger-spezifischen Residuallasten berechnet der Optimierer welche Nutzexergiekategorie elektrifiziert werden soll. Welcher Industriesektor elektrifiziert wird entscheidet der Optimierer anhand der charakteristischen Zeitreihe, welche zu den geringsten Exergieverlusten führt. Vom Optimierer werden 1047 GWh von 1319 GWh Spitzenlast-minimierend eingesetzt, das entspricht 79 %.

Das Anpassen des Nutzerverhaltens erfolgte neben der Nutzexergiekategorie „PKWs“ auch für die Standmotoren der Industriesektoren „Maschinenbau“, „Bergbau“ und „Steine Erden Glas“. Die bisherige Annahme, dass dieser Strombedarf nicht steuerbar ist, wird mit der Einführung des im nächsten Kapitel beschriebenen Modells angepasst.

6.4.5 Demand Side Management

Die violett dargestellte Fläche aus Abbildung 6-13 zeigt die im Modell als nicht steuerbar definierte Energiemenge für Standmotoren. Im Gegensatz zu den batteriespeichergekoppelten PV-Anlagen ergibt sich durch den Einsatz des Optimierers keine Verringerung der Spitzenlast, welche durch Standmotoren ins System eingebracht wird. Für eine Sommerwoche ist eine Verschiebung der Last von den Abendstunden hin zu den Mittagsstunden zu erkennen.

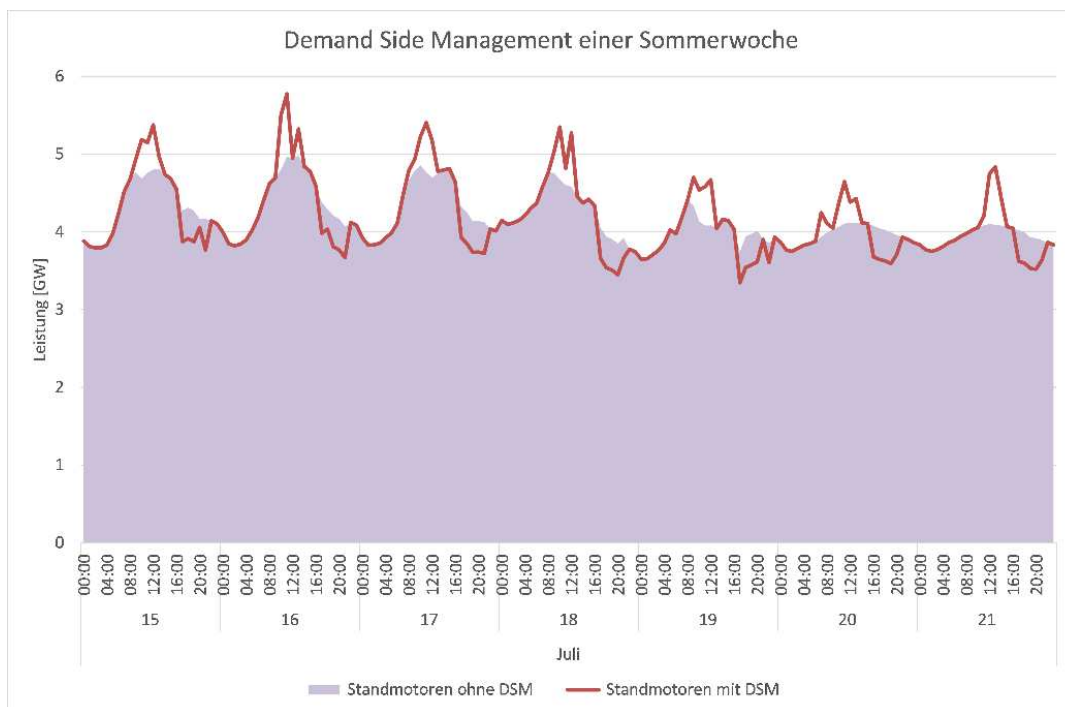


Abbildung 6-13: Einfluss von DSM auf die Lastzeitreihe der Standmotoren in einer Sommerwoche

Mit dieser Verschiebung in die Mittagsstunden können sich die negativen Spitzen der Residuallast, wie in Abbildung 6-14 zu erkennen, reduzieren. Somit entsteht ein Flexibilitätspotential, welches über eine Anpassung des Einsatzes für Standmotoren während der Mittagsstunden im Sommer im Vergleich zum Einsatz in den Abendstunden erfordert.

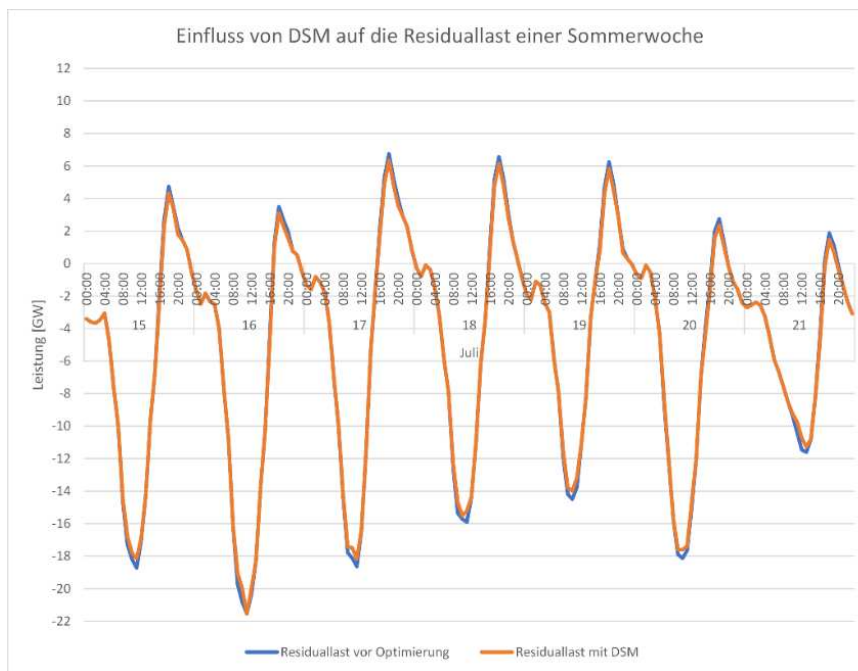


Abbildung 6-14: Einfluss von DSM auf die Residuallast einer Sommerwoche

Der Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen auf die Single-Node-Residuallast ist aufgrund der kleinen Energiemengen gering. Flexibilitätsoptionen nur auf Basis der Single-Node betrachteten Residuallast für das gesamte Bilanzgebiet einzusetzen kann dazu führen, dass es zu keiner signifikanten Verbesserung der Netzauslastung kommt. Dafür werden wie in Kapitel 6.5 beschrieben diese Flexibilitätspotentiale auf Basis der in Kapitel 5.6 beschriebene Methodik regionalisiert.

6.5 Regionalisierung der Flexibilitätspotentiale

Auf Basis der exergetischen Optimierung erfolgte die Berechnung von sektorspezifischen Nutzexergiemengen. Dabei ergibt sich auf Basis der Randbedingungen der Optimierung ein Verteilungsschlüssel des Nutzexergiebedarfs der Elektromobilität. Aus dieser Verteilung wird energieträgerspezifisch auf dazugehörige Endenergiemenge zurückgerechnet und daraus ergibt sich, welcher Prozentsatz der Ladeenergiemenge im Verkehrssektor durch Lastverschiebung beeinflusst wurde. Mit der in Abbildung 5-20 entwickelten Methodik der Verkehrsregionalisierung kann das in Abbildung 6-15 ermittelte Flexibilitätspotential für den Einsatz von Lastverschiebung im Bereich der Elektromobilität regionalisiert werden. Somit ergibt sich über die Verortung des aktuell nicht steuerbaren Strombedarfs für Elektromobilität auch ein steuerbarer Anteil, welcher zum einen über die Anpassungen des Nutzerverhaltens, welches im Rahmen dieser Arbeit als nicht steuerbare Größe angenommen wurde und zum anderen der elektrischen Speicherkapazität dieser Mobilitätstechnologien, welche zu Zeiten von kurzzeitigen Flexibilitätsbedarfs die Leistung der Ladetätigkeit um den in Tabelle 6-4 hinterlegten Wert drosseln kann. Bidirektionales Laden wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet, kann jedoch für zukünftige Arbeiten in die in dieser Arbeit entwickelten Methoden implementiert werden.

Flexibilitätspotential durch Load-Shifting für PKWs je USW-Bezirk

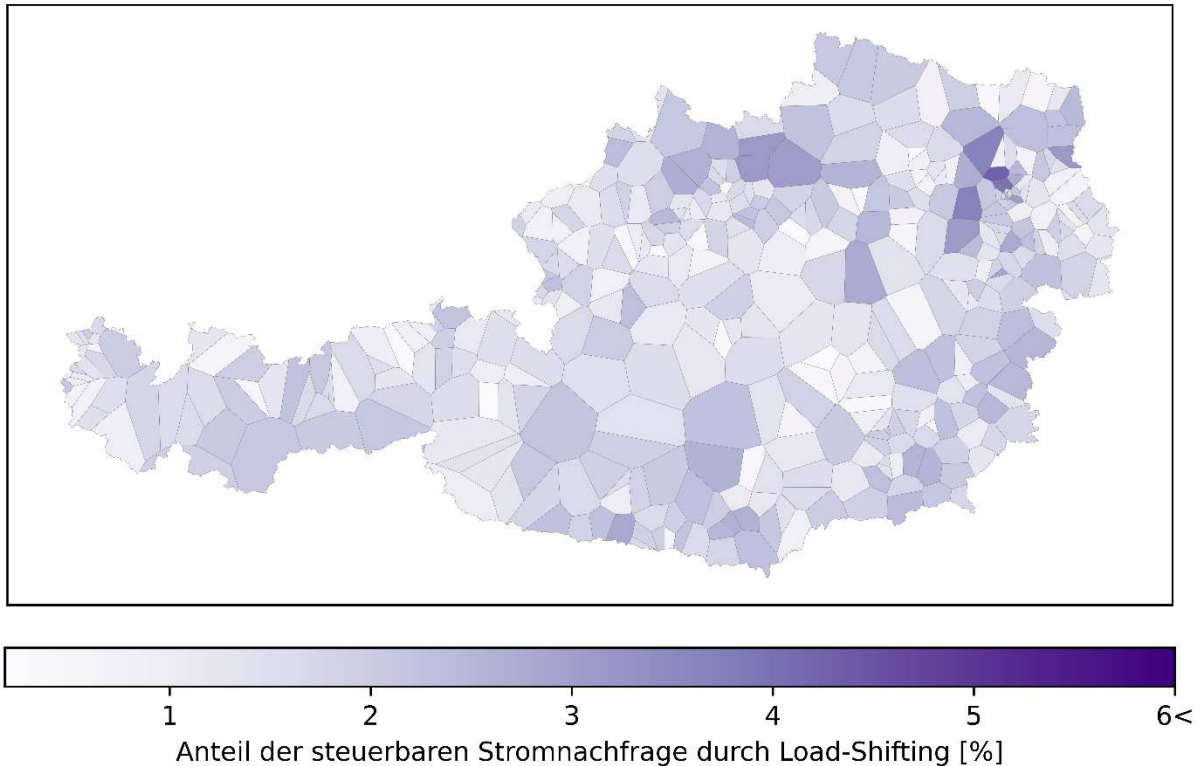


Abbildung 6-15: Regionalisiertes Flexibilitätspotential für Lastverschiebung elektrisch betriebener PKWs

Die Vermeidung des Einsatzes von fossilen Primärenergieträgern zur Deckung von Nutzexergiebedarfen stellt nicht nur den zuvor beschriebene Verkehrssektor vor große Herausforderungen, sondern bildet auch für den Sektor „Produzierender Bereich“ neben dem Risiko, dass sich der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern wirtschaftlich nicht auszahlt, auch die Chance, durch die Investition in neue Technologien, neue Märkte zu erschließen. Die Entwicklung von Marktmodelle und den damit einhergehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen ist aktuell Stand der Forschung. In Abbildung 6-16 ist auf Basis der in Kapitel 5.8.4 beschriebene Regionalisierung der Industrie das Potential für den Einsatz von Demand Side Management ein Flexibilitätspotential dargestellt. Dabei wird der im Rahmen dieser Arbeit der nicht steuerbare Bedarf der Nutzexergiekategorie „Standmotoren“ für die IEA-Industriesektoren „Papier & Druck, „Steine, Erden, Glas“ und „Bergbau“ vom Optimierungsmodell für die Reduktion von Residuallastspitzen eingesetzt. Die dafür definierte Energiemenge ist in Abbildung 6-16 auf Basis der in Kapitel 5.8.4 beschriebenen Methodik verortet. Somit ergibt sich für USW-Bezirke, in denen sich große Veränderungen der Energiemengen auf Basis der in dieser Arbeit verwendeten Top-Down Methodik auch die größten Unsicherheiten. Dem gegenüber stehen USW-Bezirke, welche auf Basis der Bottom-Up-Methodik und der Berücksichtigung von Standortspezifischen Projekten im Bereich des Strombedarfs sowie im Bereich der Stromaufbringung zu geringeren Unsicherheiten führen.

Die dunkelsten Flächen ergeben sich dabei auf Basis des Sektors Bergbau zugeordneten Standmotoren, Dabei ist besonders der USW-Bezirk nordöstlich von Wien und der USW-Bezirk im Bereich des Erzbergs entscheidend. Zusätzlich kann ein prozentuelles Potential nördlich von Graz und entlang des Flusses Traun in Oberösterreich identifiziert werden. Obwohl keines dieser Unternehmen Bottom-Up verortet wurde, werden diese Flexibilitätspotentiale über die Beschäftigtenzahl je ÖNACE-Kategorie identifiziert. Für eine genauere Analyse können sich die USW-Bezirke mit standortbezogenen Potentialen genauer angeschaut werden und für weiter Infrastrukturplanungen mit diesen Unternehmen direkt Kontakt

aufgenommen werden, da diese Unternehmen besondere Relevanz für die Entwicklung der Spitzenlasten im jeweiligen USW-Bezirk besitzen.

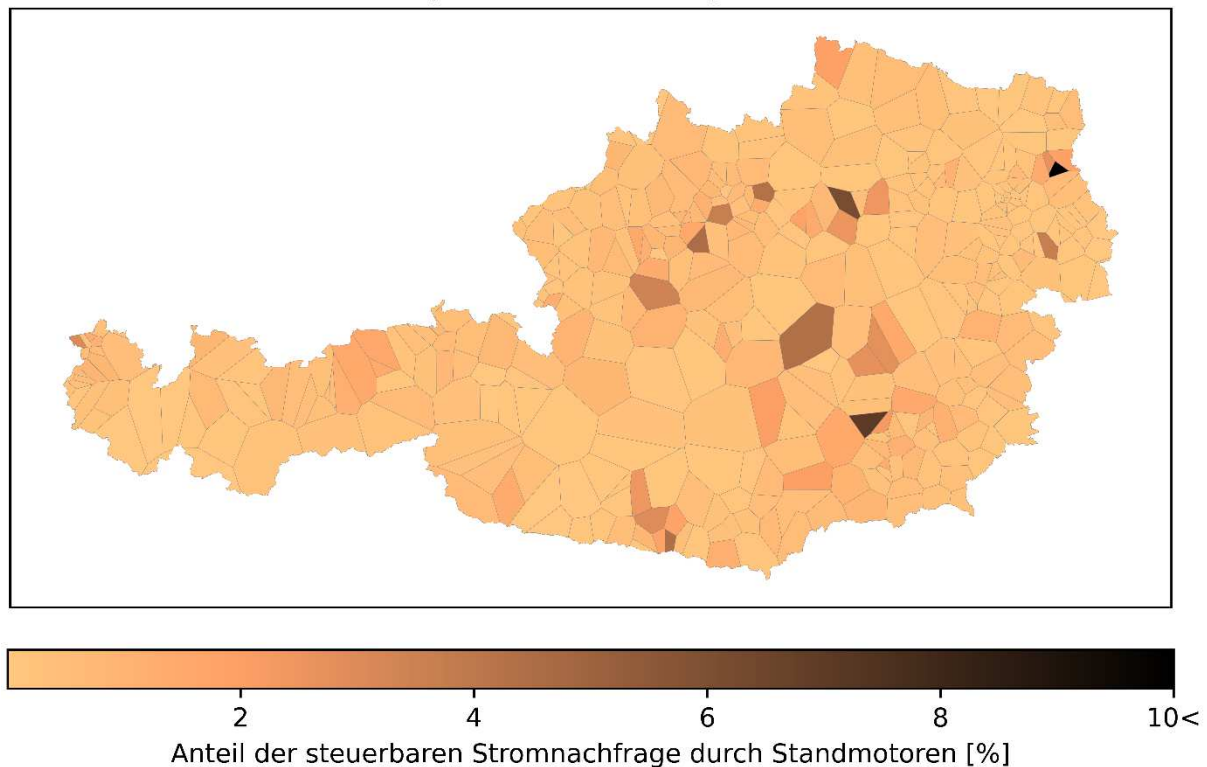


Abbildung 6-16: Verortetes Potential für den Einsatz von flexibler Standmotoren in ausgewählten Industriesektoren

Ausgehend von den im Modell hinterlegten technischen Potentialen aus Kapitel 5.9.2 erfolgt die Berechnung der Stromaufbringung mittels PV-Anlagen. Unter Verwendung des in Kapitel 6.1 beschriebenen Optimierungsmodells ergibt sich eine Energiemenge, welche über speichergekoppelter PV-Anlagen bereitgestellt wird. In Abbildung 6-17 ist dieser Energiemenge bezogen auf die gesamte nicht steuerbare Stromaufbringung eines USW-Bezirks dargestellt. In den gelb dargestellten USW-Bezirken können somit über 10 % der zuvor nicht steuerbaren Stromaufbringung flexibel eingesetzt werden. Dabei definieren die in Kapitel 6.2 beschriebenen Randbedingungen in welchem Ausmaß diese Flexibilitätsoption eingesetzt wird. Im berechneten Fallbeispiel ergibt sich ein Nutzungsgrad von 70 %. Das bedeutet, dass das Entladen der PV-gekoppelten Speicher in 70 % der Zeitschritte die aggregierte Residuallast reduzieren.

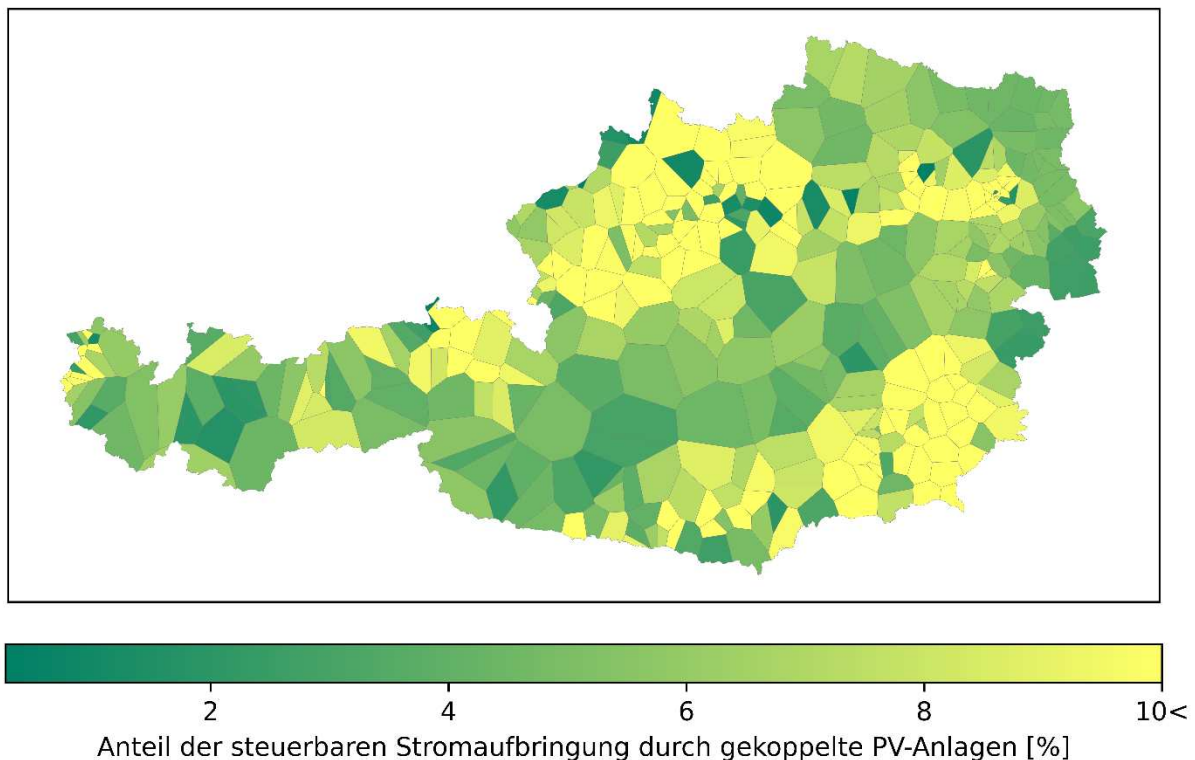


Abbildung 6-17: Flexibilitätspotential für speichergekoppelte PV-Anlagen bezogen auf die gesamte nicht steuerbare Stromaufbringung je USW-Bezirk

6.6 Betriebsweise für Elektrolyseure

Die Volllaststunden der Elektrolyse sind im Optimierungsmodell über die Verfügbarkeit von Wasserstoff begrenzt und werden nicht, wie bisher, direkt im Elektrolysemodul vorgegeben. Zusätzlich betrachtet der Optimierer für den Einsatz von Elektrolyseuren nicht nur die Residuallast aus Stromaufbringung und Stromnachfrage, sondern die eingeschränkte Verfügbarkeit von Wasserstoff während der Wintermonate, die sich unter Berücksichtigung des Gasspeicherbetriebs aus dem Jahr 2019 im Modell ergibt. Daraus ergibt sich der in Abbildung 6-2 c dargestellte Verlauf, sowie die potentielle Nutzung von Abwärme eines Elektrolyseurs fließen in die Berechnung mit ein. Somit sind drei leitungsgebundene Energieträger für den Einsatz der Elektrolyseure relevant.

Für den Einsatz der Elektrolyse ist es entscheidend, in welchem Ausmaß elektrische Überdeckungen vorhanden sind. Zusätzlich wird das Optimierungsergebnis davon beeinflusst, wie viele Nutzenergiekategorien vom Optimierer mit Wasserstoff gedeckt werden. Für den Verkehrssektor wird dabei auf Basis der Verfügbarkeit von elektrischer Energie und Wasserstoff ein Verhältnis zwischen H₂ betriebenen und elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen berechnet. Welche Hochtemperaturanwendungen in Zukunft mit SNG oder mit H₂ betrieben werden, ist ebenfalls ein Ergebnis des Optimierungsprozesses. Dabei kann der Optimierer nur eine gesamte Nutzenergiekategorie mit Wasserstoff betreiben und nicht ein Verhältnis zwischen SNG und H₂ berechnen. Zusätzlich beeinflusst die Nutzung von Abwärme der Elektrolyse die Volllaststunden. In Abbildung 6-18 erkennt man, dass Elektrolyseure im Sommer jeden Tag während der Mittagsstunden betrieben werden. Die Dabei erzeugte Menge übersteigt deutlich den zu erwartenden Verbrauch. Dies führt dazu, dass Elektrolyse bei dem im Modell hinterlegten Ausbaugrat für einen effizienten Einsatz in Kombination mit einer Speichertechnologie eingesetzt werden muss. Die im Modell hinterlegten Wasserstoffspeicher bieten damit eine Möglichkeit von saisonaler Speicherung.

Im Gegensatz zur zuvor dargestellten Sommerwoche ergeben sich für eine Winterwoche deutlich weniger Vollaststunden und die Deckung der Wasserstoffmenge erfolgt zum großen Teil über Entladung des Speichers. Aufgrund der geringeren Auslastung im Stromnetz am Sonntag den 13.01 ergibt sich für den Optimierer die Möglichkeit, die in diesem Zeitpunkt vorhandene negative Residuallast über den Elektrolyseur zu decken. Zusätzlich ist zu diesem Zeitpunkt ein Wärmebedarf im Fernwärmenetz vorhanden. Dieser Zusammenhang führt zum Einsatz des Elektrolyseurs in diesem Zeitschritt.

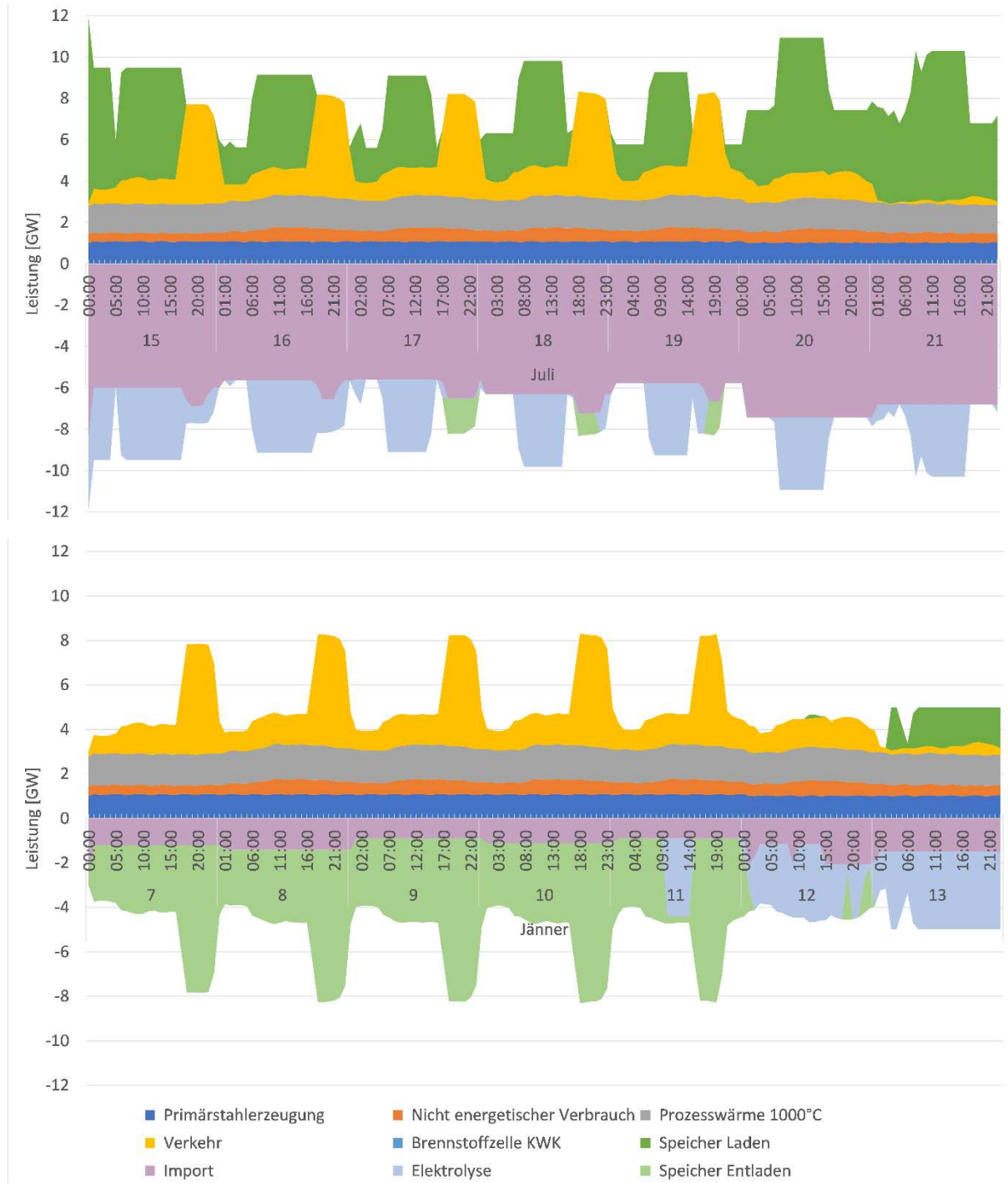


Abbildung 6-18: Gegenüberstellung von Bedarf und Nachfrage für Wasserstoff in einer Sommer- (oben) und Winterwoche (unten)

Alle in dieser Arbeit getroffenen Annahmen sind von mehr oder weniger großen Unsicherheiten begleitet. Eine Analyse dieser Unsicherheiten ist mit den im Laufe dieser Arbeit entwickelten Modellen durchführbar. Im nachfolgenden Kapitel sind die Ergebnisse der Optimierung welche sich durch die Modellanpassungen ergeben dargestellt.

6.7 Ergebnis der Optimierung nach der Modellanpassung

Für die steuerbare Stromaufbringung bedeutet die Modellanpassung, dass der Optimierer den Einsatz von gasbetriebenen KWK-Anlagen auf wenige Tage während der Wintermonate begrenzt. Der Einsatz von Batteriespeichergekoppelten PV-Anlagen ergibt für die in Abbildung 6-19 dargestellten Tagesmittelwerte einen durchgängigen Einsatz während der Sommermonate. Die geringere Energiemengen der Stromausbringung aus PV-Anlagen während der Wintermonate führt dazu, dass die violett dargestellten Tagesmittelwerte im Monat Jänner, November und Dezember signifikant geringer sind. Die von der Europa-Einbindung resultierende negative Residuallast im November und im Februar werden vom Optimierer als zusätzlichen Input genutzt. Dabei ist dieser Import mit einer Maximalkapazität von $5.5 \text{ GW}_{\text{el}}$ begrenzt. Mit „Bidirectional loading“ ist kein erneutes Ausspeichern von elektrischer Energie gemeint, sondern das Verschieben von Last zu einem anderen Zeitpunkt, in dem diese Last, den Gesamtwirkungsgrad des Systems verbessert. Das eingestellte Speicher- zu Kapazitätsverhältnis führt zu kurzzeitigen Verschiebungen des Strombedarfs im Bereich der Elektromobilität. Die zu verschiebende Menge wird in einem fiktiven Speicher zwischengespeichert. Dieser Speicher wird von einer normierten Zeitreihe, welche sich aus dem kurzzeitigen Flexibilitätsbedarf auf Basis der Residuallast berechnet befüllt. Damit dieser Speicher nicht überläuft, muss die zuvor aus dem System genommene Exergiemenge auch wieder im System verbraucht werden. Somit kann der Optimierer diese Anpassung des Nutzerverhaltens gemäß Kapitel 6.4.4 täglich zur Verringerung der Residuallast nutzen.

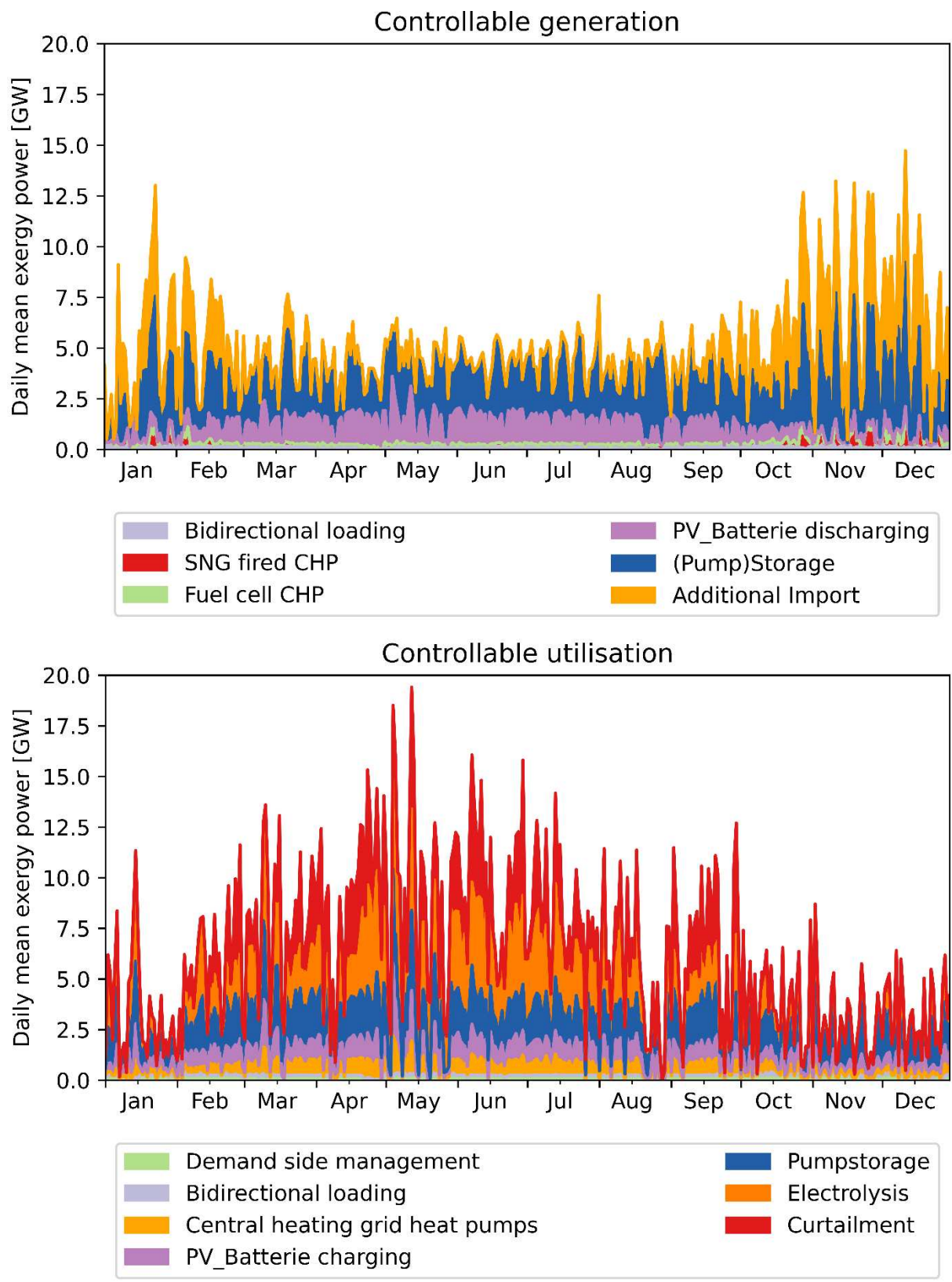


Abbildung 6-19: Tagesmittelwerte der steuerbaren Stromaufbringung (oben) und des steuerbarem Strombedarfs (unten)

In Abbildung 6-19 ist zu erkennen, dass das definierte Energiesystem die Strommengen während der Sommermonate nicht aufnehmen kann, daher verschiebt der Optimierer diese Energiemenge in eine definierte Senke. Über diese Methode kann „Curtailment“ im Modell realisiert werden.

Die im Modell hinterlegte Elektrolyseleistung von 5 GW kann die Aufbringungsspitzen im Sommer nicht vollständig aufnehmen und der Optimierer muss auf Curtailment-Maßnahmen zurückgreifen. Auffällig sind die Lastspitzen des Elektrolyseurs im Jänner, in der nicht nur Wasserstoff genutzt, sondern auch die Abwärme vom System benötigt wird. Die im Modell stark saisonal schwankende Verfügbarkeit von gasförmigen Energieträgern führt zu einem aktiven Einsatz der im Modell hinterlegten Gasspeicher. Ebenso nutzt der Optimierer auf Basis der hinterlegten maximalen Kapazität die Möglichkeit aus Biomasse Gas zu erzeugen.

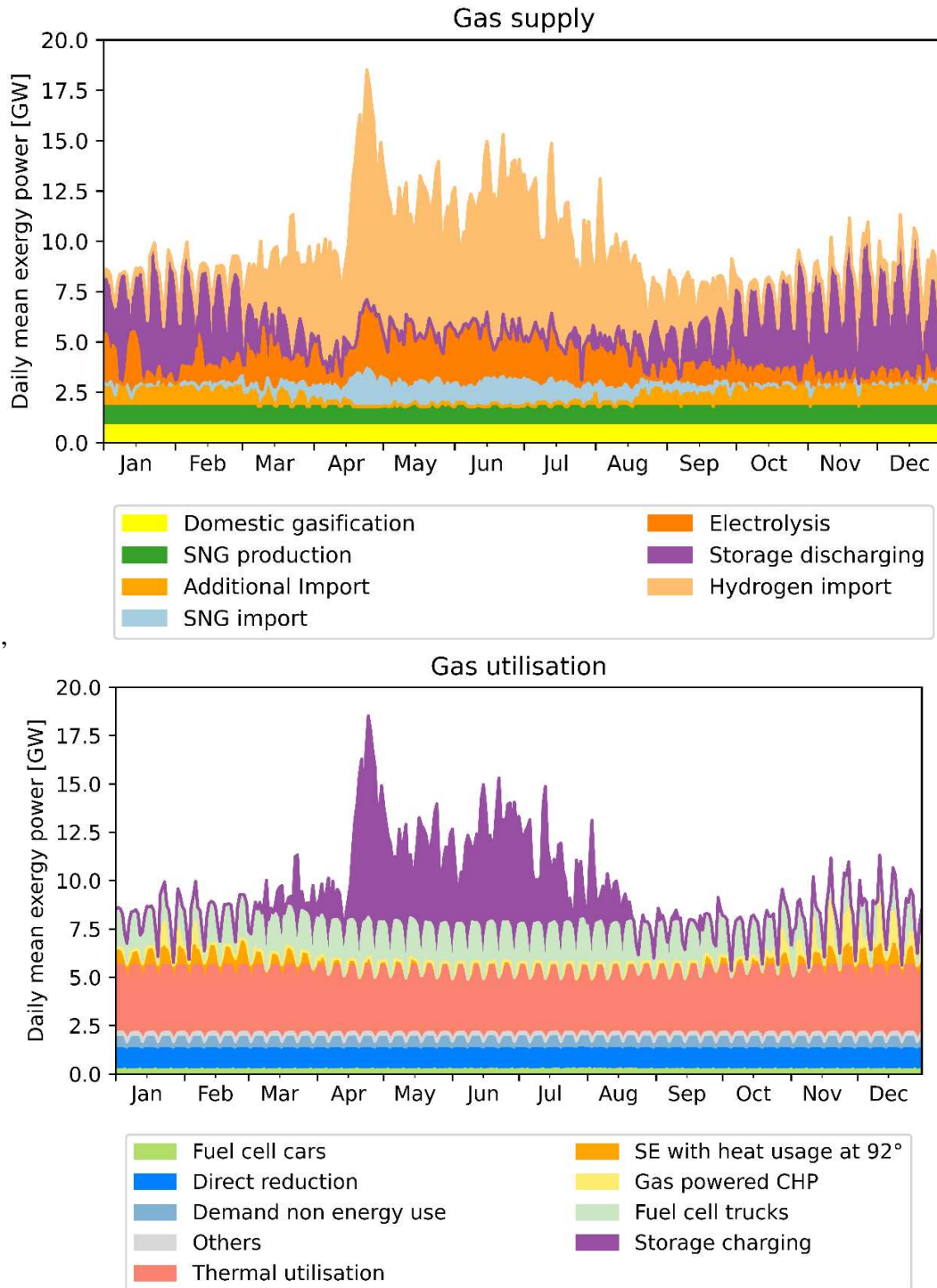


Abbildung 6-20: Gegenüberstellung der Tagesmittelwerte von erneuerbaren Gasen für die Aufbringung (oben) und der Nachfrage (unten)

Die große Verfügbarkeit für gasförmige Energieträger im April führt dazu, dass die Überschussmengen, wie in Abbildung 6-20 zu sehen, für die Befüllung der Gasspeicher genutzt werden. Diese Energiemengen werden in den Wintermonaten, in denen es eine eingeschränkte Verfügbarkeit von Energieträgern zur Deckung von Hochtemperaturanwendungen gibt, verwendet. Auf Basis der Tagesmittelwerte ist zu erkennen, dass der Optimierer thermische Kraftwerke in den Wintermonaten verwendet, da in diesem Zeitraum die zusätzliche Wärmeauskopplung Effizienzgewinne mit sich bringt. Die Ergebnisse der Optimierung ergaben außerdem, dass für die im System hinterlegten Randbedingungen der Optimierer für SNF, LNF und auch PKWs Wasserstoff und elektrische Energie verwendet. Dabei erkennt man für LKWs die gesetzlich verordneten Ruhezeiten an Sonn- und Feiertagen. Zur Deckung von Nutzexergiebedarfen im mittleren Temperaturbereich werden Standmotoren mit Fernwärmeauskopplung in den Wintermonaten mit einem gasförmigen Energieträger vom Optimierer eingesetzt. In Abbildung 6-21 sind die Nachfrage und Aufbringung für Niedertemperaturwärme gegenübergestellt. Dabei sind Verluste im Bereich des Bedarfs nicht dargestellt. Es ergibt sich jedoch aus den Tagesmittelwerten, dass der Optimierer während der Sommermonate, in Zeiten von großen Überschüssen im Bereich der elektrischen Energie, Wärmepumpen in den Fernwärmesystemen einsetzt, um Prozesswärme für das nächsthöherer Temperaturniveau bereitzustellen.

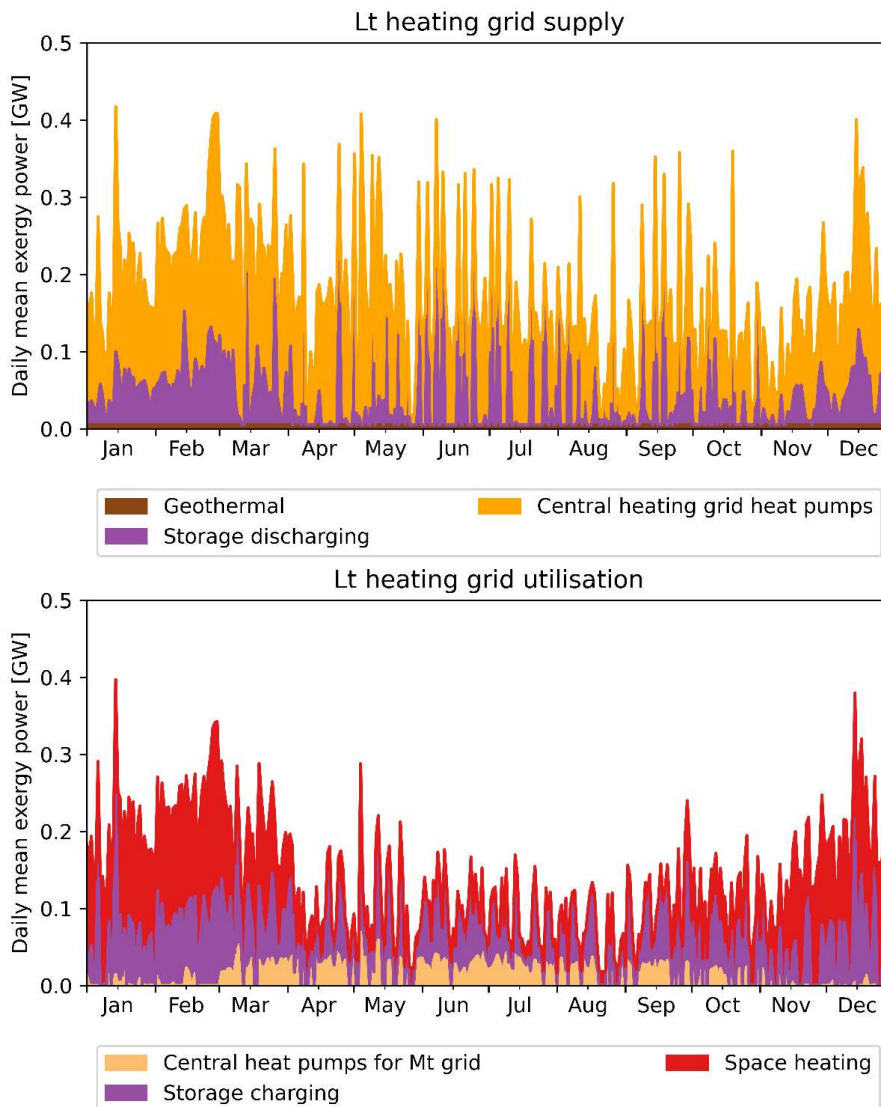


Abbildung 6-21: Gegenüberstellung von Nachfrage (unten) und Aufbringung (oben) der Tagesmittelwerte des leitungsgebundenen Wärmebedarfs im niedrigen Temperaturniveau (25°C)

Im mittleren Temperaturniveau stehen, wie in Abbildung 6-22 zu sehen ist, Abwärmequellen aus den prozessgeführten Industrie KWK-Anlagen zur Verfügung. Zusätzlich liefern die Vergasung der Biomasse und die thermische Abfallverwertung über das gesamte Jahr konstant Abwärme ins Netz. Der Einsatz der Elektrolyseure führt zu zusätzlichen Wärmemengen, welche von den Fernwärmenetzten aufgenommen werden können. Die Leitungen des Fernwärmenetztes sind im Modell als Speicher modelliert und können aufgrund ihrer Trägheit deutlich besser mit Lastspitzen umgehen, als Speicher, welche elektrische Energie speichern. Für den Optimierer bedeutet dies eine große maximale Spitzenlast, welche der Speicher binnen eines Zeitschritts aufnehmen kann. Wie viel Prozent der Abwärmepotentiale tatsächlich genutzt werden kann, kann mit der in Kapitel 5 gezeigten Datenbank vorgegeben werden. Dabei können die in der Datenbank hinterlegten regional aufgelösten Daten der zu beheizenden Flächen für die Bestimmung der ortsabhängigen Verfügbarkeit der Abwärmepotentiale verwendet werden.

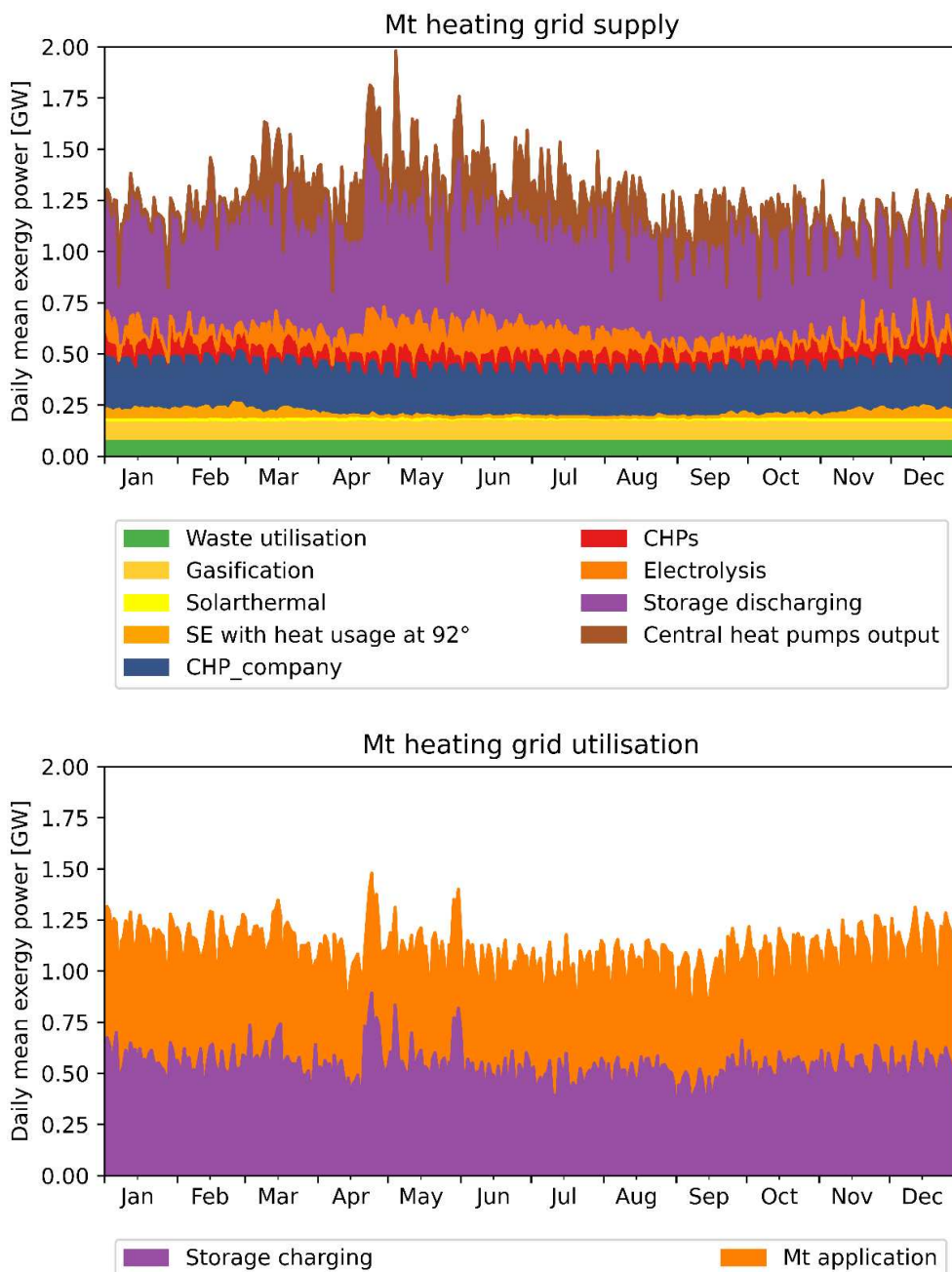


Abbildung 6-22: Gegenüberstellung von Nachfrage (unten) und Aufbringung (oben) der Tagesmittelwerte des leitungsgebundenen Wärmebedarfs im mittleren Temperaturniveau (80°C)

7 DISKUSSION DER ERGEBNISSE

Die Diskrepanz zwischen der Planungsebene von klimaneutralen Szenarien und der Projektebene, welche für den Netzausbau essentiell ist, kann über die zeitliche und räumliche Auflösung verringert werden. Für die Umsetzung konkreter Maßnahmen sind belastbare Aussagen über die Folgen von Szenarioannahmen erforderlich. Für diesen Prozess wurden die im Rahmen dieser Arbeit eine Datenbankmanagementsystem eingesetzt und anhand eines Beispiels gezeigt, wie diese Ableitung ausschauen könnte.

Die Einführung eines Datenbankmodells erfordert SQL-Kenntnisse vom Benutzer, um diese Kenntnisse auf ein Minimum zu reduzieren, erfolgte die Erstellung einer grafische Benutzeroberfläche für die wichtigsten Funktionen der Datenbank. Dies steigert die Wartungsintensivität des Modells für den „Back-End-Entwickler deutlich, jedoch die Benutzerfreundlichkeit der Endanwender kann dadurch signifikant verbessert werden. Durch die grafische Benutzeroberfläche müssen die Inputdaten zuerst über eine Schnittstelle in Variablen, welche für den Zugriff auf das Datenmodell essentiell sind, umgewandelt werden. Dieser Zwischenschritt bildet die Schnittstelle zwischen textbasierten Inputdaten und den Primärschlüsselemente des relationalen Datenbankschemas. Die methodischen Unterschiede der Regionalisierung für die jeweiligen Wirtschaftssektoren erforderten die Aufteilung in einzelne Module. Diese Methode bringt den Vorteil, dass eine Adaptierung der Regionalisierungsmethodik sektorspezifisch vorgenommen werden kann.

Das Ergebnis der Regionalisierung wird im Modell unter der Tabelle „USW-Data“ gespeichert. Somit beinhaltet diese Tabelle nicht nur die Inputdaten für die zeitliche Auflösung und anschließende Berechnung der knotenspezifischen Residuallasten, sondern bildet auch ein Archiv für Szenario-spezifische Energiemengen des Knoten/Kanten-Modells. Mit der entwickelten Datenbank wird der Berechnungsprozess für die Netzsimulation der Projekte „InfraTrans2040“, „Wasserstoff in der Steiermark“, „Energiezukunft Oberösterreich“ und des ÖNIPs über eine grafische Benutzeroberfläche reproduzierbar. Somit ist eine Methode geschaffen, welche sich durch den Einsatz der zuvor beschriebenen Projekte bereits etabliert hat, um aus Szenario-Daten Daten für die Netzsimulation abzuleiten. Die mit dieser Methodik berechneten Residuallasten dienen in weiterführenden Forschungsprojekten als Ausgangslage. Für das in Kapitel 6.1 beschriebene Modell dienen des aggregierten Bedarfs und Aufbringungszeitrein die Ausgangslage der Optimierung. Durch die Verwendung der Datenbank können ortsabhängige Faktoren mitberücksichtigt werden, was insbesondere für die erschlossenen erneuerbaren Potentiale im Bereich der Windkraftanlagen relevant ist.

Für welche Sektoren diese Methodik die größten Einflüsse hat, wird in einer weiterführenden Arbeit in Form einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Weiters liefert die Datenbank eine Möglichkeit die Daten für die vom LEGO-Modell berechnete Europa-Einbindung bereitzustellen, welche für die Berücksichtigung der Importe und Exporte relevant ist. Die Unsicherheit der charakteristischen Lastprofile, welche für die Ableitung der Residuallast verwendet wurde ist von den zu Grunde liegenden Modellen abhängig. Für weitere Analysen müssen besonders die Lastprofile untersucht werden, welche zum einen für große Energiemengen verwendet werden und zum anderen die größten Unsicherheiten in der Methodik ihrer zu Grund liegenden Modelle beinhalten. Die Identifikation dieser kritischen Lastprofile variiert von USW-Bezirk zu USW-Bezirk. Aufbauend auf dieser Arbeit wird in einem Projekt mit dem österreichischen Regelzonenführer genau diese Unsicherheit untersucht. Die Strategie für den Einsatz von steuerbaren Elementen ergibt sich aus den im Modell hinterlegten Residuallasten für die Energieträger Wasserstoff, SNG, elektrische Energie und für die beiden Temperaturniveaus 31°C und 80°C. Diese Residuallasten können über die in Kapitel 5 beschriebene Datenbank berechnet werden.

Zusätzlich wurde aufbauend auf der im ÖNIP verwendeten Methodik zur Berücksichtigung der Importe und Exporte eine von den angrenzenden Nachbarländern verursachte Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage im Modell hinterlegt. Somit kann der Einfluss von Österreich innerhalb des europäischen Übertragungsnetzes berücksichtigt werden. Der europäische Einfluss für die gasförmigen Energieträger ist aktuell nur über eine den österreichischen Markt berücksichtigende Strategie realisiert. Einsatzstrategien für Gasspeicher, welche neben dem österreichischen Bedarf auch den europäischen Einfluss berücksichtigen, können im Modell aktuell nicht abgebildet werden. Im Rahmen eines weiterführenden Projektes, in dem Speicher genauer untersucht werden, wird dieser Einfluss als Sensitivität mit betrachtet.

Die mit Unsicherheitsfaktoren berechnete Residuallast als nicht steuerbar anzunehmen ist eine Vereinfachung aus den Projekten InfraTrans2040 und ÖNIP, welche im Rahmen dieser Arbeit in Frage gestellt wurde. Dafür erfolgte für ausgewählte Sektoren die Aufteilung des Nutzexergiebedarfs in einen fixen und einem variablen Anteil. Wie viel Prozent des Nutzexergiebedarfs der einzelnen Subkategorien für zukünftige Modellierungen in den jeweiligen Zieljahren flexibel sind, oder über eine Zeitreihe als nicht steuerbar im Modell definiert werden, wird im Rahmen eines zukünftigen Projekts untersucht.

Die Implementierung von PV-gekoppelten Speichern, welche für die Deckung der Nutzexergie-kategorien im Sektor Haushalte verwendet werden können, ermöglichen die Berücksichtigung von zukünftigen Smart-Home-Systemen. Diese Energiemenge muss nicht über das im Modell hinterlegte Stromnetz geleitet werden und verursacht somit auch keine Netzverluste im System.

Der ortsabhängige Ausbau der erneuerbaren Potentiale hat aufgrund der ortsabhängigen Volllaststunden einen Einfluss auf die aggregierte Single-Node-Zeitreihe der jeweiligen im Optimierungsmodell hinterlegten Kategorie. Windkraftanlagen besitzen dabei eine stärkere Ortsabhängigkeit, als PV-Anlagen. Die für die erneuerbare Aufbringung aus PV-Anlagen stammende Energiemenge ist dabei vom Neigungswinkel der Anlagen abhängig. Für zukünftige Projekte ist es erforderlich die verwendeten Neigungswinkel zu diversifizieren. Welchen Einfluss diese Diversifizierung auf den Anteil der Energiemenge, welcher aktuell vom Optimierer abgeriegelt werden musste hat, ist ebenfalls Teil der Sensitivität für das auf dieser Arbeit aufbauende Projekt. Die aktuell berücksichtigte Zeitreihe, welche nur nach Süden ausgerichtete PV-Anlagen berücksichtigt, liefert dabei zwar theoretisch die höchsten Erträge, jedoch ergibt die Optimierung des Systems, dass insbesondere während der Sommermonate auch diese durch PV-Anlagen verursachten Aufbringungsspitzen von den implementierten Speichersystemen nicht aufgenommen werden können und der Optimierer diese Energiemenge abregelt.

Das Ableiten von sektorenspezifischen Handlungsempfehlungen für die Installation von PV-Anlagen wird ebenfalls in einem nachfolgenden Projekt analysiert. Zusätzlich soll dabei untersucht werden, in welchem Ausmaß „Curtailement“-Maßnahmen kosteneffizienter, als eine Änderung des Aufstellwinkels sind.

Die aktuell im Modell hinterlegten Speicher-Technologien sind über ein Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis definiert. Zusätzlich existieren Speichertechnologien, welche über eine nicht steuerbare Zeitreihe aufgeladen werden, jedoch der Optimierer den Zeitpunkt der Entladung auswählen kann. Speicher können im Modell nicht über ihre Kapazitätsgrenze befüllt werden. Dies führt dazu, dass es dazu kommen kann, dass der Optimierer Speichertechnologien aufgrund ihres natürlichen Zuflusses in nicht exergetisch sinnvollen Zeitschritten einsetzen muss. Mit dieser Maßnahme kann Lastverschiebung für Industrieprozesse realisiert werden.

Eine Single-Node-Optimierung für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen geht immer davon aus, dass innerhalb der Bilanzgrenzen der gleiche Strompreis gilt. Ebenso wird angenommen, dass eine Verringerung des Angebots zu höheren Preisen führt. Wie sich diese Annahme unter Berücksichtigung

von ausschließlich erneuerbarer Erzeugung tatsächlich gestaltet, ist Teil von zukünftigen Projekten. Die Vollaststunden für stromgeführte Gaskraftwerke sinken im Vergleich zum Istzustand. Um diese Kraftwerke dennoch wirtschaftlich betreiben zu können, müssen die Preise in den Zeiten, wo sie für das Energiesystem unersetzlich sind, deutlich ansteigen. Wie ein Marktmodell ausschauen könnte, mit dem Energiepreise der Endkunden nicht deutlich ansteigen, aber Betreiber von Kraftwerken zur Sicherung der Netzstabilität für ihre Dienstleistung entsprechend vergütet werden können, ist aktuell Stand der Forschung.

Vorgegebene Szenarien, geben, wie in Kapitel 3 beschrieben ein Energiemengengerüst vor. Somit werden Energiemengen für eine Bilanzzone definiert. Welche Leistungen die für die Aufbringung der entsprechenden Energiemengen im System erzeugen wird in der Regel nicht angegeben. Das Heben der Potentiale unter Berücksichtigung von möglichst geringen Spitzenleistungen, welche die Netzinfrastruktur überlasten würden, muss anhand von umfangreichen Sensitivitätsanalysen geplant werden. Die im Laufe dieser Arbeit erstellten Modelle können für diesen Prozess eingesetzt werden. Dabei ist dieser geordnete Ausbau in den Verteilungsnetzen bereits jetzt zu beobachten und die aus dem ELWOG vorgegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen werden von Seiten der Netzbetreiber kritisiert, dass sie die Hebung der erneuerbaren Potentiale einschränken. Die Erwartungen an das zu beschließende ELWG sind groß, dass die Überarbeitung die Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Energiewende für möglichst viele Betroffenen verbessern.

Der im Transition-Szenario definierte Ausbau von PV und Windkraft wird von Teilen der österreichischen Energiewirtschaft hinterfragt. Durch die im Rahmen dieser Arbeit gewonnen Erkenntnisse zeigt sich, dass es von entscheidender Bedeutung ist, mit welchen charakteristischen Zeitreihen diese Energiemengen für das Energiesystem bereitgestellt werden. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen ergeben weniger Curtailment-Maßnahmen, wenn PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher ergänzt werden und somit die durch die Südausrichtung produzierte Spitzenlast reduziert wird. Somit ist die Annahme von 1000 Vollaststunden, welche im Rahmen des ÖNIPs für das Jahr 2040 getroffen wurde, voraussichtlich zu optimistisch. Eine Diversifizierung der Aufstellwinkel und ein damit verbundener höhere Selbstausschüttungsgrad können Curtailment-Maßnahmen verhindern.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Strompreise ist eine rein strompreisgeführte Betriebsweise aktuell nicht wirtschaftlich möglich. Der im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Prozess zur Herstellung von grünem Wasserstoff basiert auf dem Einsatz des PEM-Elektrolyseverfahrens. Dieser Prozess besitzt neben seinem Hauptprodukt auch noch die Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme. Wie sich die Marktsituation dieser Nebenprodukte in den kommenden Jahren entwickeln wird, wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Für einen auf dem Optimierungsmodell basierenden Vergleich des PEM-Elektrolyse-Prozesses mit weiteren aktuell in Entwicklung stehenden Prozessen ist es erforderlich, neben der Nutzenergiemengen auch die Produkte und Nebenprodukte im Modell zu berücksichtigen. PEM-Elektrolyse-Anlagen produzieren für 1 kg Wasserstoff 8 kg hochreinen Sauerstoff [93]. Um auf Basis eines Optimierungsalgorithmus zwei Systeme miteinander zu vergleichen, müssen beide Technologien mit der gleichen Detailtiefe analysiert werden. Soll ein Auswahlprozess auf Basis des in Kapitel 6.1 beschriebenen Modells erfolgen, muss im Rahmen einer ausführlichen Analyse gewährleistet sein, dass für die zu vergleichenden Technologien die gleichen Rahmenbedingungen gelten. Dies führt in der Regel zu einer Modellerweiterung für die Berücksichtigung von Nebenprodukten.

Aktuell wird die gesamte im Modell hinterlegte Energiemenge für Elektrolichtbogenöfen standortunabhängig mit der gleichen normierten Zeitreihe multipliziert. Diese Annahme muss für die Weiterentwicklung des Modells untersucht und gegebenenfalls angepasst werden. Zusätzlich können mit der Einführung einer zellularen Methode ortsabhängige Phänomene genauer analysiert werden. Der

Nachteil dabei ist allerdings, dass damit der Aufwand für die Datenaufbereitung signifikant ansteigt und eine Simulation von einem Optimierungsmodell je USW-Bezirk ein Konzept der Datenaufbereitung auf Basis der in Kapitel 5 beschriebenen Datenbank benötigt.

Die TYNDP-Szenarien „Distributed Energy“ und „Global Ambition“ unterscheiden sich in ihren Annahmen hinsichtlich Zentralisierung des Energiesystems. Dies kann im Modell über Verfügbarkeitsfaktoren für leitungsgebundene Energieträger realisiert werden. Ob die Methode des TYNDPs Vorteile bietet, welche andere Möglichkeiten zur Regionalisierung in der Erzeugung bestehen (Stichwort kostenoptimale Ausbauplanung) und wie diese im Modell umgesetzt werden können, muss in zukünftigen Arbeiten untersucht werden.

Mit der Einführung eines zusätzlichen Temperaturniveaus zwischen 90 und 150 Grad könnten potentielle Prozesse identifiziert werden, welche durch Anwendung von Wärmepumpen wirtschaftlich zu elektrifizieren sind. In den aktuell in österreichischen Gesetztestexten zu findenden Szenarien, die den Transformationsprozess der österreichischen Energiewende beschreiben, werden umfangreiche Elektrifizierungsmaßnahmen des energetischen Endverbrauchs über alle Wirtschaftssektoren hinweg angenommen. Diese Veränderungen benötigen Investitionen, welche mit Risiken verbunden sind. Die Ergebnisse dieser Arbeit können mit dem nachfolgenden Zitat aus dem Buch „Die Energiewende“ zusammengefasst werden [94]:

„Einen Transformationspfad zu identifizieren, welcher die Klimaziele erreicht und gleichzeitig den Wirtschaftsstandort sichert, stellt eine der größten Herausforderungen der Energiewende.“

8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Reproduzierbarkeit für die im Projekt „InfraTrans2040“, „Energiezukunft Oberösterreich“, und der im „ÖNIP“ generierten Residuallasten zur Berechnung der Netzauslastung ist für die österreichische Energiewirtschaft aufgrund der mit diesen Projekten zusammenhängenden politischen Entscheidungen von Relevanz. Die im Rahmen dieser Arbeit erstellte Datenbank „InfraTrans-“ beinhaltet nicht nur die Struktur für die Berechnung der für die Netzsimulation notwendigen Residuallasten, sondern bildet auch ein Archiv an projektspezifischen Daten, welche in diesen Projekten zum Einsatz kamen. Die Szenarien, welche im NEKP und ÖNIP berücksichtigt werden, sind in der Datenbank mit der im Projekt „InfraTrans2040“ erarbeiteten Methodik zeitlich und räumlich aufgelöst verfügbar. Die Datenbank bildet außerdem die Grundlage für zukünftige Projekte des Lehrstuhls für Energieverbundtechnik, welche sich mit dem Thema strategischer Energieplanung beschäftigen. Mit dem zeitlichen und räumlichen Auflösen von Energieszenarien kann die in der Einleitung erwähnte Diskrepanz zwischen sozioökonomischen Szenarien, die im Auftrag von Verwaltungsbehörden erstellt werden und den Szenarien, welche die Basis der Netzentwicklungspläne für Leitungsinfrastruktur bilden, verringert werden.

Mit dem im Rahmen dieser Arbeit erweiterten Exergiemodell ist es möglich die Verfügbarkeit von Primärenergieimporten zu variieren. Zusätzlich ist es möglich im Modell zu definieren, wie viel Prozent der PV-Anlagen im System zur Verfügung stehen bzw. über ein Speicherelement direkt für die Deckung von Nutzexergiekategorien mit geringeren Netzverlusten bereitstehen. Dies ermöglicht die Modellierung von sektorspezifischen Anlagen, welche keine Netzverluste verursachen. Außerdem ist es möglich, wie im Rahmen dieser Arbeit anhand der Standmotoren und der Elektromobilität veranschaulicht wurde einen Teil des Nutzexergiebedarfs nicht über eine Zeitreihe zu definieren, sondern vom Modell in optimierter Form über einen fiktiven Speicher einzusetzen. Damit kann „intelligentes Nutzerverhalten“ modelliert werden. Durch die Kombination mit dem Datenbankmodell ist es außerdem möglich die für die Single-Node Optimierung erforderlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von ortsabhängigen Zeitreihen zu bestimmen.

8.1 Zusammenfassung

Die Verringerung der anthropogenen CO₂-Emissionen ohne Deindustrialisierung stellt die Energieinfrastruktur vor großen Herausforderungen. Die Europäische Union hat sich dabei im Rahmen des Green Deals zum Ziel gesetzt, eine globale Vorreiterrolle in dieser Aufgabe einzunehmen. Unter Berücksichtigung der technischen und ökonomischen Einflussparameter wird diese Aufgabe das Energiesystem der Zukunft maßgeblich beeinflussen. Wie man aus so einem Transformationspfad Daten für die Netzsimulation des Energiesystems ableiten kann, wurde im Rahmen dieser Arbeit untersucht.

Mit dem Datenbankmodell dieser Arbeit ist ein Werkzeug entstanden, mit dem Szenarien und Parametern der Netzberechnung unter Berücksichtigung von statistischen Erhebungen kombiniert werden können. Dabei sind technische Potentiale, Entwicklungen der Wirtschaftssektoren, Unternehmensdaten, sowie die Netztopologie des österreichischen Übertragungs- und Fernleitungsnetzes die zentralen Bestandteile des Modells. Die Basis der zeitlichen Auflösung bilden die implementierten Standardlastprofile, welche durch die sektorspezifischen Industrieprofile und die Wetterjahr spezifischen Zeitreihen für die erneuerbaren Energien ergänzt werden. Die Einführung einer Datenbank steigert in der Regel die Komplexität der Datenverwaltung senkt jedoch ohne weitere Maßnahmen die Benutzerfreundlichkeit. Um dem entgegenzuwirken wurde im Rahmen dieser Arbeit eine grafische Benutzeroberfläche erstellt, welche die Regionalisierung von Energiebedarfen auf Basis der im Projekt InfraTrans2040 entwickelten Methodik ermöglicht. Diese regionalisierten Energiemengen können dann über ein weiteres Fenster zeitlich

aufgelöst werden. Daraus bildet das Model eine Matrix auf Basis von USW-Bezirken. Mit dieser Matrix kann energieträgerspezifisch eine Residuallast je Einzugsgebiet berechnet werden. Auf Basis der durch die Datenbank berechenbaren Gewichtungsfaktoren der ortsabhängigen Zeitreihen kann für die nach [5] entwickelten Methodik für die exergetische Bewertung eines Energiesystems Inputdaten für die Erstellung eins auf Sektorenkopplung fokussierten Szenarios gebildet werden. Die Europa-Einbindung, Batteriegekoppelte Haushaltspeicher, das Anpassen des Nutzerverhaltens für Standmotoren der Industriesektoren und eine Methodik für die Realisierung der Lastverschiebung in der Elektromobilität wurden im Rahmen dieser Arbeit im Modell ergänzt und anhand der InfraTrans-Datenbank als Flexibilitätspotential regionalisiert.

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen zeigen, dass Sektorenkopplung die Definition einer Residuallast für jeden betrachteten Energieträger erfordert. Zusätzlich müssen für jeden untersuchten Energieträger Speicher implementiert werden. Dabei ergeben sich die Betriebsweisen der Speicher über das Verhältnis von Leistung und Kapazität. Der Wirkungsgrad und die Selbstentladung der Speichertechnologien bestimmen die Reihenfolge, welche Speicheroption vom Optimierer bevorzugt gewählt wird. Die Einführung von ortsabhängigen Zeitreihen, welche für eine Single-Node Optimierung aggregiert werden, ergibt technologiespezifische Gleichzeitigkeitsfaktoren. Die einzelnen im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Modelle wurden auf Basis von Messdaten validiert. Wie sich diese Unsicherheitsfaktoren in Kombination verhalten, muss in Form eines Vergleichs mit gemessenen Daten validiert werden. Mit einem Datenbankmanagementsystems kann die Reproduzierbarkeit der Simulationsparameter ermöglicht werden. Dies erhöht außerdem die Effizienz der Datenaufbereitung für die Durchführung von Sensitivitätsanalysen.

8.2 Ausblick

Im Gesetzesentwurf des ELWGs, welcher das bestehende ELWOG ersetzen soll, steht geschrieben, dass Verteilungsnetzbetreiber zukünftig einen nach Kapitel 3.2.2 beschriebenen Netzentwicklungsplan für ihr Einzugsgebiet veröffentlichen müssen [95]. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modelle könnten in zukünftigen Projekten den Erstellungsprozess solche Pläne unterstützen und einen Standard für die Ableitung der Residuallast bilden.

8.2.1 Weiterentwicklung der InfraTrans-Datenbank

Für die Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit in der Datenbank wird empfohlen, die Datenbank wie folgt weiterzuentwickeln:

- Implementierung der Visualisierungs-Funktionen in die grafische Benutzeroberfläche
- Erstellung eines Benutzerkonzepts in dem die Rechte der Benutzergruppen klar definiert sind.
- Adaptierung der Identifikationsnummern an internationale Normen der Energiewirtschaft
- Grafische Benutzeroberfläche für allgemeine Verfügbarkeit zur Web-Applikation erweitern
- Variable definierbare Einzugsgebiete (USW-Bezirke)
- Anpassung der spezifischen Kennzahlen der Top-Down- verorteten Energiemengen für den Sektor „Produzierender Bereich“
- Automatisierte Berechnung der verbleibenden Mitarbeiter je kleinster Verwaltungseinheit.
- GIS-Elemente, welche die Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses abbilden
- Adaptierung der räumlich aufgelöste Potentiale von Skalare Größen je Verwaltungszone hinterlegen zu GIS-Polygone mit einem Attribut für das Potential je Flächeneinheit
- Regionalisierung der erneuerbaren Stromaufbringung über die grafische Benutzeroberfläche

- Erweiterung der Regionalisierung auf alle Primärenergieträger
- Input-Modul für die Einführung von Unternehmensstrategien und den dazugehörigen Energiemengen (Für Anpassung im Rahmen eines Stakeholder Prozesses)
- Berücksichtigung der Bevölkerungsdichte beim Regionalisieren vom Strombedarf für Wärmepumpen im Sektor „Haushalte“ und „Dienstleistungen“
- Standard-Lastprofile nach [47] für eine detailliertere sektorenspezifische Auflösung hinzufügen
- Ausweitung des Modells auf Europäischer Ebene auf Basis der Eurostat-Datenbank [96]
- Ortsabhängige Kostenfunktion für die Erschließung von Ausbaupotentiale der Erneuerbaren
- In die grafischen Oberflächen ein Feld einbauen, mit dem Szenario-Konfigurationen dargestellt werden. (Aktuell erfolgt die Visualisierung der Konfigurationen noch in die Python-Konsole).
- Weiterentwicklung der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methodik zur Web-Anwendung mit der InfraTrans-Datenbank im Hintergrund

8.2.2 Weiterentwicklung des Optimierungsmodells

Aufbauend auf [5] sollte das Optimierungsmodell für weiter Anwendungen um die nachfolgenden Punkt erweitert werden:

- OEMOF-Datenbank für einen zellularen Optimierungsansatz zu realisieren
- Implementierung von Speichersysteme nach dem Vorbild der speichergekoppelten Haushaltsbatterien für die Industriesektoren einfügen
- Verfügbarkeit auf Basis eines Monte-Carlo-Ansatzes [44] hinzufügen
- Hochlaufzeiten für ausgewählte Technologien hinterlegen
- Diversifizierung der aktuell im Modell hinterlegten Zeitreihen
- Implementierung von Bussen, die den Nutzexergiekategorien nachgestellt sind (Stahl, Zement, Glas, Lebensmittel, Harnstoff CO₂, O₂, Kohlenstoff und Dünger etc.) um Sektorenkopplung besser abzubilden
- Hinzufügen von weiteren Temperaturniveaus für ausgewählte Industriesektoren
- Biomasse Kraftwerke zur ausschließlichen Wärmebedarfsdeckung für Fernwärme hinzufügen
- Erweiterung des Auswertungstools für die Auswertung der Optimierungsergebnisse
- Einfügen eines fixen und variablen Anteils für jede Nutzexergiekategorie zur optimierten Anpassung des sektorenspezifischen Nutzerverhaltens

8.2.3 Zukünftige Forschungsfragen

Um auf die zukünftigen Einflussfaktoren des betrachteten Bilanzgebiet möglichst flexibel eingehen zu können, ist es erforderlich die in Abbildung 4-1 dargestellten Modelle enger miteinander zu verknüpfen. Zum einen müssen vordefinierte Use-Cases automatisiert durchführbar sein und zum anderen projektspezifische Anpassungen implementierbar bleiben. Belastbare Aussagen über das österreichische Stromnetz erfordern eine Einbindung in das Europäische Übertragungsnetz. Die bestehenden Datenstrukturen kann dabei die Grundlage für die Datenaufbereitung für Simulationen mit einem Europa-Modells bilden. Dafür müssen die Schnittstellen zur den europäischen Open-Source Modellen im Rahmen von zukünftigen Arbeiten untersucht werden. Weiters ist es erforderlich die auf historischen und statistischen Daten basierenden Regionalisierungsmethodik anhand von gemessenen Werten zu validieren. Welchen Einfluss die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Strategien auf die Auslastung im Stromnetz bewirken, ist Ziel zukünftiger Untersuchungen. Ob Betriebsweisen, welche aus exergetischer Sicht, Sinn machen, auch wirtschaftlich umsetzbar sind, muss aufbauend auf dieser Arbeit ermittelt werden.

9 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: VERORDNUNG (EU) 2018/1999 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 11. Dezember 2018 - über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates : Governance-Verordnung (2018), Absatz 14. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999> – Überprüfungsdatum 2024-05-27
- [2] THOMAS KRUTZLER; RAPHALE WASSERBAUR, Ilse Schindler (Mitarb.): ENERGIE- UND TREIBHAUSGAS- SZENARIEN 2023 : Zusammenfassung. Wien, 2023
- [3] FLOROU A: EU Reference Scenario 2020 : Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050. URL https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en – Überprüfungsdatum 2024-06-07
- [4] PFENNINGER, Stefan ; HAWKES, Adam ; KEIRSTEAD, James: Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 33 (2014), S. 74–86
- [5] SEJKORA: Exergy as criteria for efficient energy systems : Maximising energy efficiency from resource to energy service, an Austrian case study. In: Energy 239 (2022), S. 122–173
- [6] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (idF v. 2019) (2019-06-05), Absatz 30. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019R0943> – Überprüfungsdatum 2024-03-29
- [7] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: VERORDNUNG (EU) 2018/1999 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates (idF v. 2018) (2028-12-11). URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999> – Überprüfungsdatum 2024-03-28
- [8] LAMPORT, Christopher: Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich 2019. Periode 2021-2030 (2019). URL https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-01/at_final_necp_main_de_0.pdf – Überprüfungsdatum 2024-06-30
- [9] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT: Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich : Entwurf. Periode 2021-2030. URL https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/nat_klimapolitik/energie_klimaplan.html – Überprüfungsdatum 2024-03-28
- [10] BUNDESKANZLERAMT: Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 –

- EIWOG 2010* (idF v. 28. 3. 2024) (2010). URL <https://www.ris.bka.gv.at/geltendefassung.wxe?abfrage=bundesnormen&gesetzesnummer=20007045> – Überprüfungsdatum 2024-03-28
- [11] AUSTRIAN POWER GRID: *Netzentwicklungsplan 2023 : für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid AG (APG)*. URL <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2023/> – Überprüfungsdatum 2024-03-28
- [12] BUNDESKANZLERAMT: *Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden* (idF v. 5. 4. 2024) (2011), §63. URL <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007523>
- [13] AUSTRIAN GAS GRID MANAGEMENT AG: *Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022 : für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich*. für den Zeitraum 2023-2032. URL <https://www.aggm.at/gasnetz/netzplanung/knep/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-04-17 – Überprüfungsdatum 2024-03-28
- [14] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT: *Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan*. URL <https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:d4d6888b-8e57-4ec6-87c3-0ffec220d83f/Integrierter-oesterreichischer-Netzinfrastukturplan.pdf> – Überprüfungsdatum 2024-05-27
- [15] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT: *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)* (idF v. 198/2023) (2023), §94. URL <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/20011619/EAG%2c%20Fassung%20vom%2008.04.2024.pdf> – Überprüfungsdatum 2024-04-08
- [16] KROG, Louise: *A comprehensive framework for strategic energy planning based on Danish and international insights*. In: *Energy Strategy Reviews* 24 (2019), S. 83–93 – Überprüfungsdatum 2023-12-29
- [17] MOGHADDAM, N. Bagheri ; NASIRI, M. ; MOUSAVI, S. M.: *An appropriate multiple criteria decision making method for solving electricity planning problems, addressing sustainability issue*. In: *International Journal of Environmental Science & Technology* 8 (2011), Nr. 3, S. 605–620. URL https://idp.springer.com/authorize/casa?redirect_uri=https://link.springer.com/article/10.1007/bf03326246&casa_token=o4xhc70nvu4aaaaa:-p4fylj1rlpk2kamem_jtfgcucyanwypr6o-os01urrvcolq3mbw9fsbqrghevdu7t8fxeniwdo9zfkq
- [18] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *Leitlinien für Gleichbehandlungs- und Transparenzkriterien, die gemäß Anhang III Abschnitt 2 Nummer 5 der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom ENTSO-E und vom ENTSOG bei der Ausarbeitung ihrer Zehnjahresnetzentwicklungspläne anzuwenden sind* (in Kraft getr. am 24. 7. 2018) (2018-07-24). URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A32018H0727%2801%29> – Überprüfungsdatum 2024-05-29
- [19] ENT SOG & ENT SO-E: *TYNDP 2022 Scenario Report | Version. April 2022* (2022). URL https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf – Überprüfungsdatum 2024-05-21

- [20] COPENHAGEN SCHOOL OF ENERGY INFRASTRUCTURE: *TYNDP 2020 joint scenarios methodology : A CSEI assessment*. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2021
- [21] *Hydrogen roadmap Europe : A sustainable pathway for the European energy transition*. Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2019
- [22] BUNDESKANZLERAMT: *Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 und Energie-Control-Gesetz* (in Kraft getr. am 2010) 2010 (2010), §63. URL https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2010_I_110/BGBLA_2010_I_110.pdf – Überprüfungsdatum 2023-11-26
- [23] AUSTRIAN POWER GRID ; VORARLBERGER ÜBERTRAGUNGSNETZ GMBH: *Grundlage für die Netzentwicklung*. URL <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2023/> – Überprüfungsdatum 2024-03-28
- [24] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2022/564 DER KOMMISSION vom 19. November 2021 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013* (in Kraft getr. am 19. 11. 2021) (2021-11-19), S. 5–6. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R0564> – Überprüfungsdatum 2024-04-07
- [25] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *VERORDNUNG (EU) 2017/459 DER KOMMISSION vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013* (in Kraft getr. am 16. 3. 2017) 2017 (2017-03-16), Artikel 7. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0459> – Überprüfungsdatum 2024-04-08
- [26] AUSTRIAN GAS GRID MANAGEMENT AG: *Koordinierter Netzentwicklungsplan 2019 : für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich*. für den Zeitraum 2020-2029. URL <https://www.aggm.at/gasnetz/netzplanung/knep/> – Überprüfungsdatum 2024-04-08
- [27] KRUTZLER, Thomas ; WASSERBAUR, Raphael ; SCHINDLER, Ilse: *ENERGIE- UND TREIBHAUSGAS-SZENARIEN 2023*. ENERGIE- UND TREIBHAUSGAS- SZENARIEN 2023 WEM, WAM und Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. Wien, 2023 (REP-0882)
- [28] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT: *Infoblatt_ raus_ aus_ Oel_ 2021_ 2022_ MGW* (2022), Nr. 9. URL https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/umweltfoerderung/private/TGS_Priv_2021/Infoblatt_ raus_ aus_ Oel_ 2021_ 2022_ MGW.pdf – Überprüfungsdatum 2024-06-27
- [29] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *VERORDNUNG (EU) 2023/857 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 19. April 2023 zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/842 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999* (2023). URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0857> – Überprüfungsdatum 2024-06-27
- [30] BMK: *F&E Roadmap Geothermie – 2022*. URL https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/BMK_Geothermie_Roadmap.pdf – Überprüfungsdatum 2024-06-28

- [31] EUROPEAN COMMISSION: *CBAM-UMN-UI manual for Declarants (incl. Business Guide) - Release 1.2-v.1.46_pub* (2024). URL https://taxation-customs.ec.europa.eu/document/download/47322ae4-27c9-49f1-bdb7-2a1fef73d647_en?filename=CBAM-UMN-UI%20manual%20for%20Declarants%20%28incl.%20Business%20Guide%29%20-%20Release%201.2-v.1.46_pub.pdf – Überprüfungsdatum 2024-06-28
- [32] EUROSTAT: *NACE Rev. 2 : Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft*. Luxemburg : Amt für Amtl. Veröff. der Europ. Gemeinschaften, 2008 (Eurostat Reihe: Allgemeine und Regionalstatistiken Thema: Methodologies and working papers)
- [33] KIENBERGER, Thomas; ALTON, Verena (Mitarb.); BINDERBAUER, Paul (Mitarb.); Cvetkovska Roberta, Drexler-Schmid, Nagovnak Peter (Mitarb.); RAHNAMA-MOBARAKEH, Maedeh (Mitarb.) : *PATHWAY TO INDUSTRIAL DECARBONISATION : SCENARIOS FOR THE DEVELOPMENT OF THE INDUSTRIAL SECTOR IN AUSTRIA*. Wien, November 2022
- [34] STATISTIK AUSTRIA: *STATcube Benutzerhandbuch*. URL https://www.statistik.at/statcube/sdb/prod/105692_STATcube_Handbuch_DE.pdf – Überprüfungsdatum 2024-04-13
- [35] BUNDESKANZLERAMT: *Bundesstatistikgesetz* (idF v. 185/2022) (2022). URL <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10006095> – Überprüfungsdatum 2024-04-13
- [36] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: VERORDNUNG (EG) Nr. 223/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. März 2009 über europäische Statistiken und zur Aufhebung der Verordnung (EG, Euratom) Nr. 1101/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Übermittlung von unter die Geheimhaltungspflicht fallenden Informationen an das Statistische Amt der Europäischen Gemeinschaften, der Verordnung (EG) Nr. 322/97 des Rates über die Gemeinschaftsstatistiken und des Beschlusses 89/382/EWG, Euratom des Rates zur Einsetzung eines Ausschusses für das Statistische Programm der Europäischen Gemeinschaften (in Kraft getr. am 8. 6. 2015). 223/2009. In: *Eur-lex*, 2015
- [37] BINDERBAUER, Paul Josef: *GANYMED : THE DEVELOPMENT OF AN INDUSTRIAL LOAD PROFILE GENERATION SOFTWARE*. In: *NEFI_Conference_2022_Proceedings* (2022), S. 79–88. URL https://pureadmin.unileoben.ac.at/ws/portalfiles/portal/10111449/NEFI_Conference_2022_Proceedings.pdf#page=92 – Überprüfungsdatum 2023-12-19
- [38] 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
- [39] STATISTIK AUSTRIA: *Standarddokumentation zu Nutzenergieanalyse*, S. 16–20. URL https://www.statistik.at/fileadmin/shared/QM/Standarddokumentationen/RW/std_r_nea.pdf – Überprüfungsdatum 2024-04-11
- [40] BUNDESVERBAND DER ENERGIE UND WASSERWIRTSCHAFT; Verband kommunaler Unternehmen (Mitarb.); Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie (Mitarb.) : *BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden : Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. Berlin, Deutschland, 2022
- [41] HINTERSTOCKER M.; Eberl B. (Mitarb.); Von Roon S. (Mitarb.) : *Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas*, 2015

- [42] THORMANN, Bernd ; PUCHBAUER, Philipp ; KIENBERGER, Thomas: *Analyzing the suitability of flywheel energy storage systems for supplying high-power charging e-mobility use cases*. In: *Journal of Energy Storage* 39 (2021), S. 102615
- [43] THORMANN, Bernd ; KIENBERGER, Thomas: *Evaluation of Grid Capacities for Integrating Future E-Mobility and Heat Pumps into Low-Voltage Grids*. In: *Energies* 13 (2020), Nr. 19, S. 5083
- [44] *The Monte Carlo Method*. In: *Journal of the American Statistical Association*
- [45] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT: *Bundesgesetz zum Schutz vor Immissionen durch Luftschadstoffe* (idF v. 29. 6. 2024), §14. URL <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10011027> – Überprüfungsdatum 2024-06-29
- [46] ENTSO-E: *Data Overview / Historical Data - AGSI*. URL <https://agsi.gie.eu/data-overview/AT>. – Aktualisierungsdatum: 2024-05-27 – Überprüfungsdatum 2024-05-27
- [47] APCS POWER CLEARING AND SETTLEMENT AG: *Standardlastprofile : 2020*. URL <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile> – Überprüfungsdatum 2024-04-18
- [48] PFENNINGER, Stefan ; STAFFELL, Iain: *Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data*. In: *Energy* 114 (2016), S. 1251–1265
- [49] STAFFELL, Iain ; PFENNINGER, Stefan: *Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output*. In: *Energy* 114 (2016), S. 1224–1239
- [50] GREIML, Matthias: *Modelling, designing and operation of grid-based multi-energy systems*. 7-24 Pages / *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, Vol. 29 (2020). In: *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 29 (2020), S. 7–24. URL <https://somaesthetics.aau.dk/index.php/sep/article/view/3598>
- [51] WOGRIN, Sonja ; TEJADA-ARANGO, Diego Alejandro ; GAUGL, Robert ; KLATZER, Thomas ; BACHHIESL, Udo: *LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model*. In: *SoftwareX* 19 (2022), S. 101141 – Überprüfungsdatum 2023-11-26
- [52] BOISVERT, Ronald F. ; HOWE, Sally E. ; KAHANER, David K.: *GAMS: a framework for the management of scientific software*. In: *ACM Transactions on Mathematical Software* 11 (1985), Nr. 4, S. 313–355
- [53] GUROBI OPTIMIZATION, L. L.C.: *Gurobi optimizer reference manual : Version 9.0*, 2020
- [54] KUMAR, Shravan ; THAKUR, Jagruti ; GARDUMI, Francesco: *Techno-economic modelling and optimisation of excess heat and cold recovery for industries: A review*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2022), S. 13–28
- [55] BYNUM; Michael L., Gabriel A. Hackebeil, William E. Hart, Carl D. Laird, Bethany L. Nicholson, John D. Sirola, Jean-Paul Watson, and David L. Woodruff (Mitarb.): *Pyomo-optimization modeling in python : 3rd Edition*. 3. Aufl., 2021
- [56] HILPERT, S. ; KALDEMEYER, C. ; KRIEN, U. ; GÜNTHER, S. ; WINGENBACH, C. ; PLESSMANN, G.: *The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling*. In: *Energy Strategy Reviews* 22 (2018), S. 16–25
- [57] SCHÜRHubER, Robert: *Die Kurzschlussnorm IEC 60909-0: 2016 – Neues und Änderungen*. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 133 (2016), 4-5, S. 228–235. URL <https://link.springer.com/article/10.1007/s00502-016-0416-8>

- [58] ENTSO-E: *Quality of datasets and calculations (2015) : OPERATIONAL DATA QUALITY TASKFORCE/ SG NETWORK MODELS AND FORECAST TOOLS*. URL https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Continental_Europe/150420_quality_of_datasets_and_calculations_3rd_edition.pdf – Überprüfungsdatum 2024-04-02
- [59] 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
- [60] VOUK, Thomas: *Szenarienaufbereitung*. URL <https://github.com/ThomasVouk/Szenarienaufbereitung>. – Aktualisierungsdatum: 2024-04-14 – Überprüfungsdatum 2024-04-14
- [61] GRÜN, Michael: *A Practical Guide to Efficient Database Handling : datahub EVT Leoben*. URL datahubevt.super.site. – Aktualisierungsdatum: 2024-04-23 – Überprüfungsdatum 2024-04-23
- [62] JETBRAINS S.R.O.: *PyCharm* : JetBrains s.r.o., 2024. URL <https://www.jetbrains.com/help/pycharm/query-execution-plan.html> – Überprüfungsdatum 2024-04-15
- [63] PGADMIN TEAM: *pgAdmin 4 : Documentation* : PgAdmin Team. URL <https://ftp.postgresql.org/pub/pgadmin/pgadmin4/v8.5/docs/pgadmin4-8.5.pdf> – Überprüfungsdatum 2024-04-15
- [64] THE POSTGRESQL GLOBAL DEVELOPMENT GROUP: *PostgreSQL*, 2024. URL <https://www.postgresql.org/about/licence/> – Überprüfungsdatum 2024-04-15
- [65] SILBERSCHATZ, Abraham ; KORTH, Henry F. ; SUDARSHAN, S.: *Database system concepts*. 6th ed. New York : McGraw, op. 2011
- [66] HARTWIG, Jens: *PostgreSQL : Professionell und praxisnah*. München : Addison-Wesley, 2001 (Programmer's choice)
- [67] WORSLEY, John C. ; DRAKE, Joshua D.: *Practical postgresQL*. Cambridge [etc.] : O'Reilly, 2002
- [68] BIBEALULT, Bear ; ROSA, Aurelio de ; KATZ, Yehuda: *JQuery in Action*. New York : Manning Publications Co. LLC, 2015
- [69] QGIS DEVELOPMENT TEAM: *QGIS Geographic Information System* : QGIS Association, 2023. URL <https://www.qgis.org/en/docs/index.html> – Überprüfungsdatum 2023-11-26
- [70] GONG, X. ; ERWEE, F. ; RAUTENBACH, V.: *GEOMETRY VIEWER FOR PGADMIN4: A PROCESS GUIDED BY THE GOOGLE SUMMER OF CODE*. In: *The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences XLII-4/W14* (2019), S. 79–83
- [71] POSTGIS: *PostGIS 3.5.0dev Manual*. URL <https://postgis.net/stuff/postgis-3.5-en.pdf> – Überprüfungsdatum 2023-11-17
- [72] CRICKARD, Paul: *Leaflet.js essentials : Create interactive, mobile-friendly mapping applications using the incredibly light yet powerful Leaflet.js platform*. Birmingham, UK : Packt Pub, 2014 (Community experience distilled)
- [73] CHU, Shumo ; MURPHY, Brendan ; ROESCH, Jared ; CHEUNG, Alvin ; SUCIU, Dan: *Axiomatic foundations and algorithms for deciding semantic equivalences of SQL queries*. In: *Proceedings of the VLDB Endowment* 11 (2018), Nr. 11, S. 1482–1495

- [74] BEAULIEU, Alan: *Learning SQL : Master SQL Fundamentals* : O'Reilly Media, 2009
- [75] ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN: *Energieflussbild der Bundesrepubli Deutschland 2021*. URL https://www.bdew.de/media/documents/Energieflussbild_Deutschland_2021 vereinfacht_TWh.svg – Überprüfungsdatum 2024-06-30
- [76] GORMAN, Nicholas ; MACGILL, Iain ; BRUCE, Anna: *How to support the adoption of open-source energy system modelling software? Insights from interviews with users and developers*. In: *Energy Research & Social Science* 111 (2024), S. 103479
- [77] KLEIN, Rolf: *Algorithmische Geometrie : Grundlagen, Methoden, Anwendungen*. 2nd ed. Berlin : Springer, 2005 (EXamen. press)
- [78] JOSEF STEINEGGER: *Modellierung und Optimierung des österreichischen Energiesystems*, 2021
- [79] STATISTIK AUSTRIA: *Gemeindeliste sortiert nach Gemeindekennziffer, Gebietsstand 2024*. URL https://www.statistik.at/verzeichnis/reglisten/gemliste_knz.pdf – Überprüfungsdatum 2024-04-11
- [80] YERGEAU, F.: *UTF-8, a transformation format of ISO 10646*. 2003 (rfc3629)
- [81] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT: *Leistungs- und Strukturstatistik-Verordnung 2022* (in Kraft getr. am 2022) (2022), §16. URL <https://ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011990> – Überprüfungsdatum 2024-04-11
- [82] GESCHÄFTSSTELLE DER ÖSTERREICHISCHEN RAUMORDNUNGSKONFERENZ; NEUGEBAUE, Dallhammer (Mitarb.): *Raumordnungsbericht. 16 : Analysen und Berichte zur räumlichen Entwicklung Österreichs 2018–2020*. Wien : Österr. Raumordnungskonferenz, 2021 (Schriftenreihe / Österreichische Raumordnungskonferenz Nr. 209)
- [83] THORMANN, Bernd ; KIENBERGER, Thomas: *Estimation of Grid Reinforcement Costs Triggered by Future Grid Customers: Influence of the Quantification Method (Scaling vs. Large-Scale Simulation) and Coincidence Factors (Single vs. Multiple Application)*. In: *Energies* 15 (2022), Nr. 4, S. 1383. URL <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/4/1383> – Überprüfungsdatum 2024-04-23
- [84] PRINA, Matteo Giacomo ; MANZOLINI, Giampaolo ; MOSER, David ; NASTASI, Benedetto ; SPARBER, Wolfram: *Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 129 (2020), S. 109917
- [85] VOEST ALPINE: *Umwelterklärung* (2019). URL <https://www.voestalpine.com/group/static/sites/group/downloads/de/konzern/2019-umwelterklaerung.pdf> – Überprüfungsdatum 2023-11-19
- [86] KLIMA- UND ENERGIEFONDS: *Energieinfrastruktur 2040 : Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich* (2024). URL https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/240131_InfraTrans2040_2023_korr1.pdf – Überprüfungsdatum 2024-04-24
- [87] UMWELTBUNDESAMT: *13.Umweltkontrollbericht : Umweltsituation in Österreich* (2023), Nr. 13. URL <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0821.pdf> – Überprüfungsdatum 2023-11-19

- [88] SEJKORA, Christoph: *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
- [89] BÖHMER SIEGMUND; Brendle Christine, Eisenkölb Günter, et al (Mitarb.): *Erzeugung von erneuerbarem Strom und Biomethan : Szenarien für 2030 und 2040*. Wien, 2023
- [90] PSOMOPOULOS, Constantinos S. ; IOANNIDIS, George Ch. ; KAMINARIS, Stavros D. ; MARDIKIS, Kostas D. ; KATSIKAS, Nikolaos G.: *A Comparative Evaluation of Photovoltaic Electricity Production Assessment Software (PVGIS, PVWatts and RETScreen)*. In: *Environmental Processes* 2 (2015), S1, S. 175–189
- [91] PÖYRY AUSTRIA GMBH; Martin Fuchs (Mitarb.): *ÖSTERREICHS E-WIRTSCHAFT. Wasserkraftpotenzialstudie Österreich : August 2018*. Wien
- [92] STATISTIK AUSTRIA: *AustriaDatenPublikation*. URL <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen> – Überprüfungsdatum 2024-06-09
- [93] BARBIR, Frano: *PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources*. In: *Solar Energy* 78 (2005), Nr. 5, S. 661–669
- [94] BUHL, Hans Ulrich ; WEINHOLD, Michael: *Die Energiewende*. In: *WIRTSCHAFTSINFORMATIK* 54 (2012), Nr. 4, S. 173–176
- [95] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT: *Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitions-Gesetz; Energie-Control-Gesetz, Änderung (idF v. 2024) (2024-01-10)*. URL https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/310/fname_1604976.pdf – Überprüfungsdatum 2024-06-12
- [96] EUROSTAT: *Simplified energy balances*. 2022

10.1 Tabellen der InfraTrans-Datenbank

Tabelle 10-1: Verwendete Tabellen der InfraTrans-Datenbank

Name	Abk. für Abfragen	Datenquelle	Dateninhalt	Beispiel
country	c	[34]	Staaten	Österreich
country_data	cd	[34]	Energiedaten eines Staates in GWh	Endenergiebedarf aller Haushalte im Staat
state	st	[34]	Bundesländer	Steiermark
State_data	std	[34]	Energiedaten eines Bundeslandes in GWh	Endenergiebedarf aller Haushalte im Bundesland
USW	u	[78]	Einzugsgebiet eines Umspannwerks	Eines von aktuell 398 Polygonen
USW_data	ud	Berechnungen der Datenbank	Energiedaten eines USW-Bezirks in GWh	Endenergiebedarf aller Haushalte im USW-Bezirk
district	d	[34]	Politischer Bezirk	Murtal
district_data	dd	[34]	Daten mit pol. Bezirk als kleinste Auflösung	Zulassungszahlen
District_gis	Dg	[34]	GIS-Daten	Polygon des Bezirks
municipality	m	[34]	Politische Gemeinde	Velden am Wörthersee
municipality_data	md	[34]	Daten mit Gemeinde als kleinste Auflösung	Bevölkerungszahlen
municipality_gis	Mg	[34]	GIS-Daten	Polygon der Gemeinde
company	c	[85]	Unternehmensdaten	Voestalpine Stahl donawitz
company_data	cd	[85]	Energiebedarfszahlen in GWh	CH ₄ - Bedarf pro Jahr
NEA_main	nm	[34]	Hauptkategorien der Nutzenergieanalyse	Verkehr
NEA_sector	ns	[34]	Sektoren der Nutzenergieanalyse	Maschinenbau
NEA_category	nc	[34]	Nutzenergie-Kategorien	Standmotoren
OENACE_Abschnitt	oab	[34]	ÖNACE-Abschnitt	F-Bau

OENACE_ Abteilung	oa	[34]	ÖNACE-Abteilungen	Landwirtschaft und Jagd
oenace_ ab_data	oad	Physische E- Fluss Rechnung	Relative Energiebedarfe	Anteil an CH ₄ - Bedarf
OENACE_ Gruppe	og	[34]	ÖNACE-Gruppe	Fischerei
OENACE_ Klasse	ok	[34]	ÖNACE-Klasse	Süßwasserfischerei
employee	e	[34]	Beschäftigte	Mitarbeiter je Gemeinde und OENACE Abteilung 2019 in Leoben
location	l	-	Über Längen- und Breitengrad definierte Punkte	Unternehmensstandort
time_series	ts	divers	Normierte Zeitreihen	Standardlastprofil H0 für Haushalte
ts_value	tsv	divers	Werte der normierten Zeitreihen	Prozentwert eines Zeitschritts einer Zeitreihe
energy_ carrier	ec	[34]	Energieträger	Wasserstoff
potential	p	divers	Windkraftpotential	Energiemenge in GWh
source	s	divers	Liste der verwendeten Datenquellen	PV-GIS
economic_ performance	ep	Physische E- Fluss Rechnung	Wirtschaftsentwicklung je Sektor	BIP Sektor Landwirtschaft und Jagd im Bezirk Rust
Netzebene 1	ne	APG-Netzplan	Höchstspannungsnetz	GIS- Leitungselement für 380 kV
Netzebene 3	nd	Open Street Maps	Hochspannungsnetz	GIS- Leitungselement für 110 kV
International_ pipeline	lp	AGGM	Fernleitungsnetz	GIS-Leitungselement der TAG
Gasnetz	g	AGGM	Gasnetz Netzebene 1-2	Leitungselement der Verteilernetzebene
Update_TS	Uts	divers	Tabelle um Zeitreihen zu updaten	Gleicher Aufbau wie timeseries

Unter „divers“ sind entweder mehrere Quellen oder vom Administrator definierte Daten zu verstehen. Die in den nachfolgenden Tabellen fett gedruckten Spaltenüberschriften sind die in Kapitel 5 beschriebenen Primärschlüssel.

Tabelle 10-2: Ausschnitt aus der Tabelle "NEA_sector"

id	Name	main
0	Without	1
1	Chemical and Petrochemical	1
2	Construction	1
3	Food	1
4	Iron and Steel	1
5	Machinery	1
...
23	Car	2
...
30	Biomass	10

Tabelle 10-3: Ausschnitt aus der Tabelle "energy_carrier"

id	name	Main_e_carrier	Wired
0	Without	0	false
1	Electricity	1	true
2	CH4	2	true
3	District_heat	3	true
4	H2	4	true
5	Gas	2	true
6	Biomass	5	false
...
12	SNG	2	True

Tabelle 10-4: Ausschnitt aus der Tabelle "employee"

GC	Time	Abschnitt	Oenace_Abt	employee
10101	01.01.2019 00:00	A	1	61
10101	01.01.2019 00:00	A	2	1
10101	01.01.2019 00:00	B	8	0
10101	01.01.2019 00:00	B	9	0
...
92301	01.01.2019 00:00	S	96	705
92301	01.01.2019 00:00	T	98	2
92301	01.01.2019 00:00	U	99	2

Tabelle 10-5: Ausschnitt aus der Tabelle "company"

Id	Oenace_ abschnitt	Oenace_ abteilung	Oenace_ gruppe	Oenace_ klasse	Nea_ sector	location	m_ id	plz	usw_ id	name
3	C	24	4	1	4	402	-	5282	3001	AMAG
4	C	28	2	9	5	403	-	-	8052	Andritz AG
14	C	20	1	1	1	413	-	8101	8053	Colas GmbH
29	C	20	6	0	1	430		4860	3031	Lenzing AG
...
87	C	24	3	1	4	486		8750	8092	Wuppermann

Tabelle 10-6: Ausschnitt aus der Tabelle "company_data"

Company_ id	Time	electricity	CH ₄	Hydrogen	District_ heat	Sales_ volume	employee	project
1	2019	4.55	5.38	0	0	730	304	InfraTrans
2	2019	9.81	24.15	0	0	350	251	InfraTrans
9	2019	16.8	68.77	0	0	200	266	InfraTrans
22	2019	272	12	0	17	-	2575	InfraTrans
...
89	2019	59.7	155	0	0	-	166	InfraTrans

Tabelle 10-7: Ausschnitt aus der Tabelle "time_series"

Id	Name	Unit	Location _id	Type	Time	Nea_ main	Nea_ sector	Resolution	source
840	Eisen/Stahl	%	1	1	2019	1	4	1	3
841	Steine/Erden/Glas	%	1	1	2019	1	7	1	3
843	Chemie	%	1	1	2019	1	1	1	3
851	EAF	%	1	3	2019	1	4	1	3
880	PV	%	2	1	2019	6	0	1	2
1322	Wind	%	46	1	2019	7	0	1	2
...
11398	PV (PVGIS-slope30 degree azimuth 0degree- power1kWploss14percent	%	399	1	2019	6	0	1	1

Tabelle 10-8: Ausschnitt aus der Tabelle "ts_value"

time	id	value
timestamp without time zone	bigint	double precision
2018-11-13 22:00:00	34	3.16313962776837e-05
2018-11-13 22:15:00	34	2.65389729507642e-05
2018-11-13 22:30:00	34	2.89040312152426e-05
2018-11-13 22:45:00	34	3.19635108424828e-05
...
2023-12-31 05:15:00	1999	5e-05

Tabelle 10-9: Ausschnitt aus der Tabelle "location"

id	parish	USW	Point	geom
110	31310	2109	(48.41,15.69)	Polygon
111	30805	2110	(48.47,16.57)	Polygon
112	31315	2112	(48.48,15.69)	Polygon
...
487	3041	47.92,13.77		Polygon

Tabelle 10-10: Ausschnitt aus der Tabelle "ts_value"

id	name	link	validate_date
bigint	text	text	timestamp without time zone
1	Unknown	Unknown	2024-04-04 00:00:00
2	PV_GIS	https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en	2024-04-04 00:00:00
3	RenewableNinja	https://www.renewables.ninja/	2024-04-04 00:00:00
4	GanyMed	http://www.ganymed.ga/	2024-04-04 00:00:00
5	SigLinde	https://www.researchgate.net/publication/315692479_Long-Term_Forecast_of_Residential_Commercial_Gas_Demand_in_Germany	2024-04-04 00:00:00
7	Sejkora et al. 2020	DOI:10.3390/en13040843	2024-12-04 00:00:00
...
9	Wifo_InfraTrans Berechnungen	NULL	2024-26-04 00:00:00

Tabelle 10-11: Ausschnitt aus der Tabelle "potential"

id	GC	time	e_carrier	nea_sec	source	value	name
6340	10101	01.01.2019 00:00	16	0	6	828162	heating surface
8453	10101	01.01.2030 00:00	16	0	6	951328	heating surface
10566	10101	01.01.2019 00:00	16	0	6	1092262	heating surface
...
8452	92301	01.01.2019 00:00	16	0	6	4161643	heating surface
10565	92301	01.01.2030 00:00	16	0	6	4216266	heating surface
12678	92301	01.01.2040 00:00	16	0	6	4431406	heating surface

Tabelle 10-12: Ausschnitt aus der Tabelle "powerplant"

Id	Location_id	Name	Nea_main	nea_sector	Source
10234	1234	Unknown	10	29	10
20001	2001	Achensee	9	33	10
20002	2002	Alberschwende	9	33	10
20003	2003	Arnstein	9	33	10
20004	2004	Ausserfragant	9	33	10
...
20005	2005	Baerenwerk	9	33	10
10234	1234	Unknown	10	29	10
20001	2001	Achensee	9	33	10

Tabelle 10-13: Übersicht über die Elemente des OEMOF-Netzwerks

Pyomo-Klasse	OEMOF-Klasse	Typ	Bezeichnung
Simple Block	Bus	basic	Sink
Bus	Source	basic	Source
Bus	Converter	basic	Converter
Bus	Generic	component	Generic CHP
Bus	Generic Storage	component	GenericStorage
Sink	MyBus	Interne Entwicklung	Sink
Storage	Storage	Interne Entwicklung	Storage