

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

„Master of Science in Engineering“

im Studiengang Erneuerbare Urbane Energiesysteme

Abschätzung der Residuallast im österreichischen Stromnetz

Ausgeführt von: Max Nutz, Bsc

Personenkennzeichen: 1910578040

BegutachterInnen: Simon Schneider, Msc

Elisabeth Zeyen, Msc

Wien, den 10. Januar 2022

Eidesstattliche Erklärung

„Ich, als Autor / als Autorin und Urheber / Urheberin der vorliegenden Arbeit, bestätige mit meiner Unterschrift die Kenntnisnahme der einschlägigen urheber- und hochschulrechtlichen Bestimmungen (vgl. Urheberrechtsgesetz idGf sowie Satzungsteil Studienrechtliche Bestimmungen / Prüfungsordnung der FH Technikum Wien idGf).

Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig angefertigt und Gedankengut jeglicher Art aus fremden sowie selbst verfassten Quellen zur Gänze zitiert habe. Ich bin mir bei Nachweis fehlender Eigen- und Selbstständigkeit sowie dem Nachweis eines Vorsatzes zur Erschleichung einer positiven Beurteilung dieser Arbeit der Konsequenzen bewusst, die von der Studiengangsleitung ausgesprochen werden können (vgl. Satzungsteil Studienrechtliche Bestimmungen / Prüfungsordnung der FH Technikum Wien idGf).

Weiters bestätige ich, dass ich die vorliegende Arbeit bis dato nicht veröffentlicht und weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt habe. Ich versichere, dass die abgegebene Version jener im Uploadtool entspricht.“

Wien, 10. Januar 2022

Unterschrift

Kurzfassung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen spielt bei der Dekarbonisierung des Energiesektors eine entscheidende Rolle. Aufgrund einer möglichen Diskrepanz zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch durch die vermehrte Integration erneuerbarer Energieträger sind insbesondere Anforderungen an die Verteilung und Speicherung der elektrischen Energie sowie die Anpassung des Verbrauchs an die Energieerzeugung notwendig. Um angesichts dieser Herausforderungen Lastverschiebungspotentiale ausarbeiten zu können, muss die Interaktion zwischen Strombedarf und Stromerzeugung zeitlich analysiert werden.

Das Ziel dieser Arbeit ist daher die Erstellung und Untersuchung von Netzeitreihen zur Analyse der Residuallast – Last, die nicht durch erneuerbare Energieerzeugung oder Energie aus Speichern gedeckt wird. Zu diesem Zweck wird eine Simulationsmethode vorgestellt, die sich stark auf bestehende Codes stützt. Die Simulation wird für verschiedene Energieerzeugungsszenarien durchgeführt, nämlich „Energie- und Klimazukunft Österreich (Andreas Veogl)“, „Szenario erneuerbare Energie (Umweltbundesamt)“, „Regierungsprogramm 2020-2024“ und als Referenz „Referenzszenario Stromzukunft Österreich (Energy Economics Group TU Wien)“. Dabei wird ein Vergleich zwischen diesen Szenarien durchgeführt, der eine positive Residuallast für die Szenarien 2030 und eine negative Residuallast für die Szenarien 2050 zeigt. Außerdem werden allgemeine Zeitmuster und daraus resultierende Konsequenzen diskutiert.

Schlagworte: Modellierung, Modellbildung, Elektrizitätserzeugung, pypsa

Abstract

Renewable electricity generation is a crucial factor for the decarbonization of the energy sector. Due to the possible discrepancy between power generation and power consumption, renewable energy generators introduce new challenges, especially for integration and storage of power as well as for demand side management. Facing these challenges, knowledge about the interaction between power production and load requirements is of extreme importance, especially for determining demand side management requirements.

The aim of this work is to investigate network time series and analyse the residual load – load not being covered by renewable energy production or energy from storage units. Therefore a simulation method, heavily relying on existing code, is presented for analysing power time-series of Austria's energy network. This simulation is executed for different energy production scenarios, namely „Energie- und Klimazukunft Österreich (Andreas Veigl)“, „Szenario erneuerbare Energie (Umweltbundesamt)“, „Regierungsprogramm 2020-2024“ and as a reference „Referenzszenario Stromzukunft Österreich (Energy Economics Group TU Wien)“. A comparison between these scenarios is carried out, showing positive residual load for 2030 scenarios and negative residual load for 2050 scenarios. On top, general time patterns and related consequences for all scenarios are discussed.

Keywords: energy system modelling, renewable energies, renewable generation, pypsa

Danksagung

Die vorliegenden Ausarbeitungen wären ohne Unterstützung einiger Personen nicht möglich gewesen. Ihnen allen möchte ich an dieser Stelle herzlichst danken. Besonderer Dank gilt dabei meinen Betreuer*innen Simon Schneider und Elisabeth Zeyen für die konstruktive Unterstützung und Geduld, die besonders gefragt war, wenn ich mich beispielsweise wieder einmal auf bestimmte Pandas-Formulierungen versteift habe.

Zudem möchte ich meiner Familie und meinen Freunden danken, die mir besonders in den letzten Wochen einen starken Rückhalt geboten und ihre Expertise eingebracht haben. Danke den Klimaaktivist*innen für das Verständnis für den geringen Einsatz der letzten Monate und herzlichen Dank vor allem auch den Korrekturleser*innen für die teils mühevolle Arbeit! Im Besonderen gebührt dieser Dank aber Christina für die umfassende Betreuung jeglicher Art.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Problemstellung	3
1.3 Aufbau der Arbeit	4
2 Grundlagen	5
2.1 Veränderung elektrischer Stromnetze	5
2.2 Ausbauszenarien erneuerbarer Energieträger	6
2.3 Physikalische Grundlagen	8
2.3.1 Erzeuger	9
2.3.2 Elektrische Speicher	12
2.3.3 Fundamentale Eigenschaften elektrischer Systeme	13
3 Methodischer Ansatz	16
3.1 Abgrenzungen des Netzwerkmodells	16
3.2 Modellgrundlagen	17
3.2.1 PyPSA: Python for Power System Analysis	18
3.2.2 PyPSA-Eur: An Open Optimisation Model of the European Transmission System	20
3.3 Integration Erzeugungsszenarien	26
3.4 Lösung und Auswertung	29
4 Ergebnisse	38
4.1 Szenarien für das Jahr 2030	38
4.1.1 Auswertung der Residuallast	42
4.1.2 Rückschlüsse auf Anforderungen an die Energieflexibilität	46
4.1.3 Emissionsintensität der Stromerzeugung	50
4.2 Szenarien für das Jahr 2050	52
5 Diskussion	60
5.1 Modellierung	60
5.2 Ergebnisse	66
6 Conclusio	71
7 Algorithmen	73

8 Weitere Abbildungen der Ergebnisse	90
Literatur	93
Abbildungsverzeichnis	98
List of source codes	102

1 Einleitung

1.1 Motivation

Zu Beginn soll der Gesamtzusammenhang dargestellt werden, in dem sich der Untersuchungsgegenstand bewegt und aus dem die persönliche Motivation zum Verfassen dieser Arbeit resultiert, bevor konkreter auf den thematischen Bereich, der in den weiteren Überlegungen behandelt wird, eingegangen wird. Dazu soll zuerst die Veränderung der klimatischen Bedingungen auf der Erde und der Einfluss des Energiesektors auf diese beleuchtet werden, bevor die Rolle des Stromsektors und einer nachhaltigen Stromerzeugung herausgearbeitet wird.

Physikalisch kann das Klima in der Erdatmosphäre als Ergebnis aus Energiezufuhr vom Welt Raum und Energieabgabe in den Weltraum betrachtet werden. Betrachtet man die Erde und ihre Atmosphäre als ein System, so wird Energie in Form von kurzwelliger Strahlung in das System eingebracht, langwellige Strahlung transportiert Energie aus dem System. Ein stabiles Klima zeichnet sich durch ein Gleichgewicht dieser Energiezufuhr und Energieabgabe aus (Teske, 2019, S.5).

Sowohl die solare Strahlung, durch die Energie in das System Erde gelangt, als auch die terrestrische Strahlung, welche Energie abführt, unterliegen in der Atmosphäre der Extinktion. Als Extinktion bezeichnet man die Vorgänge der Absorption und der Streuung von Strahlung. Von der solaren Einstrahlung erreichen damit etwa 45 % die Erdoberfläche, die Rückstrahlung der terrestrischen Ausstrahlung beträgt 96 %. Dieser Effekt der terrestrischen Rückstrahlung heißt Treibhauseffekt und ist damit maßgeblich dafür verantwortlich, dass ein Teil der durch terrestrische Strahlung in die Atmosphäre gebrachten Energie dort verbleibt und die Strahlungsbilanz der Atmosphäre nach außen Null ist (Schönwiese, 2020, S. 117f).

Die Energie, die zwischen dem terrestrischen System und dem Weltraum über Strahlungsvorgänge ausgetauscht wird, gleicht sich damit über einen ausreichend großen Zeitraum gesehen also aus. Von Bedeutung ist dabei, dass diese Strahlungsvorgänge unter anderem wellenlängenabhängig sind. Während die Solarstrahlung ein Spektrum von $0.15 \mu\text{m}$ bis $10 \mu\text{m}$ umfasst, findet die terrestrische Ausstrahlung in einem Wellenlängenbereich von etwa $4 \mu\text{m}$ bis $60 \mu\text{m}$ statt (Schönwiese, 2020, S. 120). Hochfrequente Strahlung – mit einer geringeren Wellenlänge – bringt Energie in die Erdatmosphäre ein, während die Energieabfuhr in Form von langwelligerer Strahlung stattfindet. Dies ist ein wichtiges Faktum, das sowohl den natürlichen, als auch den anthropogenen Treibhauseffekt in seiner vorliegenden Form möglich macht. Während ein-

treffende kurzwellige Strahlung hauptsächlich durch stratosphärisches Ozon absorbiert wird sind für die Extinktion kurzwelliger terrestrischer Strahlung andere Gase verantwortlich. Zu einem großen Teil wird diese Strahlung von Wasserdampf in der Atmosphäre absorbiert. Den Bereich des Spektrums, der durch die Absorption durch Wasserdampf wenig oder gar nicht abgedeckt ist, nennt man Wasserdampfenster. Strahlung mit Wellenlängen in diesem Bereich des Spektrums kann aus der Erdatmosphäre austreten. Die transportierte Energie verbleibt somit nicht in der Atmosphäre. Durch Einbringen von mehr Gasen, die Strahlung in diesen Wellenlängenbereichen absorbieren, wird das Wasserdampfenster zunehmend geschlossen und terrestrische Strahlung erfährt immer mehr Extinktion innerhalb der Erdatmosphäre. Damit verbleibt auch mehr Energie in der Atmosphäre und das anfangs angesprochene Gleichgewicht zwischen Energiezufuhr und Energieabgabe besteht nicht weiter, was zu einer Erwärmung der Atmosphäre führt (Teske, 2019, S. 6). Die wichtigsten Gase, deren Absorptionsbanden im Bereich des Wasserdampfensters liegen und die in der Atmosphäre dazu beitragen können, dieses zu schließen, sind Kohlendioxid, Ozon, Distickstoffoxid und Methan (Schönwiese, 2020, S. 120).

Je mehr Treibhausgase in die Atmosphäre eingebracht werden, desto stärker wird das Wasserdampfenster geschlossen und desto mehr terrestrische Strahlung wird innerhalb der Atmosphäre absorbiert bzw. gestreut. Um die resultierende Erwärmung der Atmosphäre auf unter 1.5 °C bzw. auf unter 2 °C zu beschränken, bleibt also eine bestimmte Menge an Treibhausgasen, die in die Atmosphäre eingebracht werden können. Um den Anstieg der mittleren Temperatur mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % unter 1.5 °C zu begrenzen, bleibt ab Jänner 2018 in etwa ein Budget von 560 GtCO₂eq - 580 GtCO₂eq (Masson-Delmotte et al., 2018, S. 12) (Teske, 2019, S. 8). Bei gleichmäßiger Aufteilung dieses CO₂-Budgets auf die Weltbevölkerung entfällt auf Österreich ab Jänner 2018 ein verbleibendes Budget von 1000 MtCO₂eq. Da Österreich in der Vergangenheit mehr Treibhausgase als viele andere Länder ausgestoßen hat, wäre dem Land im Vergleich zu anderen Ländern im Sinne der Klimagerechtigkeit ein geringerer Anteil des verbleibenden Budgets zuzuschreiben.

In den Jahren 2017-2020 wurden von dem verbleibenden Budget bereits etwa 314 MtCO₂eq verbraucht, was bedeutet, dass ab 2021 ein Treibhausgasbudget von maximal 700 MtCO₂eq bleibt (Kirchengast und Steininger, 2020). Dies verdeutlicht die Größe der Änderung, die in nahezu allen Bereichen in den nächsten Jahren passieren wird. Für den Sektor der Energiebereitstellung in Form von elektrischer Energie bedeutet dies einen nachhaltigen Umbau der heutigen Energieversorgung zu einem flexibleren, effizienteren und nachhaltigen System (Van De Putte et al., 2011).

Diese Fakten motivieren, die bevorstehende Transformation der Energieversorgung proaktiv mitzugestalten, denn diese ist die Basis für eine sichere und nachhaltige Bereitstellung von Energie. Eine nachhaltige Form der Energieversorgung stellt einen Grundstein dar, um die Erde

als den lebenswerten Planeten zu erhalten, der er heutzutage ist und folgenden Generationen eine gleich gute – oder bessere – Lebensgrundlage bieten zu können wie wir heutzutage vorfinden. Ein Beitrag dazu soll mit den vorliegenden Überlegungen geleistet werden

1.2 Problemstellung

Voraussetzung für eine nachhaltigere Energieerzeugung ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und dabei werden Fluktuierende Erneuerbare Energiequellen (VRES), wie Wind- und Solarenergie, eine Schlüsselrolle spielen. Das trifft global gesehen, im Besonderen aber auf Österreich bezogen, zu. Das Potential der Wasserkraft ist in Österreich schon weitestgehend ausgeschöpft, eine Energiewende wird also vor allem durch den Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftkapazitäten getragen werden (Kirchengast et al., 2019, S. 87). Da das heutige Energiesystem auf Erzeugungseinheiten basiert, welche abhängig von der Last die Erzeugung elektrischer Energie steuern, ist eine große Anzahl Erzeugungseinheiten, deren Erzeugungsleistung von anderen Größen wie den aktuellen Wetterverhältnissen abhängig ist, schwierig in dieses System zu integrieren (Rodríguez et al., 2014). Fluktuierende Stromerzeugung, die zeitlich nicht zwingend mit der Nachfrage nach elektrischer Energie übereinstimmt, stellt bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energieträger neue Anforderungen an das System der elektrischen Stromversorgung, um Netzstabilität zu garantieren und den Anteil der fossilen Erzeugung zu minimieren (Kirchengast et al., 2019, S. 91).

Fossile Stromerzeugung wird als Ausgleichsenergie dann eingesetzt, wenn der elektrische Bedarf nicht mit dem erneuerbar erzeugten Strom gedeckt werden kann. Mithilfe von Speichermöglichkeiten, Flexibilisierung der Last oder dem Ausbau der Übertragungskapazitäten kann die Notwendigkeit fossiler Stromerzeugung minimiert werden. Energiespeicher speichern elektrische Energie, die im Moment der Erzeugung nicht erforderlich ist, und tragen in Zeiten, in denen die Last nicht durch erneuerbare Erzeugung gedeckt werden kann, zur Deckung des Bedarfs bei. Eine stärkere Verflechtung des elektrischen Netzwerks führt zu einem glättenden Effekt zeitlicher Variabilität – sowohl auf der Verbraucherseite als auch auf der Erzeugerseite (Schaber et al., 2011, S. 5). Lastflexibilisierung hat eine geringere Unausgewogenheit zwischen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie als Folge, indem elektrische Lasten verschoben werden und - sofern dies möglich ist – an die Erzeugung angepasst werden.

Diese Arbeit wird sich auf den Bereich der Lastflexibilisierung fokussieren. Um für die Lastanpassung Aussagen treffen zu können, ist es essentiell den Zusammenhang zwischen erneuerbarer Energieerzeugung und Energienachfrage zeitlich präzise zu kennen. Ein genauer Einblick in die Netzwerkzeitreihen der Last, die nicht durch im Moment erzeugte erneuerbare Energie gedeckt werden kann, hilft bei der Erkennung und Nutzung von Möglichkeiten der Lastverschiebung. Die Residuallast, ist eine Größe, die das Ungleichgewicht zwischen Energieerzeugung und Stromverbrauch darstellt. Welche Residuallast sich für unterschiedliche Erzeugungssze-

narien ergibt und welchen Einfluss diese auf die Beschaffenheit der Residuallast haben, soll in der vorliegenden Arbeit untersucht werden.

Es stellt sich dazu also konkret die Fragestellung, welche Residuallast sich bei unterschiedlichen Ausbauraten fluktuierender erneuerbarer Energieträger im österreichischen Stromnetz ergibt und wie diese beschaffen ist. Das Themengebiet soll dabei durch folgende untergeordnete Fragestellungen abgesteckt werden, aus denen sich die technische und methodische Vorgehensweise erschließt:

1. Wie kann eine Simulationsumgebung geschaffen werden, die bei akzeptablem Rechenaufwand für die weiteren Betrachtungen exakt genug ist?
2. In welcher Weise kann das österreichische Stromnetz unter Annahme unterschiedlicher Ausbaukapazitäten erneuerbarer Energieträger geeignet simuliert werden?
3. Welche Veränderungen ergeben sich im Stromnetz durch die Integration von volatilen Erzeugungskraftwerken und Speichermöglichkeiten?
4. Welche CO₂-Intensität hat die österreichische Stromerzeugung bei unterschiedlichen Ausbauszenarien?
5. Wie wirken sich die aus den Szenarien resultierenden unterschiedlichen Angebote von Strom aus erneuerbaren Quellen auf die Anforderungen an die Energieflexibilität aus?

1.3 Aufbau der Arbeit

Der Hauptteil der Arbeit ist in vier Kapitel gegliedert. Im Kapitel Grundlagen werden zuerst der physikalische Hintergrund sowie die mathematische Formulierung des Lastflussproblems erklärt und es werden die Szenarien, die in die Überlegungen integriert werden, vorgestellt. Das Kapitel methodischer Ansatz befasst sich daraufhin mit der Arbeitsweise, der Erstellung der Simulationsumgebung sowie den Parametern, die zur Beantwortung der Fragestellung herangezogen werden. Die Ergebnisse sind im darauf folgenden Kapitel dargestellt und in einen Zusammenhang miteinander gebracht. Besonders relevante Punkte werden im Kapitel Diskussion nochmal aufgegriffen und analysiert. Zudem wird die Arbeitsmethode kritisch hinterfragt. Die Conclusio fasst das abgehandelte Thema nochmal zusammen und hebt die wichtigsten Aspekte der Arbeit hervor.

Eine Ausarbeitung technischer Aspekte der Programmierung wird in den folgenden Kapitel gering gehalten, die Codes, auf die verwiesen wird, finden sich deshalb im Anhang. Zudem sind alle Codes auf [GitHub](#) veröffentlicht und werden dort auch anhand einer technischen [Workflow-Beschreibung](#) genauer beschrieben.

2 Grundlagen

2.1 Veränderung elektrischer Stromnetze

Wie in Abschnitt 1 dargestellt, unterliegt der Elektrizitätssektor bedeutsamen Veränderungen, sowohl was die Erzeugung elektrischer Energie als auch den Verbrauch von Energie anbelangt. Während elektrische Energie in der Vergangenheit an geografisch konzentrierten Orten mit ständig hoher verfügbarer Leistung erzeugt wurde, weist die Stromerzeugung der Zukunft sowohl geografisch als auch zeitlich stärkere Variabilität auf (Stuebi, 2019). Beispielhaft für die starke zeitliche Variabilität der Stromerzeugung zeigt Abb. 1 die Verfügbarkeit von Solar- und Windkapazitäten in Österreich für einige Tage im August. In dieser Grafik ist die zeitlich veränderliche Verfügbarkeit der Solarenergie, die einfach durch die Veränderung des Sonnenstandes entsteht, sehr dominant zu erkennen. Die installierte Leistung \tilde{G} einer Erzeugungsanlage n steht also nicht, wie bei konventionellen Kraftwerken, immer in vollem Ausmaß zur Verfügung. Die verfügbare Leistung $G(t)$ wird durch eine zeitabhängige Variable $g(t)$ bestimmt, und es gilt

$$G_n(t) = \tilde{G}_n * g_n(t) \quad \text{mit } g(t) \in [0, 1] \quad (1)$$

, wodurch die verfügbare elektrische Leistung eine zeitabhängige Größe wird (Brown, 2020a). Aus Gleichung 1 geht hervor, dass die Energieerzeugung zeitlich stärker variieren wird, was für ein stabiles Netz hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit von Ausgleichsenergie bzw. Lastmanagement stellt.

Abbildung 2 zeigt beispielhaft den Glättungseffekt bei Betrachtung eines größeren geografischen Gebiets. Für die Betrachtung ausgedehnterer geografischer Gebiete setzt sich dieser

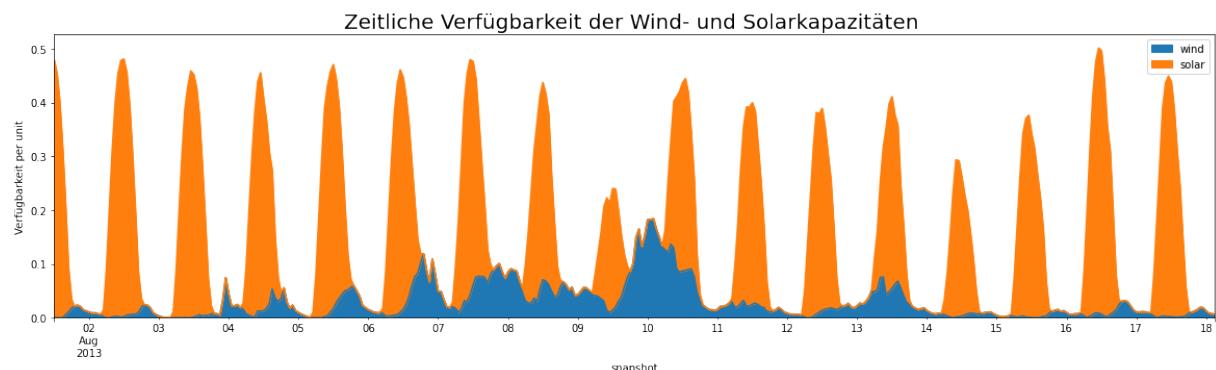


Abbildung 1: Verfügbarkeit von Solar- und Windkraftkapazitäten in Österreich für einen Beispielzeitraum [eigene Abbildung].

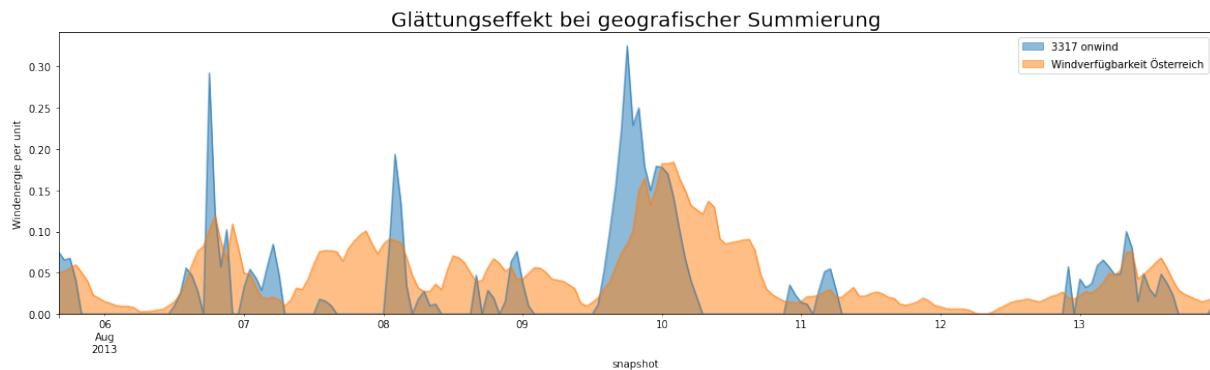


Abbildung 2: Glättungseffekt bei Betrachtung eines größeren geografischen Gebiets. Die Node '3317 onwind' bildet einen Bereich ab, der in etwa dem des Tennengaus und des Flachgaus entspricht [eigene Abbildung].

Trend fort, wie in (Brown, 2020a) ausgeführt. Ebenso kann der Glättungseffekt sowohl für die Erzeugung elektrischer Energie mittels variabler erneuerbarer Energieträger beobachtet werden als auch für die zeitliche Anforderung elektrischer Last. Der starke Einfluss wetterabhängiger Erzeugung elektrischer Energie mittels Solar- und Windkraftwerken nimmt mit größerem geografischen Betrachtungsraum damit ab (Brown et al., 2017, S. 1). Die geografische Ausdehnung eines Netzwerks und damit einhergehend die Anzahl an Verbrauchern bzw. Erzeugern in diesem Netzwerk hat also einen nicht vernachlässigbaren Effekt auf die zeitliche Verfügbarkeit erneuerbarer Energie bzw. auf die Lastkurven.

2.2 Ausbauszenarien erneuerbarer Energieträger

Ausgehend von der Treihausgasreduktion, die in Abschnitt 1 behandelt wurde, werden sektorenweise sowie sektorübergreifend entsprechende Emissionspfade und Ziele gesetzt. Für den Stromsektor ist das Ziel, die Stromerzeugung zu dekarbonisieren wobei sich der Betrachtungszeitraum üblicherweise bis zu dem Jahr der Erreichung dieses Ziels erstreckt. Um die Pariser Klimaziele erfüllen zu können ist eine vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors bis zum Jahr 2050 notwendig, weshalb sich viele Szenarien auf dieses Jahr beziehen (Teske, 2019, S. 25f). Schlussendlich ist für die Erreichung der Emissionsziele nicht nur das Jahr der Dekarbonisierung wichtig, sondern die kumulierten Emissionen, weshalb die Formulierung eines Zwischenziels sinnvoll erscheint (Resch et al., 2017, S. 11). Dafür wird üblicherweise das Jahr 2030 herangezogen.

Die Ausarbeitung von Szenarien soll dazu dienen, einen Sektor möglichst genau abzubilden oder einen breit gefassten sektorübergreifenden Bereich allgemeiner zu erfassen. Demnach bedarf es unterschiedlicher Annahmen und Inputdaten wie beispielsweise Energieflüsse, sektorspezifische Emissionen oder vermehrte Betrachtung gesellschaftlicher Aspekte. Für die

Name	Photovoltaik [TWh]	Windkraft [TWh]	Wasserkraft[TWh]
Klima und Energiezukunft	56	20	43
Szenario Umweltbundesamt	19	17	54
Stromzukunft	<20	30	50

Tabelle 1: Potentiale zur Energieerzeugung nach Szenarien für das Jahr 2050 (Veigl, 2017, S. 22), (Resch et al., 2017, S. 19) (Krutzler et al., 2016, S. 19)

weitere Arbeit werden Szenarien verwendet, deren Formulierung eine möglichst genaue Abbildung des Energiesektors zum Ziel haben. Vier unterschiedliche Szenarien fließen als Input in die weiteren Betrachtungen ein. Deren wichtigste Grundannahmen sollen demnach hier erwähnt werden.

Szenario Energie- und Klimazukunft Österreich (Andreas Veigl): Die Beschreibung zum Elektrizitätssektor in diesem umfangreichen Szenario enthält Werte zur Energieaufbringung für 2050 sowie für das Jahr 2030. Dabei wird von einem moderaten Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum ausgegangen, der Bedarf an elektrischer Energie steigt, der Energiebedarf soll gegenüber dem Basisjahr 2013 aber gesenkt werden (Veigl, 2017, S. 4). Bezuglich der Potentiale erneuerbarer Energieträger wird besonders auf eine nachhaltige und naturverträgliche Nutzung geachtet, weshalb der Wert des Wasserkraftpotentials im Gegensatz zu den Annahmen der anderen Szenarien niedriger ist (siehe Tabelle 1). Ein Netzausbau wird in diesem sowie auch in den folgenden Szenarien nicht eingerechnet. Es wird aber davon ausgegangen, dass das elektrische Netz entsprechend den Anforderungen ausgebaut wird. Alle weiteren Annahmen sind in (Veigl, 2017) auf den Seiten 11-12, Seite 22 sowie Seiten 25-27 nachzulesen. Die entsprechenden Werteziele für die Energieerzeugung 2030 und 2050, geordnet nach Erzeugungstechnologie, sind in Tabelle 2 angegeben.

Szenario erneuerbare Energie (Umweltbundesamt): In diesem Szenario wird bezüglich des Energiesektors allgemein erklärt, „dass Annahmen getroffen [werden], die entweder zu einer Erhöhung der Effizienz oder zu einer Substitution von fossilen durch erneuerbare Energieträger führen“ (Krutzler et al., 2016, S. 7). Es werden insbesondere politische Entscheidungen angenommen, die einen vermehrten Ausbau erneuerbarer Energien und den stärkeren Einsatz von erneuerbaren Energien in Industrie und Mobilität forcieren. Zudem wird von grundlegenden technologischen Neuerungen ausgegangen. Das Szenario sieht ebenfalls ein moderates Bevölkerungs- sowie Wirtschaftswachstum vor. Die geschätzten Potentiale erneuerbarer Energieträger in Österreich sind in Tabelle 1 zu sehen. Die resultierenden Erzeugungswerte des Szenarios für die Jahre 2030 sowie 2050 können Tabelle 2 entnommen werden. Weitere Annahmen können in (Krutzler et al., 2016) auf den Seiten 5-12 nachgelesen werden.

Name	Photovoltaik [TWh]		Windkraft [TWh]		Wasserkraft [TWh]	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Klima und Energiezukunft	12.90	32.70	12.00	20.00	43.00	43.00
Szenario Umweltbundesamt	14.83	23.56	17.41	21.08	42.72	45.27
Regierungsprogramm 2020	13.04		16.79		47.00	
Stromzukunft	1		8		44	

Tabelle 2: Energieerzeugung für die Jahre 2030 und 2050 für die betrachteten Szenarien (Bundeskanzleramt Österreich, 2020, S. 79)

Regierungsprogramm 2020 - 2024: Das 2021 beschlossene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz sieht vor, national bilanziell im Jahr 2030 eine 100% erneuerbare Stromversorgung zu garantieren. Dabei wird für die Stromversorgung auch der Zubau nach Erzeugungstechnologie festgelegt. Diese Betrachtung des Sektors der elektrischen Energie ist nicht Teil eines umfassend ausgearbeiteten Szenarios mit klar definierten Annahmen und Methoden. Es handelt sich also um kein Energieszenario an sich, aufgrund der zeitlichen Relevanz soll es aber in die Betrachtungen miteinfließen, zumal es den politischen Willen der Forcierung erneuerbarer Energieträger in Österreich darstellt. Die Erzeugungskapazitäten des Regierungsprogramms wurden mithilfe von Werten der Statistik Austria (Statistik_Austria, 2020) berechnet und sind in Tabelle 2 angegeben.

Referenzszenario Stromzukunft Österreich (Energy Economics Group TU Wien): Ein Referenzszenario (entnommen aus (Resch et al., 2017) soll zum Vergleich die Situation darstellen, wenn jegliche klima- und energiepolitischen Vorhaben unberücksichtigt bleiben und erneuerbare Energieträger nicht weiter gefördert werden. Diese Annahmen spiegeln damit in keiner Weise ein realitätsgerechtes Bild wider und das Szenario dient damit lediglich als Referenz für die Bewertung der restlichen Ergebnisse. Der Vollständigkeit halber sind die angenommenen maximalen Potentiale erneuerbarer Energieträger, die in anderen Szenarien dieser Publikation behandelt werden, in Tabelle 1 mit angegeben.

2.3 Physikalische Grundlagen

Ein elektrisches Netzwerk besteht aus Netzwerkkomponenten, die nach ihrer Funktion im Netzwerk grob in Erzeuger, Verteiler und Verbraucher geteilt werden können (Jizhong, 2015, S. 2). Diese physikalischen Komponenten werden im Folgenden behandelt, wobei ein Fokus auf die für die weiteren Betrachtungen wichtigen Komponenten gelegt wird, nämlich Erzeuger und Speicher. Letztere fallen dabei sowohl in den Bereich der Erzeuger als auch in den Bereich der Verbraucher. Zudem werden im Folgenden die fundamentalen Eigenschaften, die in einem

elektrischen Netzwerk gelten und auf denen auch das Modell der vorliegenden Arbeit beruht, beschrieben.

2.3.1 Erzeuger

Erzeugende Einheiten stellen die Quelle elektrischer Energie in einem Netzwerk dar. Nach dem Energieerhaltungssatz kann Energie weder erzeugt noch vernichtet werden, weshalb das Wort „Quelle“ im Zusammenhang eines abgeschlossenen elektrischen Netzwerks zu sehen ist. Erzeugungsanlagen wandeln Energie aus unterschiedlichen Quellen in nutzbare elektrische Energie um. Konventionelle Stromerzeugungsanlagen basieren auf einem Generator, der durch Drehung ein zeitlich veränderliches elektrisches Feld erzeugt, das als Basis für den Wechselstrom dient. Dabei werden unterschiedliche Techniken verwendet, um die Drehbewegung am Generator zu erzeugen, wie die Verbrennung fossiler Brennstoffe, deren Dampf eine Turbine antreibt (Jizhong, 2015, S. 2f). Durch Regelung der Verbrennung kann beispielsweise die Menge elektrischer Energie, die erzeugt werden soll, angepasst werden.

Erneuerbare Energieträger nutzen Energie, die von natürlichen, erneuerbaren Ressourcen stammt. Dabei nutzen die hier besprochenen Technologien entweder auf direktem oder auf indirektem Weg die Energie der Sonne (Jizhong, 2015, S. 6). Variable erneuerbare Energieträger zeichnen sich besonders dadurch aus, dass sich ihre Verfügbarkeit als Funktion der Zeit stark ändert und nur begrenzt vorhergesagt werden kann. Windenergie und Solarenergie gelten beispielsweise als variable erneuerbare Energieträger (Leisch und Cochran, 2015).

Photovoltaik

Photovoltaiktechnologie nutzt die solare Strahlungsenergie und wandelt diese direkt in elektrische Energie um. Grundlage für diese Technologie sind Halbleitermaterialien. Im Bändermodell besitzen Halbleiter ein mit Elektronen voll besetztes Valenzband sowie ein leeres Leitungsband, wobei sich die beiden Bänder nicht überschneiden. Sie sind damit im Ruhezustand Nichtleiter, weisen aber im Unterschied zu diesen einen vergleichsweise schmalen Bandabstand von unter $E_B \approx 3 \text{ eV}$ auf. Trifft ein Photon auf Halbleitermaterial ein, dessen Energie größer ist als der Bandabstand des Materials, also $E_{ph} > E_B$ gilt, kann bei Energieübertragung auf ein Elektron dieses vom Valenzband ins Leitungsband angehoben werden und es kommt zur Bildung von Elektron-Loch-Paaren. Um eine ansonsten zwingend stattfindende Rekombination dieses Paars, bestehend aus zwei unterschiedlich geladenen Ladungsträgern, zu verhindern, wird in einer Solarzelle dieses Elektron-Loch-Paar durch ein elektrisches Feld getrennt. Auf der negativen Seite kommt es dadurch zu einer lokalen Akkumulation von negativen Ladungsträger, auf der positiven Seite zu einer Akkumulation von Löchern, welche als positive Ladungsträger verstanden werden können. Da das elektrische Feld die Ladungsträger von einer sofortigen Rekombination im Material abhält, gelangen sie über Anbringen eines externen Stromkreises

auf den jeweils anders geladenen Bereich, um dort zu rekombinieren. Sie tragen damit zum Stromfluss bei (Kalschmitt et al., 2020, S. 339ff).

Solarzellen werden in Solarmodule zusammengefasst, welche mit unterschiedlichen Möglichkeiten der Verschaltung eine Photovoltaikanlage bilden. Dabei ist der Energieertrag eines Moduls proportional zur Sonnenenergie, die auf die Moduloberfläche trifft. Bei einer fixen Aufständerung von Solarmodulen ändert sich im Laufe eines Tages der Einstrahlungswinkel des Lichtes stark. Damit verbunden variiert auch die proportional auf die Moduloberfläche eingeschaltete Sonnenenergie sowie die elektrische Leistung, die entnommen werden kann. Bei einer fixen Aufständerung wird in der nördlichen Hemisphäre mit einer Ausrichtung nach Süden sowohl im Tagesverlauf als auch im Jahresverlauf der maximale Energieertrag erreicht (Kalschmitt et al., 2020, S. 406). Photovoltaikanlagen sind mittels Wechselrichter in das Stromnetz eingebunden, welche neben der DC-AC-Umwandlung je nach Anlagenkonzept auch andere Aufgaben ausführen (Kalschmitt et al., 2020, S. 420f). Wie soeben erläutert, variiert die Energieerzeugung mittels Photovoltaik innerhalb eines Tages stark, da die von der Sonneneinstrahlung transportierte Energie auf einen fixen Punkt innerhalb von 24h ebenfalls erheblich variiert. Zudem verändert sich die solare Einstrahlung an einem Punkt innerhalb eines Tages aufgrund lokal unterschiedlicher Wetterverhältnisse, wodurch sich die tatsächliche Verfügbarkeit der installierten solaren Leistung stark verändert und nur begrenzt vorhersagbar ist. Die Variation der Verfügbarkeit installierter Leistung ist beispielweise in Abbildung 1 zeigt.

Windenergie

Die in strömenden Luftmassen enthaltene Bewegungsenergie wird mittels Windkraftanlagen durch Drehung eines Rotors zuerst in mechanische Energie umgewandelt. Diese mechanische Energie kann mithilfe eines Generators abgegriffen werden, um elektrische Energie zu erzeugen. Windkraftanlagen nutzen damit indirekt die Energie der Sonneneinstrahlung, welche die Energie zur Bewegung von Luftmassen bereitstellt. Der Rotor einer Windkraftanlage verarbeitet dabei die kinetische Leistung des Windes. Für die kinetische Energie gilt allgemein

$$\begin{aligned} E &= \frac{mv^2}{2} \\ \frac{dE}{dt} &= P = \frac{\dot{m}v^2}{2} \end{aligned} \tag{2}$$

, wobei m für die Masse und v für die Geschwindigkeit steht. Für die Luftmasse gilt bei Betrachtung einer Kreisfläche mit Radius r weiters

$$\dot{m} = \rho V = r^2 \pi v$$

. Durch Einsetzen in Gleichung 2 ergibt sich mit

$$P = \frac{r^2 \pi v^3}{2} \tag{3}$$

eine starke Abhängigkeit der Leistung von der Windgeschwindigkeit (Kaltschmitt et al., 2020, S. 463ff). Die Leistung des Windes ist also von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängig. Ändert sich die Windgeschwindigkeit an einem geografischen Punkt, hat dies einen starken Einfluss auf die mögliche Stromerzeugung mittels Windkraftanlage an diesem Punkt. Darauf sind die starken Anstiege und Abfälle der blauen Kurve in Abbildung 2 zurückzuführen.

Wasserkraft

Wasserkraftanlagen nutzen die im Wasserkreislauf enthaltene Energie zur Bereitstellung mechanischer und in weiterer Folge elektrischer Energie. Durch Sonneneinstrahlung verdunstet Wasser, zum Großteil aus den Weltmeeren stammend, und wird als Wasserdampf in die Atmosphäre gebracht. Kann die Luft die zu speichernde Menge an Wasserdampf durch Abkühlung der Luftmassen nicht mehr halten, trifft dieser im Form von Niederschlag auf die Erdoberfläche auf. Der in Bächen oder Flüssen abfließende Teil dieses Niederschlags kann dann für die Stromerzeugung mittels Wasserkraftanlagen genutzt werden (Kaltschmitt et al., 2020, S. 136f).

Im Allgemeinen wird dabei ein bestehender Wassereinlauf mittels eines Absperrbauwerks dementsprechend verändert, dass zwischen dem Wassereinlauf und einem entsprechenden Wasserauslauf eine ausreichende Fallhöhe entsteht, um eine Energieumwandlung durchführen zu können. Die Turbine entzieht dem Wasser die Energie, die durch den Unterschied des Wasserspiegels zwischen Wassereinlauf und Wasserauslauf entsteht. Diese mechanische Energie wird in weiterer Folge mittels Generator in elektrische Energie umgewandelt, wie dies auch bei konventionellen Kraftwerken der Fall ist.

In der Betriebsweise können Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke unterschieden werden. Während Laufwasserkraftwerke unmittelbar an den jeweils verfügbaren natürlichen Zufluss eines Gewässers gekoppelt sind, verfügen Speicherkraftwerke über einen Stauraum. Damit sind sie nicht mehr vom momentanen Zufluss des Gewässers abhängig, und die Produktion kann – in einem gewissen Ausmaß – nach den Anforderungen des Netzes gesteuert werden. Auch Laufwasserkraftwerke, deren Produktion direkt an den natürlichen Zufluss eines Gewässers gebunden sind, unterliegen weitaus geringeren Verfügbarkeitsschwankungen der installierten Leistung als die bereits besprochenen Erzeugungstechnologien (erkennbar an Abbildung 3 im Vergleich zu Abbildung 1). Dadurch, dass die Produktion von Speicherwasserkraftanlagen nicht an den natürlichen Zufluss gekoppelt ist, kann sich die Stromproduktion nach der Nachfrage nach elektrischer Energie orientieren. Wasserkraftanlagen können damit zur Netzstabilisation und Frequenzhaltung beitragen. Anders als Photovoltaik und Windkraft zählen sie deshalb nicht zu den variablen erneuerbaren Energieträgern (Kaltschmitt et al., 2020, S. 592ff).

Pumpspeicherkraftwerke nutzen elektrische Energie, um sie in Form von potentieller Energie zu speichern. Sie bringen also nicht mehr elektrische Energie in das Stromnetz ein, sondern

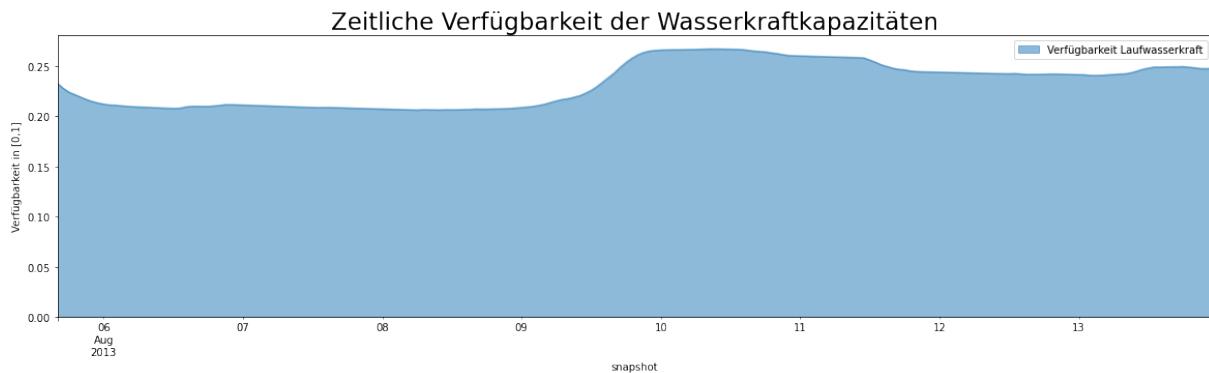


Abbildung 3: Zeitliche Verfügbarkeit der installierten Leistung an Laufwasserkraftanlagen in Österreich
[eigene Abbildung]

dienen ausschließlich der Speicherung der Energie. Dazu bestehen sie aus einem Oberbecken und einem Unterbecken, zwischen denen sowohl eine Verbindung mit Pumpen, als auch eine Verbindung mit Turbinen besteht. Die Pumpen dienen dabei der Umwandlung elektrischer Energie in potentielle Energie, indem Wasser aus dem Unterbecken in das Oberbecken gepumpt wird. In einem erneuerbaren Stromnetz, wie es in Abschnitt 1.1 skizziert ist, ist dies beispielsweise dann einzusetzen, wenn die Erzeugung erneuerbarer elektrischer Energie die Nachfrage nach Strom übersteigt. Die gespeicherte Energiemenge kann dann durch die potentielle Energie ausgedrückt werden.

$$EPOT = mg(h_h - h_l) \quad (4)$$

h_h bzw. h_l ist die geodätische Höhe des Oberwassers bzw. des Unterwassers, m ist die Masse der gepumpten Wassermenge und g die Gravitationskonstante (Kaltschmitt et al., 2020, S. 583). Bei Energiebedarf kann Wasser vom Oberbecken ins Unterbecken gelassen werden und die kinetische Energie der bewegten Wassermenge auf bereits beschriebene Art zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt werden. Der Gesamtwirkungsgrad von Speicherkraftwerken erreicht etwa 80 %. Pumpspeicherkraftwerke werden oft gemeinsam mit Speicherwasserkraftwerken betrieben, womit sie sowohl Nettoenergie erzeugen als auch große Energiemengen speichern können (Kaltschmitt et al., 2020, S. 602f). Aus diesem Grund können Pumpspeicherkraftwerke im Netzbetrieb zur Abflachung großer Lastvariationen verwendet werden (Hadjipaschalidis et al., 2009, S. 1521).

2.3.2 Elektrische Speicher

Der vermehrte Einsatz fluktuierender erneuerbarer Energieträger bringt umstrittene und für die nachhaltige Bewirtschaftung eines Stromnetzes unbedingt notwendige Vorteile mit sich, stellt aber auch neue Anforderungen an den Betrieb ebendieses Stromnetzes. Die Erzeugungsleistung fluktuierender Erzeugungsanlagen stimmt im Allgemeinen nicht mit der Nachfrage elektrischer Leistung überein, was Energiespeicherung zu einem wichtigen Faktor in einem stabilen

elektrischen Netz macht, in dem die Energie zu einem großen Teil mit erneuerbaren Ressourcen erzeugt wird (Hadjipaschalis et al., 2009, S. 1514). Neben den im vorherigen Absatz bereits erwähnten Pumpspeicherkraftwerken zur Speicherung elektrischer Energie gibt es diverse andere Speichertechnologien. Im Netzbetrieb werden verschiedene technologische Speicheransätze für unterschiedliche Anwendungen verwendet, weshalb im Folgenden die Speicherung elektrischer Energie durch Erhöhung eines elektrochemischen Potentials und die Speicherung durch Erzeugung eines elementaren Reinstoffs aus einem Oxid betrachtet werden (Hittinger et al., 2012).

Durch Speicherung von Energie in chemischen Bindungen, die ein höheres Bindungsniveau haben als die entsprechenden Edukte besitzen, kann elektrische Energie in Form von chemischer Energie eingelagert werden. Dieses höhere Bindungsniveau wird durch eine reversible Redoxreaktion mithilfe von elektrischer Energie erreicht. Bei Entladung des Speichers, also zur Freisetzung elektrischer Energie, wird die energetisch höhere Bindung aufgelöst und wieder auf ein energetisch niedrigeres chemisches Niveau gebracht. Dabei wird elektrische Energie freigesetzt. Die technische Umsetzung findet in Form von verschiedenen Varianten statt, das Funktionsprinzip bleibt dabei das beschriebene (Kaltschmitt et al., 2020, S. 1132f). Ein Beispiel dafür sind Natrium-Schwefel-Akkumulatoren, die im Netzbetrieb zur Spitzenlastabdeckung und Verbesserung der Spannungsqualität eingesetzt werden (Hadjipaschalis et al., 2009, S. 1517).

Ein viel diskutierter Vertreter der Speicherung elektrischer Energie durch Herstellung eines elementaren Reinstoffs aus einem Oxid ist Wasserstoff. Mittels elektrischer Energiezufuhr wird die chemische Verbindung Wasser aufgetrennt und damit der Reinstoff Wasserstoff erzeugt. Bei einer erneuten Oxidation des Wasserstoffs zu Wasser, welche über verschiedenste Wandlungspfade vonstatten gehen kann, wird die gespeicherte Energie in Form von elektrischer Energie wieder frei. Die zugrundeliegende chemische Reaktion ist $2 \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$, wobei die Energiespeicherung bei Reaktion nach rechts stattfindet, die Energieabgabe bei Reaktion nach links. Zur Speicherung des Reinstoffs Wasserstoff bestehen verschiedene Optionen, die den Stoff zum Beispiel unter Hochdruck speichern, verflüssigen oder in einer chemischen Bindung in anderen Materialien einlagern (Kaltschmitt et al., 2020, S. 1140ff).

2.3.3 Fundamentale Eigenschaften elektrischer Systeme

Für die folgenden Betrachtungen wird ein elektrisches Netzwerk herangezogen, welches aus N Netzknotenpunkten besteht. Diese Netzknotenpunkte sind mit L Netzwerkverbindungen verknüpft, auf denen elektrische Ströme f_l fließen. Ein Netzknotenpunkt stellt dabei nach Definition jeden Punkt dar, an dem zwei Verbindungen aneinander treffen (Jizhong, 2015). Der Einfachheit halber sind Netzknotenpunkte hier als Punkte zu sehen, an denen Last, Generatoren bzw. Speicher und Netzwerkverbindungen aufeinander treffen. Die angegebenen Gleichungen können aber auf die weiter gefasste Definition eines Netzknotenpunkts verallgemeinert werden.

Zwei fundamentale physikalische Eigenschaften elektrischer Schaltungen, die in den Kirchhoffsschen Regeln formuliert sind, sollen im Folgenden betrachtet werden. Das erste Kirchhoff'sche Gesetz (Knotenregel) besagt, dass an einem Netzknotenpunkt die Summe aller einfließenden Ströme gleich der Summe aller ausfließenden Ströme ist (Jizhong, 2015, S. 26). Für einen Netzknotenpunkt i gilt also

$$p_i = \sum_i K_{il} f_l \quad (5)$$

mit dem Stromfluss p_i , welcher aus der Summe der abfließenden Ströme durch einen Verbraucher $d < 0$ und der zufließenden Ströme durch Generatoren $g_s > 0$ entsteht. Für ein elektrisches Netzwerk mit N Netzknotenpunkten muss deshalb mit Gleichung 5 für jeden Zeitpunkt t

$$p_{i,t} = \sum_s g_{i,s,t} + d_{i,t} = \sum_l K_{il} f_{l,t} \quad \forall i = 1, \dots, N \quad (6)$$

gelten (Hörsch, Ronellenfitsch et al., 2018, S. 2). K_{il} ist dabei die Incidence-Matrix, für die gilt

$$K_{il} = \begin{cases} 1 & \text{wenn } l \text{ beim Punkt } i \text{ startet} \\ -1 & \text{wenn } l \text{ beim Punkt } i \text{ endet} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (7)$$

(Brown, 2020b). Mit dem zweiten Kirchhoff'schen Gesetz (Maschenregel) wird beschrieben, dass sich in einem geschlossenen Kreis, also wenn die Netzwerkverbindung innerhalb einer begrenzten Anzahl an Netzknotenpunkten wieder zu ihrem Startknotenpunkt zurückkommt, die Summe der Spannungen auf Null summiert. Für einen geschlossenen Kreis k gilt also

$$\sum_{i \in k} v_i = 0 \quad (8)$$

(Jizhong, 2015, S. 26). Eine allgemeine Definition dieser Gleichung kann mithilfe der Zyklus-Matrix C erfolgen. Diese steht in direktem Zusammenhang mit der Incidence-Matrix, welcher aber nicht weiter ausgeführt werden soll. Die Matrix besteht aus der Kombination der Vektoren, welche die Netzwerkverbindungen beschreiben, die gemeinsam einen geschlossenen Kreis bilden. Jede Zeile der Matrix beschreibt deshalb einen Vektor eines unabhängigen geschlossenen Kreises, wobei die Netzwerkverbindungen Richtungen haben und die Matrix deshalb durch

$$C_{lc} = \begin{cases} 1 & \text{wenn } l \text{ Teil des Kreises } c \text{ ist} \\ -1 & \text{wenn } l \text{ verkehrt durchlaufen Teil des Kreises } c \text{ ist} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (9)$$

definiert werden kann. Relevant ist, dass die Zyklus-Matrix für N Netzknotenpunkte und L Netzwerkverbindungen von Dimension $L - N + 1$ ist (Hörsch, Ronellenfitsch et al., 2018, S. 2).

Damit gilt in einem elektrischen Netzwerk allgemein

$$\sum_i K_{i,l} v_i \sum_l C_{lc} = 0 \quad \forall c \quad (10)$$

(Brown, 2020b). Diese Gleichungen beschreiben die wichtigsten physikalischen Grundlagen eines elektrischen Netzwerks. Gemeinsam mit den in den vorherigen Absätzen beschriebenen Netzwerkkomponenten stellen sie die wesentlichen Elemente des in der weiteren Arbeit betrachteten Netzwerks dar.

3 Methodischer Ansatz

Um die in Abschnitt 2 definierte Fragestellung akkurat beantworten zu können, wird auf den Ansatz einer Netzwerksimulation zurückgegriffen. Es wird in der vorliegenden Arbeit eine Simulationsumgebung geschaffen, mit der die Residuallast nicht erneuerbar erzeugter elektrischer Energie für unterschiedliche Ausbauszenarien fluktuiierender erneuerbarer Energieträger in einer stündlichen Genauigkeit bestimmt und mit Fokus auf zeitliche Aspekte ausgewertet werden kann. Dabei wird auf ein bestehendes Simulations- und Berechnungsmodell für elektrische Netze zurückgegriffen und für die Überlegungen entsprechend angepasst. Die Hochspannungsebenen des bestehenden elektrischen Netzes werden abgebildet und die bestehenden Erzeugungsstrukturen mit eingebunden. Auf Basis der zeitlichen Verfügbarkeit installierter Leistung erneuerbarer Energieträger werden Erzeugungsprofile dieser Energieträger erstellt und mit den Verbraucherdaten in Relation gesetzt. Das aus den Netzwerkgleichungen 6 und 10 resultierende mathematische Problem wird numerisch gelöst und die Residuallast nicht erneuerbarer Energieträger wird berechnet und ausgewertet.

Im Folgenden soll zuerst die Basis des Modells inklusive der getroffenen Annahmen erklärt und später auf die genaue Implementierung und Veränderung des vorhandenen Workflows eingegangen werden. Zum Schluss werden Parameter definiert, anhand derer die Auswertung der Residuallast erfolgt und auf deren technische Implementierung eingegangen werden soll. Außerdem werden die verschiedenen Dateninputs zum Aufbau des Modells erklärt und bewertet. Eine genaue Aufschlüsselung findet sich jedoch auch in der technischen Workflowbeschreibung im entsprechenden Github-Repository des Modells¹.

3.1 Abgrenzungen des Netzwerkmodells

Ein Modell zeichnet sich durch „Funktions-, Struktur- oder Verhaltensähnlichkeiten bzw. -analogien zu einem Original“ (Thommen, o. D.) aus und stellt damit eine Abstraktion der Realität dar. Entscheidend für die Konsistenz des Netzwerkmodells ist demnach die genaue Darlegung dieser Abstraktionen und der Modellgrenzen. Geografisch werden Österreich und die direkt angrenzenden Länder in das Modell mit einbezogen. Das sind damit folgende Staaten: Österreich, Italien, Slowakei, Schweiz, Slowenien, Tschechien, Deutschland, Ungarn. Die betrachteten Länder sind in Abbildung 1 skizziert. Die geografischen Ländergrenzen werden dabei

¹Link zur technischen Beschreibung des Workflows: https://github.com/maxnutz/res_aut/blob/13d17799fc46f710552d2267973c671e53e8e6a5/Dokument/Workflow/Workflow.ipynb

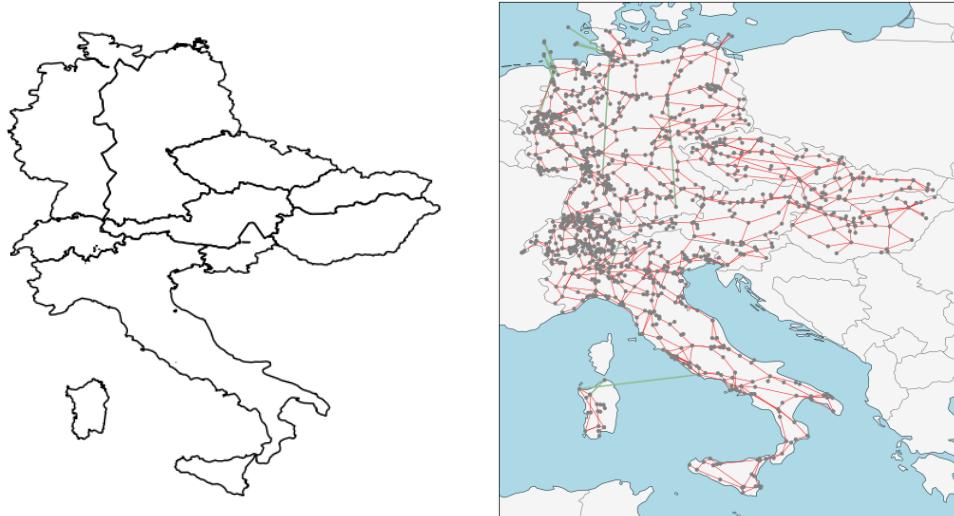


Abbildung 1: *links:* Geografische Grenzen: alle im Netzwerkmodell betrachteten Länder; [eigene Abbildung]
rechts: Netzwerktopologie der ENTSO-E Interactive Map [eigene Abbildung]

aus (Kelso und Patterson, 2020, S. V.4.1.0) importiert. Die zeitliche Betrachtungsdauer beträgt ein Jahr, also 8760 Stunden. Diese Zeitdauer wird in 8760 gleich große Zeitabschnitte geteilt, wodurch eine zeitliche Genauigkeit von einer Stunde erreicht wird. Die im Modell integrierten bestehenden Netzebenen sind alle Spannungsebenen über 220 kV (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 3). Informationen über die Netzwerktopologie werden der ENTSO-E Interactive Map entnommen, welche das elektrische Netz auf Stand Jänner 2019 darstellt (ENTSO-E, 2017). Die direkt daraus resultierende Netzwerktopologie des Modells ist in Abbildung 1 rechts gezeigt. Das elektrische Netzwerk innerhalb Österreichs ist dabei durch 33 Netznotenpunkte und entsprechenden Netzwerkverbindungen repräsentiert.

3.2 Modellgrundlagen

Die Arbeit baut auf schon vorhandenen Bibliotheken und Codes auf, die frei zugänglich und verwendbar sind. Grundlage dafür ist die Programmiersprache Python. Diese Sprache baut stark auf Packages auf, die mit dem Anaconda Package Manager verwaltet werden (Anaconda_Inc., 2015). Ein grundlegendes Package zur Implementierung dieses Modells stellt das Toolkit PyPSA dar. Zudem wird der bestehende Workflow PyPSA-Eur adaptiert, wobei große Teile der Netzwerkaufbereitung und Inputdatenverarbeitung übernommen werden. Deshalb wird sowohl auf das Package PyPSA als auch auf den Workflow PyPSA-Eur in den kommenden Abschnitten thematisch eingegangen.

3.2.1 PyPSA: Python for Power System Analysis

PyPSA ist ein in Python integriertes Package, welches für die Berechnung und Simulation von modernen Energienetzwerken verwendet werden kann. Der für den Einsatz hier entscheidende Unterschied zu vergleichbaren Tools liegt darin, dass mit PyPSA nicht nur eine Auswertung des Netzes zu einem Zeitpunkt t möglich ist, sondern über multiple Zeitperioden modelliert wird, was für eine akkurate zeitliche Darstellung der Residuallast wesentlich ist (Brown et al., 2018). Dazu werden in einem modellierten Netzwerk unterschiedliche Netzwerkkomponenten definiert, welche im Folgenden mit Fokus auf ihre relevanten Eigenschaften für die Modellbildung beschrieben werden. Aus Konsistenzgründen werden die Bezeichnungen hier auf Englisch angegeben.

Bus und Line: Ein Netzknotenpunkt, wie er für die Beschreibung der Netzwerkgleichungen in Abschnitt 2.3.3 definiert wurde, wird durch einen Bus repräsentiert. Alle anderen Komponenten sind an einem Bus-Element angebracht. Im Netzwerkmodell verfügt somit jeder Bus über mindestens ein Strom erzeugendes Element, ein Strom verbrauchendes Element und ein Verbindungselement zu anderen Netzknotenpunkten. Verbindungen zwischen Buses werden mit Lines implementiert. Sie zeichnen sich durch eine bestimmte Impedanz aus. Lastflüsse in Lines ergeben sich auf Basis dieser Impedanzen und der Spannungsunterschiede der entsprechenden Buses. Jeder Bus erfüllt die Kirchhoffsche Knotenregel, wie in Gleichung 5 formuliert (Brown et al., 2018, S. 2ff).

Load: Strom verbrauchende Elemente werden in dem elektrischen Modell als Loads dargestellt. Sie repräsentieren eine fixe Nachfrage nach elektrischer Energie $d_i(t)$ an einem Bus i , die zu jedem Zeitpunkt genau gedeckt werden muss. Neben Energieverlusten über eine Effizienz kleiner 1 verlässt Energie das betrachtete System über das Element der Loads (Brown et al., 2018, S. 2).

Generator: Generators bringen elektrische Energie in das Modell. Sie wandeln Energie von einem **Carrier** in elektrische Energie um. Ein Carrier ist dabei ein Energieträger, wie beispielsweise Wechselstrom, Wind oder Gas. Für die weiteren Betrachtungen wichtige Eigenschaften von Generatoren sind die installierte Kapazität p_{nom} beziehungsweise $p_{\text{nom_opt}}$ sowie die maximal installierbare Leistung $p_{\text{nom_max}}$. Zudem wird die Größe $p_{\text{max_pu}}$ für die Darstellung der Verfügbarkeitsprofile fluktuierender Energieträger verwendet. Sie gibt die maximal verfügbare Leistung $G(t)$ in Einheiten der installierten Leistung \tilde{G} an. Gleichung 1, welche die verfügbare Leistung eines Generators zum Zeitpunkt t beschreibt, wird somit durch p_{nom} und $p_{\text{max_pu}}$ (entspricht $g(t)$) implementiert (Brown et al., 2018).

Storage Unit/Store: Speichereinheiten werden im elektrischen Netz mit zwei unterschiedlichen PyPSA-Elementen modelliert. Sie bilden Energiespeicher ab, die eine Effizienz besitzen und eine begrenzte Menge an Energie speichern können. Diese Menge an Energie ist durch die Nominalkapazität $p_{\text{nom_opt}}$ oder p_{nom} begrenzt. Für die Leistung eines Speicherelements gilt:

$$p(t) \begin{cases} < 0 & \text{Speicher lädt} \\ > 0 & \text{Speicher entlädt} \end{cases}$$

Entlädt der Speicher, bringt er Energie in das elektrische System ein und wirkt also wie ein Generator-Element; lädt der Speicher, entzieht der Speicher dem elektrischen System Energie. Er wirkt dann also wie ein Load-Element (Brown et al., 2018).

Ein aus den erwähnten Netzelementen bestehendes elektrisches Netz stellt ein mathematisches Problem dar, das durch eine Lastflussberechnung gelöst wird. Ziel ist es, die Lastflüsse entlang von L Netzwerkverbindungen anhand der Wirkleistung an den N Netzwerknotenpunkten zu bestimmen. Dabei stellt die Linearisierung des Problems eine gute Annäherung an die komplexe, nicht linear lösbarer Lösung dar. Es werden dafür folgende Annahmen getroffen:

- Wirk- und Blindleistung sind entkoppelt.
- Die Spannung ist an allen Netzknotenpunkten gleich der Nominalspannung.
- Die Unterschiede im Phasenwinkel θ zwischen den Netzknotenpunkten sind klein genug, um die Sinusfunktion durch ihr Argument ersetzen zu können.

Das Gleichungssystem zum Auffinden der Lastflüsse wird dann über die Unterschiede der Phasenwinkel definiert (Brown et al., 2018, S. 5). Damit ist der Wirkleistungsfluss f auf einer Netzwerkverbindung l durch

$$f_l = \frac{\theta_l}{x_l} \quad (1)$$

gegeben, wobei x_l der Leitungswiderstand und θ_l der Phasenunterschied ist (Brown et al., 2018). Physikalisch sind die Lastflüsse durch die in Abschnitt 2.3.3 erwähnten Gleichungen beschränkt. In einem Netzwerk mit N Netzknotenpunkten sind durch das erste Kirchhoff'sche Gesetz (Gleichung 6) $N - 1$ unabhängig Gleichungen definiert, da der Lastfluss an Knotenpunkt N durch die Gleichungen der Punkte $1, \dots, N - 1$ bestimmt ist. Besteht das Netzwerk zudem aus L Netzwerkverbindungen, so fehlen $L - (N - 1)$ Gleichungen, um die L Lastflüsse mathematisch vollständig zu beschreiben. Die Zyklus-Matrix, durch die das zweite Kirchhoff'sche Gesetz beschrieben wird, hat Dimension $L - (N - 1)$ und liefert somit die restlichen notwendigen Gleichungen. Damit ist das System vollständig determiniert. Das in Gleichung 10 definierte Kirchhoff'sche Gesetz wird dabei mithilfe von Gleichung 1 durch

$$\sum_l C_{lc} x_l f_l = 0 \quad (2)$$

ausgedrückt (Hörsch, Ronellenfitsch et al., 2018, S. 2).

3.2.2 PyPSA-Eur: An Open Optimisation Model of the European Transmission System

Um ein PyPSA-Netzwerk mit Informationen über das elektrische Netzwerk in dem betrachteten Gebiet aufzubauen, welches in weiterer Folge optimiert und gelöst werden kann, wird PyPSA-Eur verwendet und der bestehende Workflow entsprechend adaptiert. PyPSA-Eur besteht aus einigen Projektschritten, die Informationen über das europäische Stromnetz ab einem Spannungsniveau von 220 kV zusammentragen und daraus ein PyPSA-Netzwerk formulieren. Inhaltlich kann der Workflow in vier Schritte geteilt werden, die nachstehend aufgelistet und erklärt werden. Abgesehen von den Netzwerkinformationen beschreibt der PyPSA-Eur Workflow Zeitreihen zur Erzeugung elektrischer Energie mittels Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft. Technisch ist dies in Form von verschiedenen Python-Skripten implementiert, die hintereinander ausgeführt werden. Für die vorliegende Modellierung wird dieser Workflow verwendet und adaptiert. Dabei werden die PyPSA-Eur-Skripten teilweise verändert.

Erstellung eines Modells des bestehenden elektrischen Netzes

Der erste Schritt des Workflows besteht aus dem Abbilden der heutigen Netzstruktur, der Definition der Ländergrenzen und Modellgrenzen sowie der Integration von Daten über bestehende konventionelle Kraftwerke. Die betrachteten Staaten sind am Beginn dieses Abschnittes erwähnt worden. Zur geografischen Abgrenzung der Länder werden die Ländergrenzen von NaturalEarth (Kelso und Patterson, 2020, S. V.4.1.0) geladen und die ausschließlichen Wirtschaftszonen für Deutschland und Italien vom Marine Institute (Institute, 2020) importiert. Wie bereits beschrieben, wird die Netztopologie aus einer Karte der ENTSO-E übernommen (ENTSO-E, 2017). Für die Entnahme der Netzwerddaten aus der OpenStreetMap wird eine angepasste Version des GridKit-Tools verwendet. Für die physikalischen Eigenschaften der Netzwerkverbindungen werden Standardwerte verwendet, die in Tabelle 2 in (Hörsch, Hofmann et al., 2018) nachzulesen sind. Ausgehend von der Netztopologie in Abbildung 1 rechts werden Voronoi-Zellen gebildet. Alle Punkte innerhalb einer Voronoi-Zelle sind dabei dem Netzknotenpunkt in dieser Zelle näher als einem anderen Netzknotenpunkt des elektrischen Netzwerks. Die Voronoi-Zellen des Modells sind farblich nach Ländern geordnet in Abbildung 2 gezeigt.

Diese Zellenstruktur dient unter anderem dazu, vorhandene Energieerzeugungsanlagen jeweils dem geografisch am nächsten liegenden Netzknotenpunkt zuzuteilen. Da offizielle Datenbanken in den meisten Fällen nur landesweite Kapazitätsangaben zu Kraftwerken beinhaltet und frei verfügbare Kraftwerks-Datenbanken keine vollständige Darstellung der vorhandenen Erzeugungsanlagen beinhalten, wird eine Kombination aus sechs Datenbanken verwendet. Die in das Modell einfließenden Datenbanken sind: OPSD (Open_Power_System_Data, 2017), ENTSO-E (ENTSO-E_Transparency_Platform, 2017), CARMA (Ummel, 2012), GEO (Gupa und Shankar, 2017), DOE (Sandia_National_Laboratories, 2020) und GPD

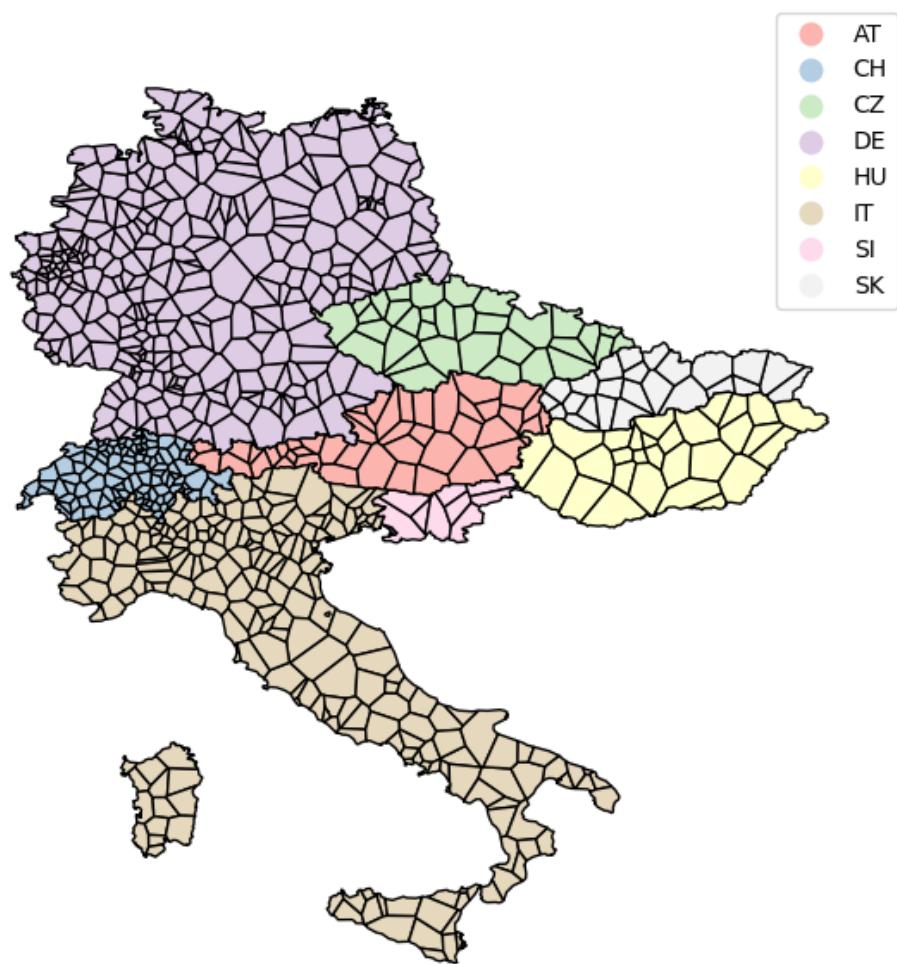


Abbildung 2: Voronoi-Zellen des Simulationsmodells. In jeder Zelle ist ein Netzknotenpunkt des ENTSO-E Netzwerks und alle Punkte enthalten, die diesem geografisch am nächsten liegen. [eigene Abbildung]

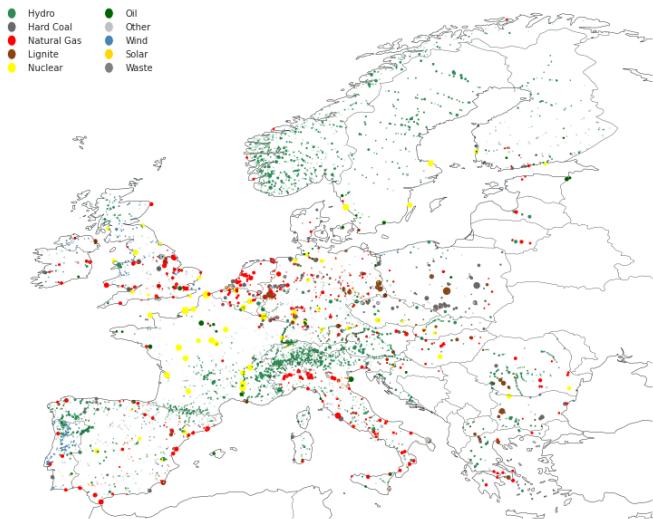


Abbildung 3: Ergebnis des Powerplantmatching-Prozesses. Der Code, welcher zum Erstellen der Darstellung verwendet wird, ist im Anhang (Code 5) angegeben. [eigene Abbildung]

(World_Resource_Institute, 2018). Diese liegen in unterschiedlicher Datenstruktur und Datenqualität vor (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 2f). Die ersten Schritte des *Powerplantmatching*, also der Zusammenführung der Kraftwerksdatenbanken, ist demnach die Erstellung einer einheitlichen Datenstruktur sowie eine Aggregation von zusammengehörigen Kraftwerkseinheiten zu einem Kraftwerk, sofern Einheiten extra angegeben sind. Bei dem darauf folgenden Vergleich der Datenbanken untereinander werden ähnliche Einträge miteinander verbunden und nach Zuverlässigkeit der jeweiligen Datenbank geordnet. Im finalen Datensatz finden sich alle Einträge, die mindestens zweimal vorkommen mit den Daten aus dem jeweils zuverlässigsten Datenset für diesen Eintrag. Die angegebenen Datenquellen sind nach Verlässlichkeit geordnet, so wie dies auch in den Prozess einfließt (Gotzens et al., 2019, S. 3). Allgemein liefert dieser Matching-Prozess verlässliche Ergebnisse (Gotzens et al., 2019, S. 6). Das für das vorliegende Modell relevante Ergebnis des Powerplantmatching-Prozesses ist in Abbildung 3 grafisch aufbereitet. Die abgebildeten Erzeugungseinheiten werden abhängig von ihrer geografischen Position den in Abbildung 2 dargestellten Voronoi-Zellen zugeteilt, wodurch sie einem Netzknotenpunkt angehören, dem die installierte Leistung des Kraftwerks zugerechnet wird.

Zudem werden Verbrauchsdaten der abgebildeten Länder von der ENTSO-E Power-Statistics-Seite (ENTSO-E, 2019) bezogen und über die Open-Power-System-Data-Seite geladen². Da die stündlichen Verbrauchsdaten teilweise nicht vollständig sind, werden sie durch zwei unterschiedliche Methoden vervollständigt. Fehlende Daten von 3 h oder weniger werden linear interpoliert, während für längere Zeitabschnitte fehlender Inputdaten entsprechend ähnliche Ausschnitte des Datensets kopiert werden. Innerhalb eines Landes werden die Ver-

²direkter Link zum Download der Verbraucherdaten-Datei: https://data.open-power-system-data.org/time_series/2019-06-05/time_series_60min_singleindex.csv

brauchsdaten mit einem Top-Down-Ansatz auf die Voronoi-Zellen verteilt. Dabei wird die Last entsprechend des BIPs und der Einwohnerzahl der Zellen aufgeteilt (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 9f). Da Österreich im Simulationsmodell von nur einer Zelle repräsentiert wird, wie in Abbildung 1 zu sehen ist, betrifft dieser Schritt nur Deutschland und Italien, die mit jeweils zwei Netzknotenpunkten repräsentiert werden.

Erstellen von Verfügbarkeits- und Erzeugungsprofilen

Mit dem ersten Schritt des Workflows ist das bestehende elektrische Netzwerk im betrachteten Gebiet ab einem Spannungsniveau von 220 kV inklusive Verbrauchsdaten und konventionellen Kraftwerken abgebildet. Solar- sowie Windkraftwerke sind damit nicht mit einbezogen, sondern werden in diesem nächsten Schritt gemeinsam mit der Energieerzeugung mittels Wasserkraftwerken thematisiert. Basis dafür bilden die im vorherigen Absatz eingeführten Voronoi-Zellen, die eine geografische Einteilung des betrachteten Gebiets liefern (vgl. Abb. 1). Hiermit soll zuerst auf die Bestimmung der maximal installierbaren Leistung an Solar- und Windkraft eingegangen werden und dann die Erstellung der Verfügbarkeitsprofile für Solar- und Windenergie sowie Wasserkraft erklärt werden.

Die maximal installierbare Leistung für ein Gebiet ergibt sich aus der für die jeweilige Technologie nutzbaren Fläche. Diese wird durch Auswertung der CORINE Land Cover ((EEA), 2020) und Natura2000-Datensets ((EEA), 2017) bestimmt. Für die Energieerzeugung mittels Solarenergie kommen dafür die Flächennutzungen „Künstlich angelegte, nicht landwirtschaftlich genutzte Fläche“, „Heterogene landwirtschaftliche Fläche“ (abgesehen von Waldflächen), „Offene Flächen ohne oder mit geringer Vegetation“, „Fels“ sowie „Fels mit spärlicher Vegetation“ infrage. Die für die Windenergie nutzbar eingerechneten Flächen des Corine Landcovers sind „Landwirtschaft“ sowie „Wälder und naturnahe Flächen“, die mindestens einen Kilometer Abstand zu „Städtisch geprägten Flächen“ oder „Industrie- Gewerbe- und Verkehrsflächen“ aufweisen. Zudem werden für beide Technologien Flächen, die im Natura2000-Datensatz aufscheinen ausgeschlossen (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 8f).

Aus der daraus resultierenden nutzbaren Fläche $A_{s,x}$ einer Wetterdatenset-Zelle x wird die maximal installierbare Kapazität an Solarenergie auf dieser Fläche mit

$$G_{s,x}^{max} = 0.01 \cdot 145 \text{ MW/km}^2 \cdot A_{s,x} \quad (3)$$

errechnet (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 9). Das technische Potential der solaren Nutzung einer Fläche wird mit 145 MW/km² abgeschätzt. Durch den Faktor 0.01 wird die Annahme getroffen, dass von der für Sonnenenergie geeigneten Fläche $A_{s,x}$ ein Anteil von 1 % verwendet werden kann. Die maximal installierbare Kapazität an Windenergie für eine Wetterdatenset-Zelle x wird analog zu Formel 3 durch

$$G_{w,x}^{max} = 0.3 \cdot 10 \text{ MW/km}^2 \cdot A_{w,x} \quad (4)$$

Windkraftanlage	Name	VestasV112
	Nennleistung	3.0 MW
	Narbenhöhe	80 m
	Technische Daten	Link
Solarmodul	Name	Cristalline Silicium (CSi)
	Effizienz	0.1
	Effizienz Inverter	0.9
	Temperaturkoeffizient	0.035 K/Wm ²
	Technische Daten	(Huld et al., 2010)
	Aufständerung	35 deg südlich

Tabelle 1: Grundlegende technische Daten der Wind- und Solarerzeugungsanlagen (Hörsch, Hofmann et al., 2018), (Huld et al., 2010), (Andresen et al., 2017)

bestimmt (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 8). Die Abschätzung der Windkraftkapazität ist aus (Scholz, 2012) entnommen und der Faktor 0.3 ergibt sich aus Überlegungen zur sozialen Akzeptanz von Windenergie (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 8).

Für die Berechnung der erzeugten Leistung an Wind- und Solarenergie werden neben den Überlegungen zu den installierbaren Kapazitäten die beiden Wetterdatensets ERA5 (Sabater, 2019) und SARAH2 (Pfeifroth et al., 2017) verwendet und auf Basis von Annahmen zu den Erzeugungsanlagen ausgewertet. Die grundlegenden technischen Daten der Windkraftanlage und des verwendeten Solarmoduls sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Leistungskurve der Windkraftanlage ist zudem in Abbildung 4 gezeigt. Die Modellierung der Leistung eines Solarmoduls basiert auf dem Ansatz, dass diese rein von der Einstrahlung auf das Modul G und der Modultemperatur abhängig ist und sich damit durch

$$P(G, T_{mod}) = P_{STC} \frac{G}{G_{STC}} \nu_{rel} \quad (5)$$

berechnet (Huld et al., 2010, S. 326). Hier beschreibt P_{STC} die Leistung unter Standardbedingungen, wobei $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$. Die relative Effizienz ν_{rel} berechnet sich durch Koeffizienten, die sich anhand von Testmodulen ergeben³.

Die Wetterdatensets haben eine geografische Auflösung von etwa $30 \text{ km} \times 30 \text{ km}$ und sind damit im Allgemeinen genauer aufgelöst als die Voronoi-Zellen des elektrischen Netzwerks (Cionni et al., 2017, S. 11). Um eine installierbare Leistung pro Voronoi-Zelle errechnen zu können, wird deshalb die Inzidenzmatrix \mathcal{I} mit $\mathcal{I}_{V,x} = \text{area}(V \cap x)/\text{area}(x)$ definiert und die

³Nähere Angaben dazu liefert (Huld et al., 2010, S. 326) in Gleichung 2. Genaue Angaben zur Modellierung sind auch im Atlite-Repository in (Andresen et al., 2017) nachzulesen.

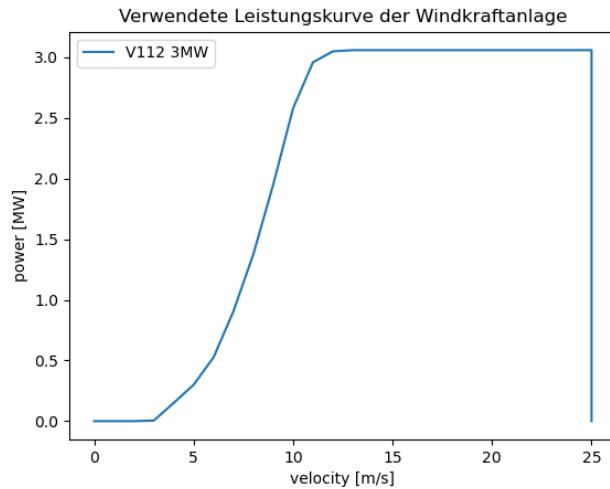


Abbildung 4: Leistungskurve der Windkraftanlage; Abbildung nach (Andresen et al., 2017) erstellt

maximal installierbare Leistung pro Voronoi-Zelle mit

$$G_{V,x}^{max} = \sum_x \mathcal{I}_{V,x} \cdot c_x \cdot G_x^{max} \quad (6)$$

bestimmt, wobei c_x ein Kapazitätsfaktor der Wetterdatenzellen ist (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 8).

Für eine installierte Leistung an Photovoltaik- bzw. Windkraftwerken können damit die Zeitreihen der Stromerzeugung erstellt werden. Dabei muss die installierte Kapazität pro Voronoi-Zelle kleiner sein als die durch Gleichung 6 berechnete maximal installierbare Kapazität, die sich aus den Gleichungen 3 und 4 ergibt. Durch die Modellierung der Energieerzeuger, deren technische Daten in Tabelle 1 angegeben sind, und die Inputs aus den Wetterdatensets ERA5 und SARAH2 werden Zeitreihen der Energieerzeugung für Photovoltaik und Windenergie erstellt. Für die Erstellung der Zeitprofile der Erzeugung mittels Wasserkraftwerken werden die „Runoff“ - Daten des ERA5 Datensets verwendet. Diese beinhalten alle Wassermengen, die durch Niederschlag auf die Erdoberfläche treffen und damit zur Stromerzeugung mittels Wasserkraftwerken beitragen (Cionni et al., 2017). Die Wassermengen werden nach Höhenmetern gewichtet. Im Modell werden damit die stündlichen Erzeugungswerte der Laufwasserkraftwerke und der Speicherwasserkraftwerke entwickelt (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 7).

Vereinfachung der Netzstruktur

Im Folgenden wird zuerst die Netzstruktur auf ein einheitliches Spannungsniveau von 380 kV geändert und das Netzwerk auf zehn Netzknotenpunkte vereinfacht. Damit bildet jeder Netzknotenpunkt eine in Abbildung 1 gezeigte Zelle ab. Die Fläche von Österreich ist dann durch

einen Netzknotenpunkt repräsentiert, welcher die aggregierten Werte aller Voronoi-Zellen der letzten Schritte beinhaltet. Lokale Schwankungen der Energieerzeugung innerhalb eines von einem Netzknotenpunkt abgedeckten Bereichs flachen dadurch aus, wie dies am Beispiel der Stromerzeugung durch Windkraftwerke in Abbildung 2 gezeigt ist. Die vereinfachte Netzwerktopologie ist in Abbildung 5 gezeigt.

3.3 Integration Erzeugungsszenarien

Durch die im vorherigen Abschnitt erläuterten Schritte wird ein Modell eines elektrischen Netzwerks für Österreich und die benachbarten Länder geschaffen, in welchem jedes Land durch einen Netzknotenpunkt repräsentiert wird. Eine Ausnahme stellen Italien und Deutschland dar, die durch jeweils zwei Netzknotenpunkte repräsentiert sind. Die Übertragungskapazitäten bilden dabei die darunter liegende Netzwerktopologie ab, auch wenn die Netzwerkverbindungen fiktiv sind. Zudem beinhalten die Netzknotenpunkte Informationen über die vorhandenen Kapazitäten unterschiedlicher konventioneller Kraftwerke, maximal installierbare Leistung variabler erneuerbarer Erzeugungstechnologien sowie die zeitlichen Verfügbarkeiten dieser installierten Leistung. Innerhalb des folgenden Abschnittes wird darauf eingegangen, wie Annahmen über die Stromerzeugung bzw. den Verbrauch im Jahr 2030 und im Jahr 2050 in dieses Modell integriert werden. Dies basiert auf dem Code des PyPSA-Eur-Workflows, welcher entsprechend den Anforderungen adaptiert wird.

In die vorhandene Modellstruktur werden Annahmen zur Stromerzeugung im gesamten betrachteten geografischen Bereich integriert, die für Österreich den in Abschnitt 2.2 vorgestellten Szenarien entsprechen. Für die Nachbarländer werden anhand einer Literaturrecherche Annahmen zur Stromerzeugung getroffen, welche auf den national definierten Zielen der jeweiligen Länder basieren und demnach allgemeiner gehalten sind. Sie wurden (je nach Verfügbarkeit) für das Jahr 2030 angenommen. Für Italien ist das Ziel festgelegt, 55 % des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern zu erzeugen (Ministero_dello_Sviluppo_Economico, 2017). Bei der Stromerzeugung der Slowakei soll die Atomenergie weiterhin eine tragende Rolle spielen und innerhalb eines Jahres sollen 1260 GWh Solarstrom und 1000 GWh elektrischer Energie aus Windkraft erzeugt werden (Slovak_Ministry_of_Economy, 2019). Die ungarischen Energieerzeugungspläne sehen einen Ausbau der installierten Kapazitäten der Atomenergie auf 2 GW und Gaskraftwerke auf 8 GW vor. Zudem wird eine installierte Erzeugungskapazität von 3 GW für erneuerbare Energieträger wie Photovoltaik und Windkraft festgesetzt (Ministry_of_National_Development, 2012). Die nukleare Energierzeugung wird in Tschechien auf 20 TWh im Jahr 2030 verstärkt, zudem soll die Leistung von 5800 MW Photovoltaik und 2300 MW Windkraftwerk installiert sein (Ministerstvo_Prumyslu_a_Obchodu, 2014) (Ministerstvo_Prumyslu_a_Obchodu, 2019). Für Deutschland ist die Stromerzeugung mit fluktuiierenden erneuerbaren Energieträgern auf 20 TWh Solarstrom, 140 TWh Windenergie und 79 TWh

PyPSA-Netzwerk

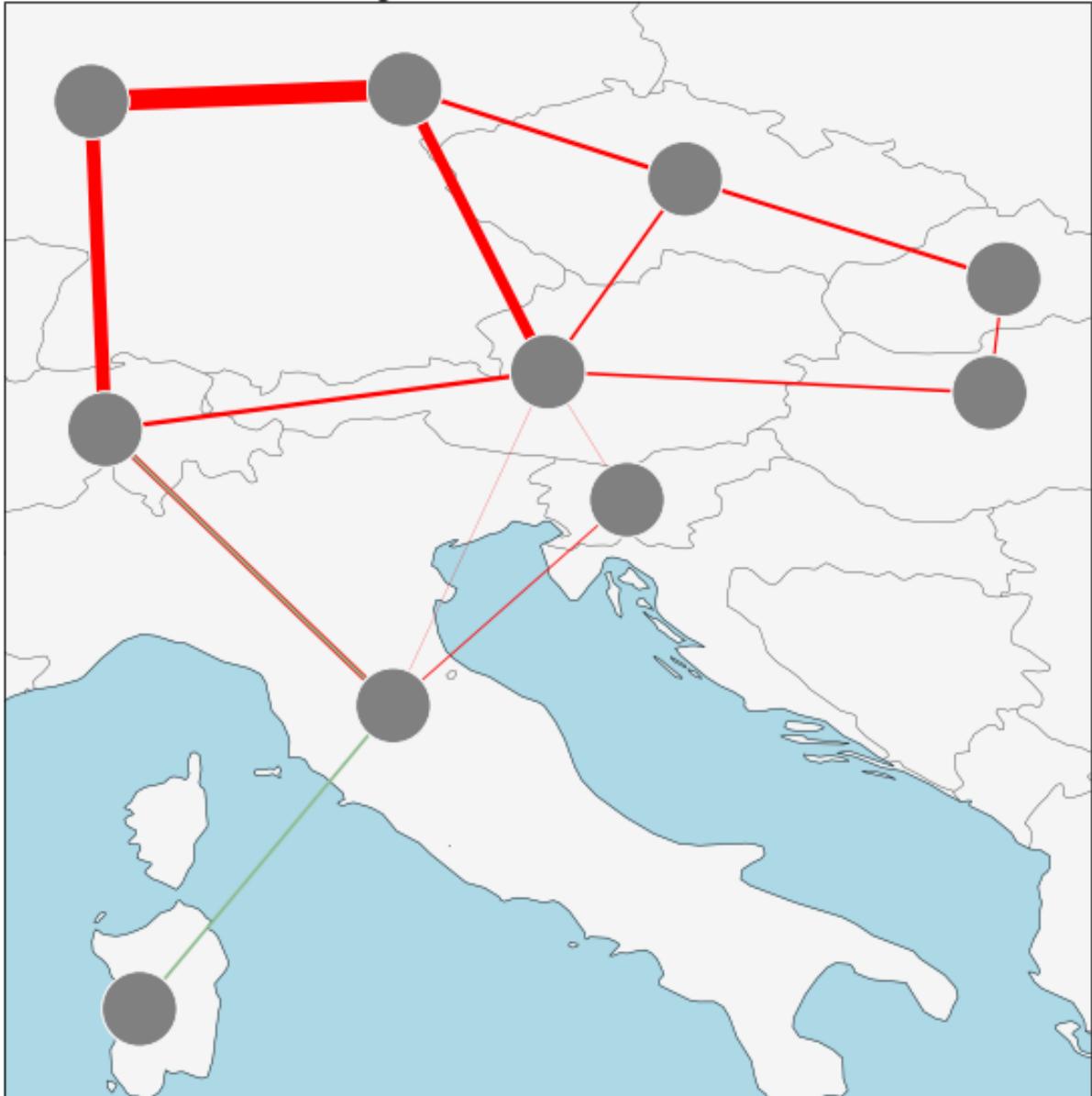


Abbildung 5: Netzwerkstruktur des Modells: Die Netzknotenpunkte sind durch elektrische Verbindungen mit den Nodes zusammengeschlossen, die die jeweils benachbarten Zellen repräsentieren. Die Breite der Verbindungen ist dabei direkt proportional zur maximal transportierbaren Leistung. [eigene Abbildung]

Offshore-Windenergie fixiert (Bundesministerium_für_Wirtschaft_und_Energie, 2020). In der Schweiz soll die Erzeugung von Elektrizität 2035 mit Erneuerbaren (ohne Wasserkraft) bei mindestens 11 400 GWh liegen. Bestehende Atomkraftwerke sollen an der Energieerzeugung beitragen, aber nicht erneuert werden, weshalb von einer Reduktion der installierten Leistung auf 2230 MW ausgegangen wird (Verband_Schweizerischer_Elektrizitätsunternehmen, 2020) (EnergieSchweiz, 2019).

Zur Integration dieser Annahmen in den Workflow wurde folgende Vorgehensweise gewählt: Zuerst wurde ein vollständiger Durchlauf des PyPSA-Eur-Workflows gemacht. Dabei wurde das Netzwerkmodell nach Erstellung und Vereinfachung auf minimale Kosten optimiert, wobei ein bestimmtes Limit an CO₂-Emissionen einzuhalten ist. Das Ergebnis dieser Simulation wurde auf die installierten Kapazitäten und Mengen erzeugter elektrischer Energie analysiert und darauf basierend wurden Constraints gesetzt. Mit diesen Constraints werden die Annahmen zur Energieerzeugung der Nachbarländer Österreichs ins Simulationsmodell integriert. Sie sind in Form von Funktionen im Skript `solve_network.py` integriert und in den Listings 8 bis 13 gezeigt.

Die Einbeziehung verschiedener Szenarien zur Elektrizitätserzeugung in Österreich wird auf ähnliche Weise durchgeführt. Die Energie, die innerhalb eines Jahres mit einer bestimmten Technologie in Österreich erzeugt wird, wird mit zwei Funktionen festgelegt. Der grundsätzliche Aufbau dieser Funktionen ist in Listing 1 skizziert. Aufgrund der stündlichen Auflösung des Modells kann durch Summierung über alle Einträge der Leistung die Energieerzeugung für ein Jahr bestimmt werden. Diese Variable wird der fixierten Menge elektrischer Energie gegenübergestellt, die laut der Eingaben innerhalb eines Jahres erzeugt wird. Zum Schluss wird die Bedingung definiert und dem Solver für den folgenden Schritt vorbereitet.

Für die Erzeugung mittels Windkraft und Photovoltaik sind jeweils zwei Funktionen implementiert, die die minimal erzeugte und maximal erzeugte Energie in einem Jahr festlegen. Damit können die in Abschnitt 2.2 eingeführten Szenarien auf eine maximale Abweichung von 10 % genau implementiert werden. Die installierte Leistung der beiden Erzeugungstechnologien, die notwendig ist um die Energie über ein Jahr zu erzeugen, wird im nächsten Schritt errechnet. Die Funktionen sind im Angang in Code 14, 15 und 16 gezeigt. Für die Implementierung der Wasserkraft kommt neben den zwei Funktionen zur Festlegung der erzeugten Energiemenge eine weitere Funktion hinzu. Dies röhrt daher, dass im ursprünglichen PyPSA-Eur ein Ausbau der Kapazitäten der Wasserkraft nicht vorgesehen ist (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 7). Bei Festlegung einer Energiemenge, die mit den installierten Leistungen nicht erzeugt werden kann, wird die installierte Leistung `p_nom` des Generators, der am Netzknotenpunkt Österreich die Wasserkraftwerke repräsentiert, auf ein entsprechend höheres Level geändert. Aufgrund des im letzten Abschnitt erwähnten Clustering-Prozesses zur Netzstrukturvereinfachung kann dies nicht analog zur Photovoltaik oder Windkraft geschehen, sondern wird im letzten Schritt

Listing 1 Technischer Aufbau einer Bedingung zur Implementierung der Erzeugungsszenarien

```
1 def constraint_tech(n, config):
2     config=n.config #Import der Daten der Benutzer:innenangaben
3     tech_var #Variable der Leistung der Technologie identifizieren
4     lhs #Energieerzeugung über ein Jahr auswerten
5     rhs #Summe der Leistungen der Energie gegenüberstellen
6     define_constraint #Bedingung definieren
```

der Netzwerkvorbereitung durchgeführt. Dies ist ebenfalls mit einer neuen Funktion im Skript `solve_network.py` implementiert, die in Listing 17 angeführt ist. Diese Funktion könnte zudem die installierte Leistung an Photovoltaik ändern, was für die weiteren Betrachtungen nicht notwendig ist und nur der Vollständigkeit halber hier integriert ist.

3.4 Lösung und Auswertung

Das Modell des elektrischen Netzwerkes enthält somit die in Abschnitt 3.2.2 besprochenen Eigenschaften. Zudem sind die Annahmen zur Stromerzeugung als Bedingungen in die Formulierung des Modells integriert, was in Absatz 3.3 erklärt wurde. Für alle in Abschnitt 2.2 angesprochenen Szenarien der Stromerzeugung wird in weiterer Folge ein solches Netzwerkmodell in Form eines PyPSA-Netzwerks erstellt. Es besteht also aus den in Abschnitt 3.2.1 eingeführten Elementen mit ihren jeweiligen Eigenschaften und erfüllt die grundlegenden Gleichungen eines elektrischen Netzwerks, so wie sie in Abschnitt 2.3.3 angesprochen wurden. Für das vorliegende Modell ergeben sich durch Anwendung von Gleichung 6 mit zehn Netzknotenpunkten $(10 - 1) = 9$ unabhängige Gleichungen und mittels Gleichung 10 weitere $(13 - 9) = 4$ Gleichungen. Damit sind 13 unabhängige Gleichungen beschrieben, was genügt, um die 13 entsprechenden Lastflüsse zu berechnen. Zudem werden die freien Parameter des Netzmodells nach minimalen Kosten optimiert. Dies sind die Speichertechnologien `battery` und `H2`, also Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher. Da in die weiteren Betrachtungen keine Kostenoptimierung mit einfließt, sind die Kosten für beide Technologien mit 1 angegeben.

Mit PyPSA wird das Stromnetz über 8760 Snapshots modelliert, was einer Modellierung von einem Jahr mit einer zeitlichen Genauigkeit von einer Stunde entspricht⁴. Die Daten des gelösten Netzwerks werden in einer netCDF-Datei gespeichert und zur weiteren Auswertung in ein Python-Skript importiert. Die Auswertung basiert auf der Formulierung der Residuallast nicht erneuerbar deckbarer Last und konzentriert sich zur Beantwortung der Fragestellung vor allem auf die zeitliche Auswertung dieser Größe. Dafür wird auf folgende Größen bzw. Überlegungen zurückgegriffen:

⁴Technische Beschreibung der numerischen Lösung im [Workflow-Dokument des Github-Repositories](#) nachlesbar

- Residuallast nicht erneuerbarer Energie ausgewertet nach unterschiedlichen zeitlichen Größenordnungen
- Nulldurchgänge der Funktion der Residuallast
- Analyse der Zeitspanne einer Phase positiver Residuallast/negativer Residuallast
- Jahresdauerlinie relevanter Netzzeitreihen
- Frequenzanalyse relevanter Netzzeitreihen
- einfache Simulation einer Lastverschiebung zur Analyse der verschiebbaren Lasten, der Residuallast und der zeitlichen Größenordnungen
- Erstellung von Schaltsignalen, die auf der Auswertung der Residuallast basieren
- Emissionsbilanz der Stromerzeugung

Die Überlegungen zur Auswahl dieser Kenngrößen und deren technische Implementierung als Python-Code werden in den folgenden Absätzen behandelt. Die zur Verständlichkeit notwendigen Teile des Codes sind direkt hier zu finden, die vollständigen Funktionen finden sich am Ende des Dokuments.

Berechnung der Residuallast: Die Residuallast ist als die Last definiert, die nicht durch erneuerbar erzeugten Strom aus Österreich oder Strom aus Speichern in Österreich gedeckt werden kann. Dafür werden jene Netzelemente integriert, die Erzeugungsanlagen von Photovoltaik, Windkraft, Laufwasserkraft und Biomasse repräsentieren. Als Speicher werden Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke sowie Wasserstoffspeicher und Batteriespeicher betrachtet. Die Funktion zur Berechnung der Residuallast ist in Listing 18 abgebildet. Um kurzfristige sowie längerfristige oder saisonale Einflüsse der Residuallast auswerten zu können, wird die Ergebniszeitreihe pro Stunde, pro Tag und pro Monat ausgewertet. Dafür wird die Menge an Residuallast betrachtet, die innerhalb dieser Zeitintervalle anfällt. Für eine Analyse der tageszeitlichen Schwankungen der Residuallast, die innerhalb eines Jahres entsteht, werden monatlich die Residuallast-Zeiten ausgewertet. Dabei wird auf die Auswertung der Leistung verzichtet und an jedem Tag d in einem Monat m unterschieden, ob zum jeweiligen Tageszeitpunkt t die Residuallast positiv oder negativ ist. Die Variable x für einen bestimmten Tag eines Monats ergibt sich dann aus

$$x_{m,d,t} = \begin{cases} 1 & \text{RES} > 0 \\ 0 & \text{RES} < 0 \end{cases} \quad (7)$$

. Für jede Tageszeit und jedes Monat ergibt sich dann mit

$$x_{m,t} = \sum_{d=0}^{29} x_{m,d,t} \quad \text{mit } m \in [0, 11], t \in [0, 23] \quad (8)$$

ein Wert, der in einer zweidimensionalen Matrix $X^{12 \times 24}$ darstellbar ist. Der Code zum Ordnen dieser Einträge ist in Listing 2 gezeigt, Tabelle 2 bildet die Datenstruktur ab.

Listing 2 Algorithmus zum Ordnen der Residuallast-Zeiten nach Monat und Tageszeit

```
1 monate = np.linspace(0, 8760, 13, dtype = int, endpoint = False)
2 nach_monat_zeit = [[0]*24]*12
3 for v in range(1, res.size):
4     if (res['ATO 0'].iloc[v] > 0):
5         point= res.index[v]
6         for i in range(0, len(nach_monat_zeit)):
7             if (v >= monate[i] and v < monate[i+1]):
8                 for ask_run in range(0,24):
9                     if ask_run == point.hour:
10                         nach_monat_zeit[i][ask_run] += 1
```

Monate	Tageszeit								
	0	1	2	3	...	21	22	23	
Jänner	$x_{0,0}$	$x_{0,1}$	$x_{0,2}$...		$x_{0,22}$	$x_{0,23}$	
Februar	$x_{1,0}$								
März	$x_{2,0}$								
April	$x_{3,0}$								
Mai	$x_{4,0}$								
Juni	$x_{5,0}$								
Juli	$x_{6,0}$								
August	$x_{7,0}$								
September	$x_{8,0}$								
Oktober	$x_{9,0}$								
November	$x_{10,0}$								
Dezember	$x_{11,0}$	$x_{11,1}$	$x_{11,2}$...		$x_{11,22}$	$x_{11,23}$	

Tabelle 2: Speicherstruktur der Auswertung der Residuallast nach Monat und Tageszeit

Nulldurchgänge der Funktion der Residuallast: Während eine reine Auswertung des Wertes der Residuallast nur zeigt, zu welchen Zeiten welche Leistung durch nicht erneuerbar erzeugte Energie in Österreich gedeckt werden muss, zeigt eine Analyse der Nulldurchgänge, zu welchen (Tages-)zeiten die Residuallast positiv wird. Es wird damit ausgedrückt, wann die erzeugte Leistung aus erneuerbaren Quellen meistens nicht mehr ausreicht um den Energiebedarf zu decken. Ein Nulldurchgang zum Zeitpunkt t_0 zeichnet sich demnach dadurch aus, dass für die Funktion $RES(t)$ gilt:

$$RES(t_0) > 0 \quad \text{und} \quad RES(t_0 - 1) < 0 \quad (9)$$

Gemeinsam mit der Auswertung der Residuallast gibt dieser Parameter einen umfassenden Überblick über die zeitlichen Zusammenhänge von Last und Erzeugung. Dadurch werden nicht nur Rückschlüsse auf die Eigenschaften der Residuallast möglich, sondern auch auf die Anforderungen an die Energieflexibilität. Technisch wird die in Tabelle 2 gezeigte Speicherstruktur auf die Anzahl der Nulldurchgänge analog angewendet.

Analyse der Zeitspanne einer Phase positiver/negativer Residuallast: Neben der Einteilung der Residuallast nach Zeitpunkt, worauf die ersten Parameter abzielen, erscheint eine Einteilung nach Zeitspanne ebenfalls sinnvoll um auf Anwendungsbereiche der Energieflexibilität schließen zu können. Dies betrifft sowohl die Zeiten positiver Residuallast, also Zeitspannen, die von potentiellen Lastverschiebungspotentialen überbrückt werden sollen, als auch die Zeiten negativer Residuallast, also Zeitfenster in denen Lastverschiebungspotentiale zu dem Zeitpunkt überschüssige elektrische Energie aufnehmen sollen. Konkretisiert wird dieser Gedanke im Weiteren durch die Erstellung von Schaltsignalen, was später betrachtet wird.

Jahresdauerlinie relevanter Netzzeitreihen: Zur umfassenden Beantwortung der Fragestellungen wird der Fokus auf die zeitlichen Aspekte gelegt, die Komponente der Leistung soll in diesem Bezug aber nicht außer Acht gelassen werden. Die Darstellung der Jahresdauerlinie wird gewählt, um abschätzen zu können, wie viel Energie in welchen Zeiträumen fließt. Es erscheint sinnvoll, von der normalen Darstellungsweise der Jahresdauerlinie abzuweichen und die Residuallast-Funktionen nach ihren Vorzeichen extra darzustellen. Vergleiche zwischen verschiedenen Netzgrößen scheinen damit einfacher machbar zu sein. Technisch ist die Funktion zur Darstellung der Jahresdauerlinie, wie auch andere Auswertungsfunktionen, implementiert, um auf unterschiedliche Netzzeitreihen anwendbar zu sein. Der Code ist im Anhang gezeigt (Code 21).

Frequenzanalyse relevanter Netzzeitreihen: Eine Analyse der vorherrschenden Frequenzen einer Funktion gibt Aufschluss über deren Regelmäßigkeit und kann deshalb im Fall der Netzzeitreihen für die Untersuchung der Regelmäßigkeiten der Residuallast, der Last und der erneuerbaren Erzeugung elektrischer Energie angewendet werden. Durch den Vergleich dieser

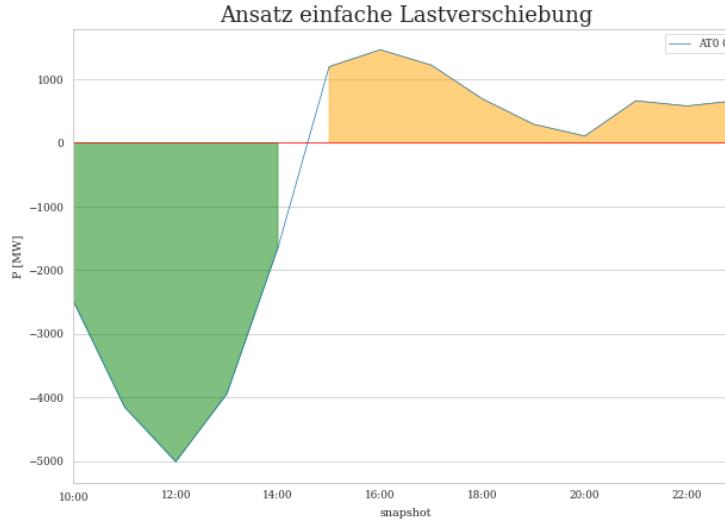


Abbildung 6: Ansatz der einfachen Lastverschiebungssimulation: der grün markierte Bereich würde in diesem Fall auf den danach orange markierten Bereich verschoben werden, die Last also auf einen früheren Zeitpunkt verlegt; [eigene Abbildung]

Frequenzanalysen untereinander können Lastverschiebungspotentiale zeitlich gruppiert werden. Technisch wird dies mit dem Fast-Fourier-Transform-Algorithmus implementiert.

Einfache Simulation einer Lastverschiebung: Für eine grobe Einschätzung bietet sich ein einfacher Ansatz für eine Simulation der Lastverschiebung an. Dieser basiert auf der Auswertung der Zeitspanne positiver und negativer Phasen der Residuallast und der Fourieranalyse von verschiedenen Netzzeitreihen. Die Simulation basiert auf kurzfristiger Lastverschiebung: Energie einer Phase negativer Residuallast kann auf die darauf folgende Phase positiver Residuallast verschoben werden. Eine Phase der Lastverschiebung bezieht sich damit immer auf den Bereich vom Beginn einer Phase negativer Residuallast bis zum Ende der darauf folgenden Phase positiver Residuallast. In Abbildung 6 demnach vom Beginn des grünen Bereichs bis zum Ende des orange markierten Bereichs. Der Codeteil, der die entsprechenden Energiemengen bestimmt in Listing 3 gezeigt. Die elektrische Leistung als limitierender Faktor wird dabei nicht berücksichtigt, die Lastverschiebung kann aber nur über begrenzte Zeiträume hinweg passieren. Mathematisch kann der Ansatz für die Lastverschiebung i im Zeitraum t_i bis t_{i+1} folgendermaßen zusammengefasst werden:

$$E_i = \min(E_{RES,i}, E_{EE,i}) \quad (10)$$

für die verschiebbare Energie E_i und

$$\begin{aligned} E_{EE,i} &= \sum_l P_l \quad l \in [i,j] \\ E_{RES,i} &= \sum_l P_l \quad l \in (j, i+1] \quad \text{mit} \quad j \in (i, i+1) \end{aligned} \quad (11)$$

Listing 3 Algorithmus, mit dem verschiebbare Energiemengen berechnet werden; die Funktion `count_power(begin, end)` summiert die Leistung von „begin“ bis „end“).

```

1 cols = ['Anfang', 'Ende', 'RES', 'EE', 'Wechsel_EE-RES']
2 for v in range(1, res.size):
3     if (res['ATO 0'].iloc[v-1] > 0 and --
4         res['ATO 0'].iloc[v] <= 0):
5         RES = count_power(w,v)
6         df2 = pd.DataFrame([[lastv, v, RES, EE, w]],
7                             columns = cols)
8     for w in range(v, res.size):
9         if res['ATO 0'].iloc[w-1] <= 0 and --
10            res['ATO 0'].iloc[w] > 0:
11             EE = count_power(v,w)
12             lastv = v
13             break

```

. Für eine konsistente und leichter interpretierbare Angabe wurde zudem die durchschnittliche Leistung des Zeitraums i mit

$$P_i = \frac{E_i}{t_{i+1} - t_i} \quad (12)$$

definiert. Dabei wird jeweils die Zeitspanne von einem Nulldurchgang bis zum folgenden Nulldurchgang gleicher Richtung herangezogen. Die verschobene Energie ist also wieder durch das Integral der Funktion gegeben und eine einfache Interpretation durch Rechtecke mit den Seitenlängen P_i und $(t_{i+1} - t_i)$ möglich. Die Struktur des Algorithmus zur Berechnung der verschiebbaren Energiemengen ist in Listing 4 gezeigt, der ganze Code ist im Anhang in Listings 24 bis 26 zu sehen.

Listing 4 Code zur Berechnung der in einem Zeitraum verschiebbaren Energie. Die Ergebnisse von Code 3 sind im Dataframe `allframe` gespeichert.

```

1 for i in range(0,allframe.index.size):
2     res = allframe['RES'].iloc[i]
3     ee = allframe['EE'].iloc[i]
4     t = allframe['Delta_t'].iloc[i]
5     LVp[i] = min([res,ee], key = abs)
6     LVL[i] = max([res, ee], key = abs) - LVp[i]
7     LVp[i] = abs(LVp[i])
8     P_kurz[i] = LVp[i] / t
9     P_lang[i] = LVL[i] / t

```

	Lebenszyklusemissionen [gCO ₂ eq/kWh]
Gas	480
Kohle	820
Windkraft	11
Laufwasserkraft	24
Photovoltaik	48
Biomasse	230

Tabelle 3: Emissionsfaktoren nach Erzeugungstechnologie (nach A.III.2 (Edenhofer et al., 2015, S. 1335))

Emissionsbilanz der Stromerzeugung: Um eine Aussage über die Emissionsbilanz der Stromerzeugung in Österreich für bestimmte Szenarien treffen zu können, werden auf Basis von Emissionswerten für alle eingesetzten Erzeugungstechnologien Zeitreihen der Emissionsbilanz der elektrischen Energie erstellt. Dabei wird auf Emissionsfaktoren aus dem IPCC-Bericht 2014 zurückgegriffen (Edenhofer et al., 2015, S. 1335). Neben den direkten Emissionen werden auch Emissionen durch Infrastruktur und Lieferketten, Methanemissionen und andere biogene Emissionen, wie Veränderung des Albedoefekts, berücksichtigt. Es soll damit eine möglichst umfassende Betrachtung gewährleistet werden. Aus Tabelle A.III.2 des Berichts werden die Durchschnittswerte verwendet, die in Tabelle 3 zusammengefasst sind. Der Code zur Erstellung der Emissionszeitreihe ist im Anhang abgebildet (Code 27).

Erstellen von Schaltsignalen: Um die Überlegungen zur Auswertung der Zeitintervalle einzelner Residuallast-Phasen weiter zu vertiefen, bietet sich die Erstellung von Schaltsignalen an, die auf Basis der Residuallast fiktive Schaltsignale für Lastverschiebungspotentiale geben. Diese sollen zwischen zwei Zuständen, also Freigabe oder Sperre, unterscheiden. Ramps werden dabei nicht betrachtet. Freigabe aktiviert Lasten, kommt also beispielsweise zu Zeiten negativer Residuallast vor, Sperre nimmt Lasten vom Netz, die zeitlich verschoben werden können. Als Basis dienen zwei unterschiedliche Ansätze:

1. Der Wert der Funktion der Residuallast bestimmt, ob das Signal eine Freigabe oder eine Sperre gibt. Dabei wird nur unterschieden, ob die Residuallast positiv oder negativ ist.
2. Der Vergleich des laufenden Mittelwerts mit dem aktuellen Wert der Residuallast bestimmt, ob das Signal eine Freigabe oder eine Sperre gibt.

Die Schemata der beiden Überlegungen sind in Abbildung 7 gezeigt. Die Ergebnisse der Signale wurden mithilfe von folgenden Fragestellungen ausgewertet:

- Treten zu unterschiedlichen Zeitpunkten vermehrt sehr kurze Schaltphasen auf?

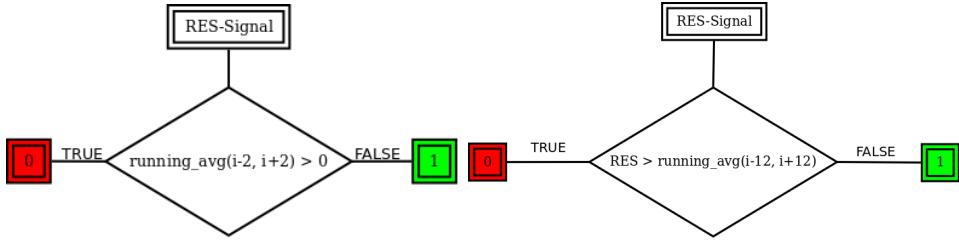


Abbildung 7: Schemata der Ansätze zur Erstellung eines Schaltsignals auf Basis der Residuallast für Signal 1 (links) und Signal 2 (rechts)

- Ändert sich das Signal bei einer negativen Residuallast?
- Treten sehr lange Phasen einer Sperre auf?
- Ändert sich das Schaltsignal entsprechend bei einer Residuallast, die um 0 schwankt?

Auf Basis dieser Auswertung wurde ein weiteres Signal erstellt, welches sich aus den beiden analysierten Signalen mit einfachen Adaptionen zusammensetzt. Das resultierende Schema ist in Abbildung 8 gezeigt. Die Implementierung des Algorithmus ist im Anhang zu sehen (Code 28).

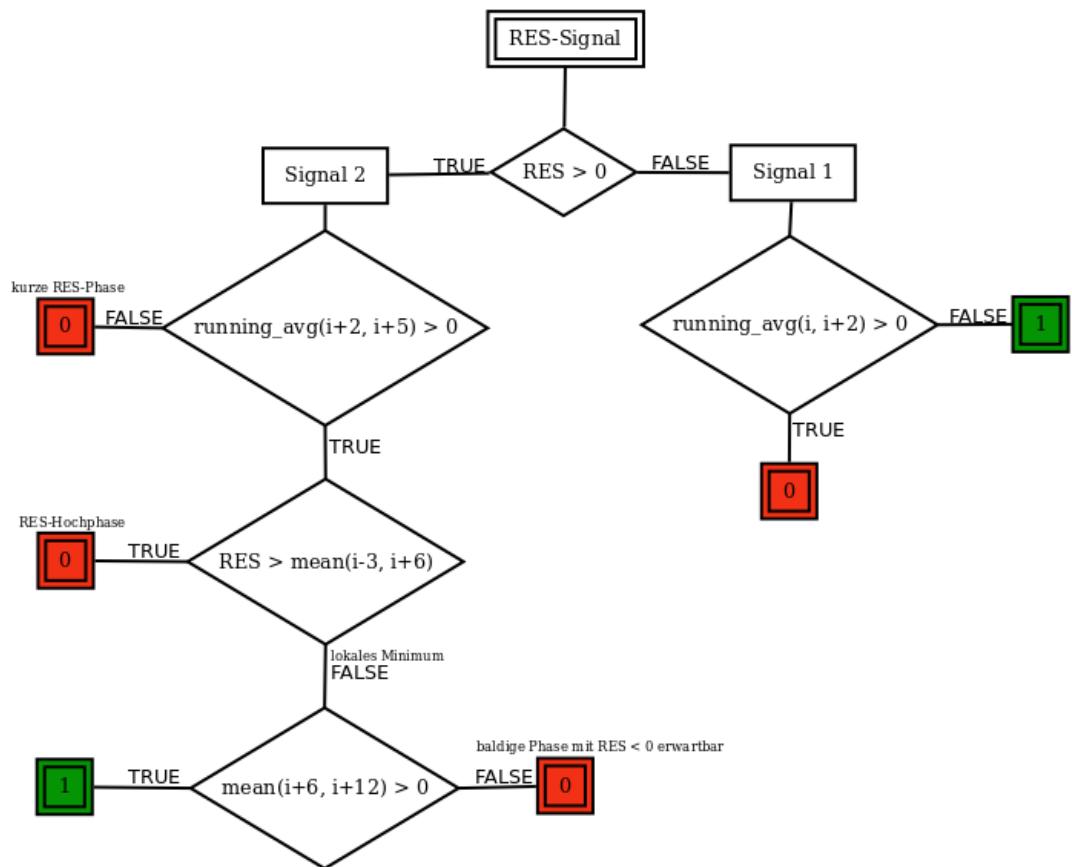


Abbildung 8: Schema des Schaltsignals, das sich aus der Analyse der ersten Ansätze ergeben hat.
 Signal 1 und Signal 2 sind als eigene Funktionen codiert, weshalb sie hier für eine leichtere Verständlichkeit extra angeführt sind.

4 Ergebnisse

Das vorherige Kapitel fasst die Annahmen und Schritte zusammen, anhand derer eine geeignete Simulationsumgebung geschaffen wurde. Diese dient dazu, die Residuallast für verschiedene Ausbauszenarien erneuerbarer Energieträger in Österreich zu berechnen, mit einer zeitlichen Genauigkeit von einer Stunde darzustellen und mit Fokus auf die resultierenden Anforderungen an die Energieflexibilität auszuwerten. Durch die Miteinbeziehung der Nachbarländer wird Österreich als ein Teil eines weitläufigen Netzwerks modelliert. Die Netzwerkberechnungen wurden für die in Abschnitt 2.2 definierten Szenarien durchgeführt und die Ergebnisse gemäß den Erklärungen im letzten Abschnitt ausgewertet. Im Folgenden sollen die Ergebnisse dieser Simulationen angeführt und in einen Zusammenhang gebracht werden. Dabei werden zuerst die Ergebnisse der Netzwerkberechnungen für das Jahr 2030 und anschließend für 2050 dargelegt. Zudem werden allgemeine Eigenschaften sowie für unterschiedliche Inputdaten variierende Größen zusammengestellt. Darauf aufbauend werden Rückschlüsse auf die in Abschnitt 1.2 definierten Fragestellungen gezogen.

4.1 Szenarien für das Jahr 2030

Die abgebildeten Szenarien mit Referenzjahr 2030, also die Szenarien „Klima- und Energiezukunft Österreich (Veogl 2030)“, „Szenario Umweltbundesamt 2030 (UBA 2030)“, „Regierungsprogramm 2030“ sowie das Referenzszenario „Stromzukunft Österreich“ wurden nach den genannten Parametern ausgewertet. Die wichtigsten daraus resultierenden Punkte sollen nun ausgewertet und in einen Zusammenhang gebracht werden.

Als Input wird in das Modell die Menge elektrischer Energie eingegeben, die innerhalb eines Jahres mit einer Erzeugungstechnologie wie Photovoltaik oder Windkraft produziert werden soll. Daraus ergibt sich ein Wert für die installierte Leistung dieser Erzeugungstechnologie, die notwendig ist, um die eingegebene Energiemenge bereitstellen zu können. Tabelle 2 zeigt die Erzeugungsmengen elektrischer Energie, die in den ausgewerteten Szenarien vorgesehen sind. Die daraus resultierenden installierten Leistungen pro Erzeugungstechnologie sind in Abbildung 1 in Relation zu den heute installierten Leistungen dargestellt. Fossile Stromerzeugungstechnologien sind in die Grafiken mit Ausnahme von Gas nicht mit abgebildet. Sie würden einen konstanten Faktor darstellen, da kein Rückbau installierter Kapazitäten betrachtet wird. Für die Realisierung aller Szenarien ist im Vergleich zum heutigen Stand eine vielfach höhere

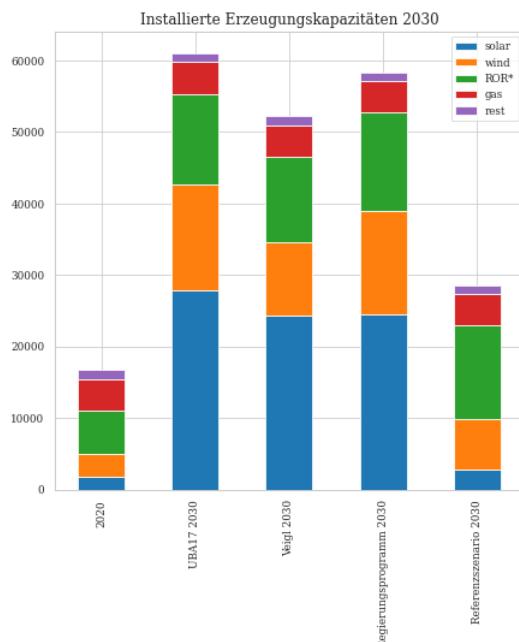


Abbildung 1: Installierte Leistung an Erzeugungstechnologie nach Szenario; blau: Solar, orange: Wind, grün: Laufwasserkraft (händisch in das Modell eingegebener Wert), rot: Gas, lila: Rest (eigene Abbildung nach APG Austrian_Power_Grid_AG, 2021b)

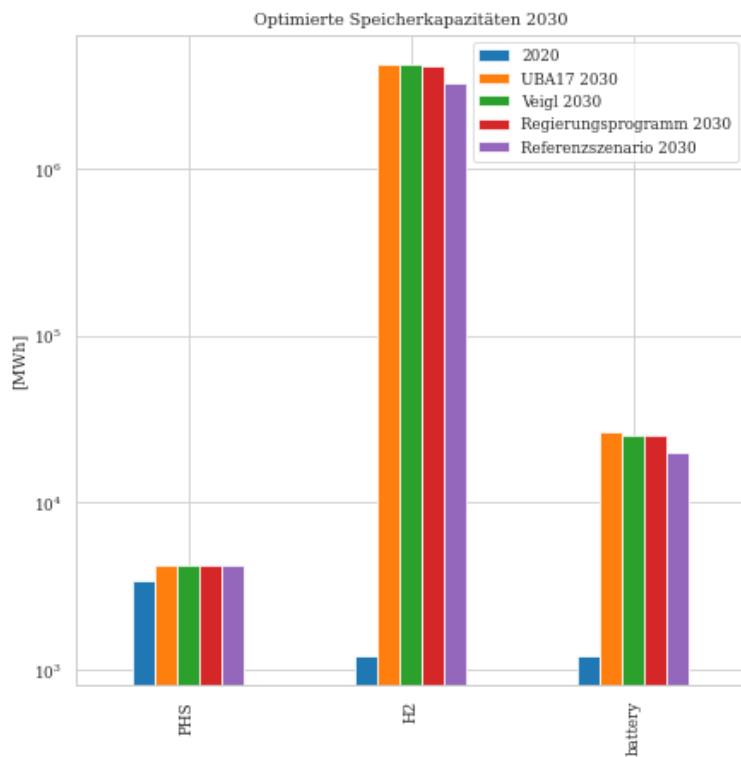


Abbildung 2: Installierte Leistung an Speichertechnologien, optimiert nach Szenario (eigene Abbildungen nach APG (Austrian_Power_Grid_AG, 2021b)

installierte Leistung an Erzeugungsanlagen notwendig. Dies ist besonders auf eine Vervielfachung der installierten Solarkapazitäten und Kapazitäten der Windkraft zurückzuführen. Die Leistung an Laufwasserkraftwerken ist für alle Szenarien händisch in das Modell eingegeben und basiert auf der Annahme von 3500 Vollaststunden. Dieser Wert ist heuristisch für dieses Modell ermittelt, die Kapazitäten befinden sich aber für alle Szenarien innerhalb der im Szenario angegebenen Maximalwerte an installierbarer Kapazität der Laufwasserkraft.

Dieser erhebliche Unterschied in installierter Leistung spiegelt sich auch in den Erzeugungszeitreihen elektrischer Energie wider. Die Zeitreihe für das Jahr 2020 ist in Abbildung 3 zu sehen. Dabei sind Erzeugungstechnologien, die für die weiteren Betrachtungen in dieser Arbeit nicht von Relevanz sind, zusammengefasst dargestellt. Lauf- und Schwellwasserkraft ist auf den ersten Blick als dominante Technologie zu erkennen. Dies ist über den gesamten Zeitraum eines Jahres zu sehen, wobei der Anteil elektrischer Energie aus Lauf- und Schwellwasserkraft im Allgemeinen in den Wintermonaten niedriger ist als in den Sommermonaten. Ebenfalls ganzjährig wird ein naturgemäß stark schwankender Anteil der Energie durch Windkraftwerke bereitgestellt. Die Solarkraft spielt hingegen nur eine untergeordnete Rolle. Bis zu einem Drittel der elektrischen Energie wurde in den Wintermonaten, besonders von November bis Februar, durch Gaskraftwerke und ein kleiner Teil durch Kohlekraftwerke bereitgestellt.

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 4 die Zeitreihe der Stromerzeugung für das Szenario „Energie und Klimazukunft Österreich (Veigl 2030)“ gezeigt. In gleichem Maße auffällig ist die Energieerzeugung mittels Laufwasserkraftwerken. Zudem sind Schwankungen der Erzeugung sowohl saisonal als auch für kurze Zeitintervalle stärker ausgeprägt als in Abbildung 3. Starke Schwankungen innerhalb kurzer Zeitintervalle sind vor allem auf den verstärkten Input von Solarkraftwerken zurückzuführen. Diese ausgeprägten Erzeugungsspitzen, die hier vor allem in den Monaten Juni bis Oktober auffallen, haben starken Einfluss auf die weiteren Ergebnisse der Analyse und tragen auch stark zur Diskrepanz installierter Speichertechnologien zwischen dem Ist-Stand und den aus den Szenarien resultierenden Ergebnissen bei, wie beispielsweise (Hadjipaschalis et al., 2009, S. 1513) vermuten lässt. Die fehlenden Gaskraftwerke spiegeln sich in einer allgemein geringeren Energieerzeugung in den betroffenen Zeiten wider, also im Besonderen in den Monaten November bis April, weshalb die saisonale Schwankung der Wasserkraft deutlich zu sehen ist.

Die Grafik in Abbildung 2 zeigt die installierte Kapazität der Speichertechnologien. Die Daten für 2020 wurden von der Plattform der APG übernommen (Austrian_Power_Grid_AG, 2021b). Dabei wird nicht zwischen unterschiedlichen Speichertechnologien differenziert, weshalb die Werte für die installierten Leistungen von Wasserstoff und Batteriespeichern so gewählt wurden, dass sie zusammen die im Jahr 2020 installierte Leistung an Speichern abbilden. Alle Speichertechnologien tragen zum Ausgleich der Leistungsunterschiede bei, die im vorhergehenden Absatz angesprochen wurden. Sie unterscheiden sich dabei besonders durch die be-

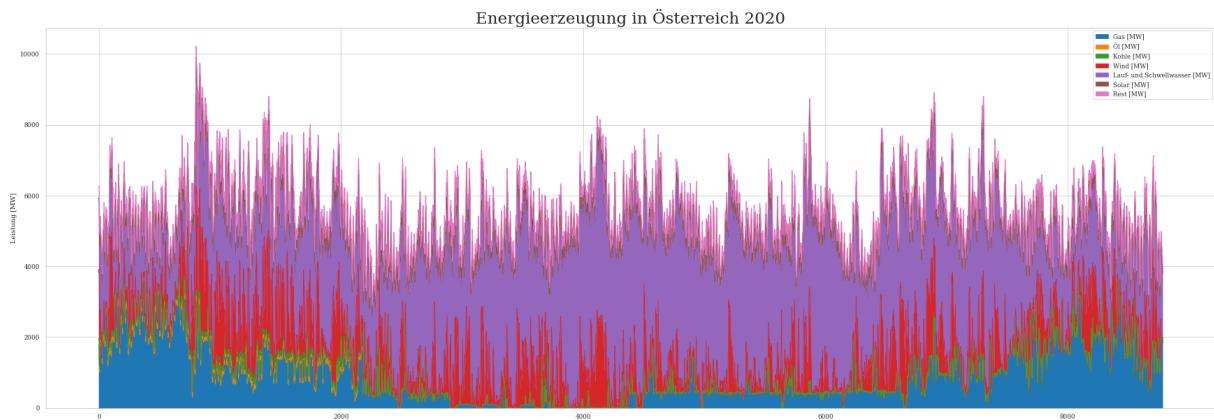


Abbildung 3: Zeitreihe der Erzeugung elektrischer Energie nach Energieträgern; blau: Gas, orange: Öl, grün: Kohle, rot: Wind, violett: Lauf- und Schwellwasser, braun: Solar, rosa: Rest (eigene Abbildung nach Austrian_Power_Grid_AG, 2021a)

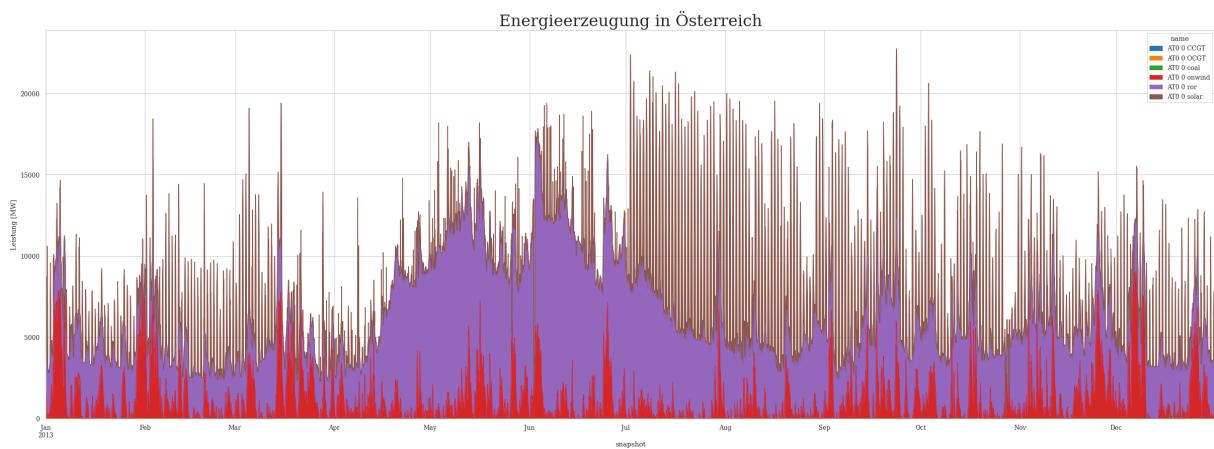


Abbildung 4: Zeitreihe der Erzeugung elektrischer Energie nach Energieträger; blau: Open-Cycle-gas, orange: closed-Cycle-gas, grün: Kohle, rot: Wind, violett: Lauf- und Schwellwasser, braun: Solar, rosa: Rest (nach Szenario Veigl 2030)

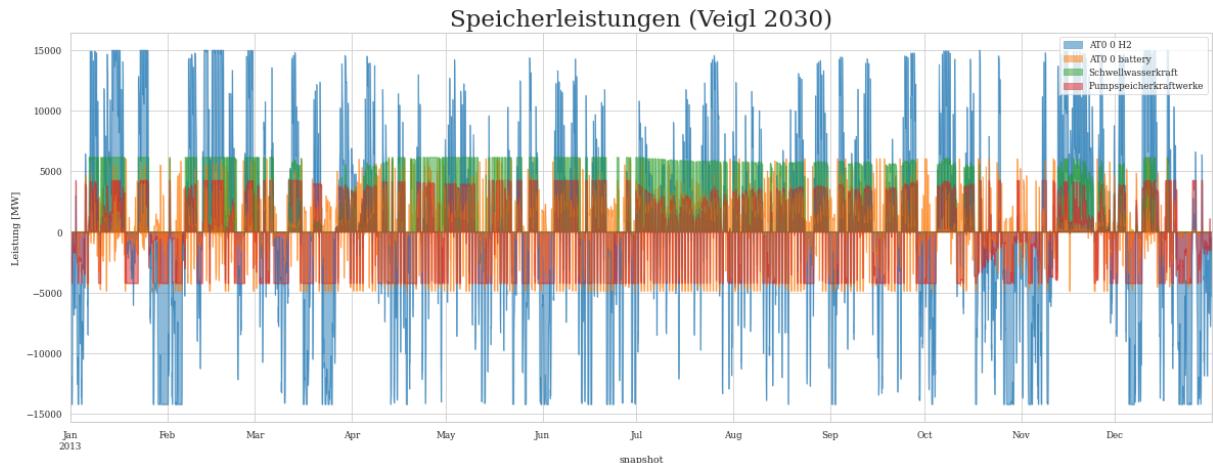


Abbildung 5: Zeitreihe der Leistungen nach Speichertechnologie; blau: Wasserstoff, orange: Batteriespeicher, rot: Pumpspeicherkraftwerke, grün: Peicherpotential der Schwellwasserkraft (nach Szenario Veigl 2030)

	Summierte Residuallast [GWh]
Umweltbundesamt 2030	1982
Veigl 2030	9597
Regierungsprogramm 2030	298
Referenzszenario 2030	23029

Tabelle 1: Residuallast nach Szenario summiert über ein Jahr

reitstellbare Leistung. Diese korreliert mit der installierten Leistung der jeweiligen Speichertechnologie und ist in Abbildung 5 für einen Zeitraum von einem Jahr zu sehen. Vom heutigen Einsatz von Energiespeichern unterscheidet sich dieser vor allem durch den abgedeckten Leistungsbereich und den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke, worauf im Kapitel 5 noch näher eingegangen wird.

4.1.1 Auswertung der Residuallast

In allen Szenarien wird über den Zeitraum von einem Jahr in Österreich mehr elektrische Energie verbraucht, als mit den simulierten erneuerbaren Energieträgern erzeugt wurde. Die Summe der Residuallast befindet sich für alle genannten Szenarien im Bereich von 1×10^2 GWh bis 1×10^4 GWh. Die geringste Residuallast über den Zeitraum von einem Jahr weist das Szenario Regierungsprogramm 2030 mit 2.98×10^2 GWh auf, für das Referenzszenario ergibt sich eine Energiemenge von 2.30×10^4 GWh. Die Werte sind in Tabelle 1 zusammengefasst und in Grafik 6 veranschaulicht.

Betrachtet man die Residuallastwerte in unterschiedlichen Zeiträumen und summiert sie pro

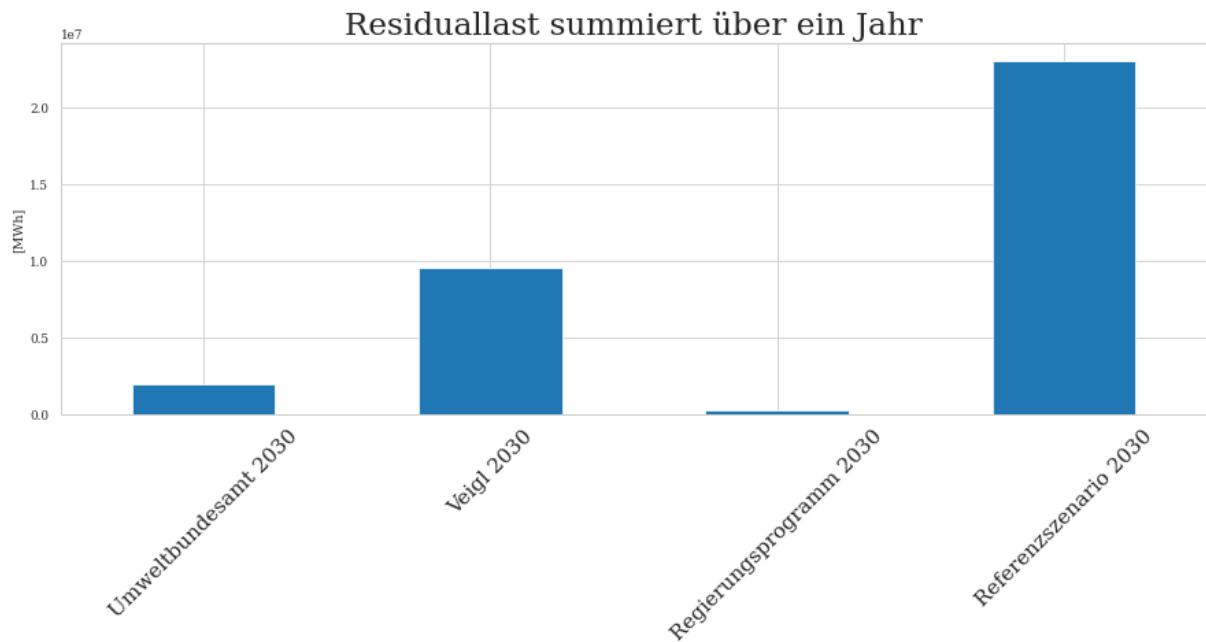


Abbildung 6: Vergleich der über ein Jahr summierten Residuallast nach Szenario für das Jahr 2030

Monat, ist sofort ein gemeinsamer Parameter für alle Szenarien zu erkennen (Abbildung 7). Unabhängig vom Szenario werden saisonale Unterschiede der nicht erneuerbar deckbaren Last deutlich. Während sich in den Sommermonaten teils stark negative Werte ergeben, ist die Residuallast für die Monate Oktober bis April für alle Erzeugungsszenarien positiv. Im Vergleich zum Referenzszenario, das einen niedrigen Ausbau erneuerbarer Energieträger vorsieht, zeigt sich für alle Szenarien eine längere Phase negativer Residuallast. Besonders in den Monaten Juli, August und September ist eine stärkere Diskrepanz in den Ergebnissen erkennbar als in den übrigen Monaten. Bezieht man Grafik 1 in die Betrachtungen mit ein, kann dies aufgrund der sich ändernden Zusammensetzung der Energieerzeugung erklärt werden. In den Monaten April, Mai und Juni überwiegt der Anteil an Wasserkraft in der Stromerzeugung. Die installierte Kapazität dieser Erzeugungstechnologie weicht in den modellierten Szenarien vergleichsweise gering ab, während der Einfluss der Solarenergie, der in den Monaten von Juli bis Oktober besonders ausgeprägt ist, stärkere Unterschiede in der Residuallast dieser Zeiträume zur Folge hat. Die restlichen Szenarien weisen untereinander geringe saisonale Unterschiede auf.

Diese Differenzen der monatlich aufsummierten Residuallast spiegeln sich auch in der tageszeitlichen Analyse verschiedener Monate wider. Dafür soll zunächst die Leistung außer Acht gelassen werden und ein Fokus auf die zeitliche Analyse gelegt werden. Die Ergebnisse der Szenarien „Klima- und Energiezukunft Österreich“, „Szenario Umweltbundesamt“ und Szenario „Regierungsprogramm 2030“ ähneln sich in diesem Punkt stark, weshalb das Szenario „Klima- und Energiezukunft Österreich“ für die weiteren Überlegungen als Beispiel herangezogen wird.

Allgemein ist zu erwähnen, dass in den Monaten November und Dezember (Abbildung 8)

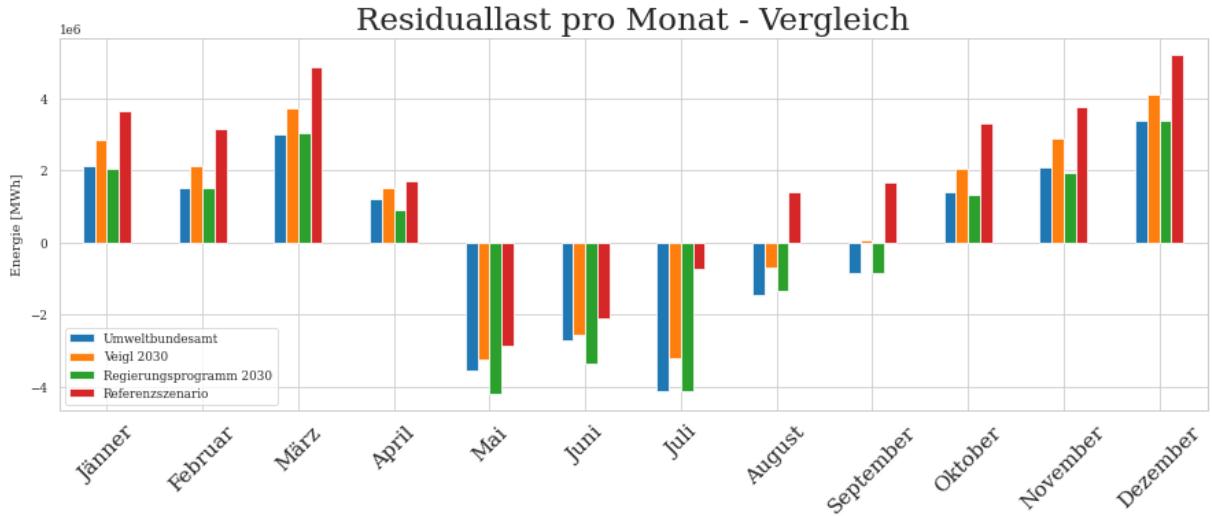


Abbildung 7: Vergleich der pro Monat summierten Residuallast nach Szenario für das Jahr 2030

beinahe unabhängig von der Tageszeit fast täglich auf nicht erneuerbare Residuallast zurückgegriffen wird. Für diese Monate ist demnach die Anzahl der Nulldurchgänge pro Tag sehr gering, wie auch Abbildung 1 im Anhang darstellt. Auch für Oktober und Jänner ist keine eindeutige tageszeitliche Abhängigkeit zu erkennen. Die Monate von April bis September weisen hingegen eine stark ausgeprägte Abhängigkeit von der Tageszeit auf. Für Juli zeigt sich in Abbildung 9 unten für das Referenzszenario, dass um die Mittags- und frühe Nachmittagszeit täglich die elektrische Last die Erzeugungsleistung erneuerbarer Energieträger und Speicher in Österreich übersteigt, während für die restlichen Erzeugungsszenarien dies im Durchschnitt nur etwa alle zwei Tage der Fall ist (Abbildung 9 oben). Anhand der Darstellung der Nulldurchgänge lässt sich zudem erkennen, dass die Residuallast hier an einem überwiegenden Anteil der Tage schon mit dem morgendlichen Lastanstieg positiv wird. Dabei weichen die Ergebnisse für Österreich stark von Ergebnissen ab, in die andere Länder auch mit einfließen, was im Kapitel Diskussion noch behandelt wird.

Bezüglich der Zeitspannen einer Phase positiver Residuallast ergibt sich im Allgemeinen nur ein geringer Unterschied zwischen den verschiedenen Erzeugungsszenarien. Für die Szenarien, die von einem Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten ausgehen, ist das Maximum der Funktion für sehr kurze Zeitdauern von 1 - 4 Stunden gegeben. Ab etwa 12h fällt die Funktion stark ab. Zwischen 6 und 8 Stunden sind für diese Szenarien ebenfalls höhere Werte zu erkennen. Die Szenarien „Umweltbundesamt“ und „Regierungsprogramm“ erfahren dabei schon bei 6 Stunden ein lokales Maximum und die Werte sinken danach ab, während das Szenario nach Veogl bei 8 - 9 Stunden maximale Werte aufweist. Verglichen mit dem Referenzszenario zeigt sich bei vermehrtem Ausbau der erneuerbaren Erzeugungseinheiten eine deutliche Zunahme kurzer Zeitspannen, die mit einer Abnahme von Zeitspannen über 5 Stunden durchgehend positiver Residuallast einhergeht, wie anhand der prozentualen Werte in Tabelle 2 zu

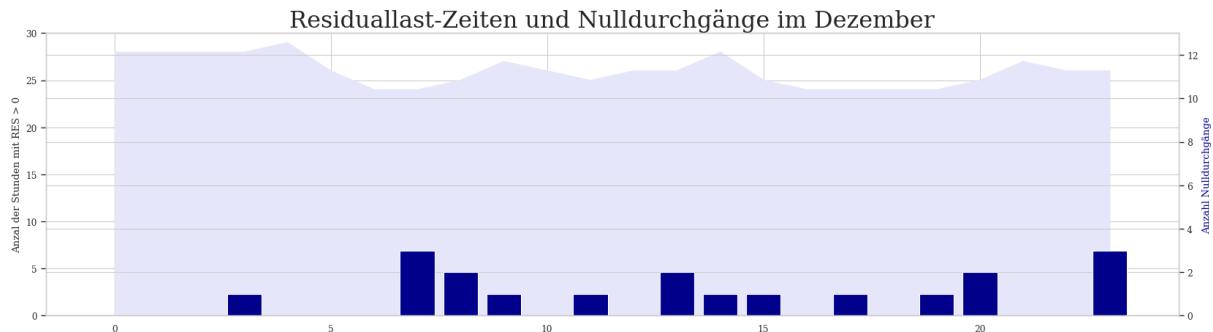


Abbildung 8: Tageszeitliche Analyse für Dezember; die Fläche gibt an, wie oft zu dieser Tageszeit im Dezember die Residuallast größer als Null war, während die Balken die Anzahl der Nulldurchgänge zur jeweiligen Tageszeit angeben. Es werden dabei unterschiedliche Skalen verwendet: rechts: Anzahl der Nulldurchgänge, links: Anzahl der Tage mit RES > 0 (nach Szenario Veigl 2030)

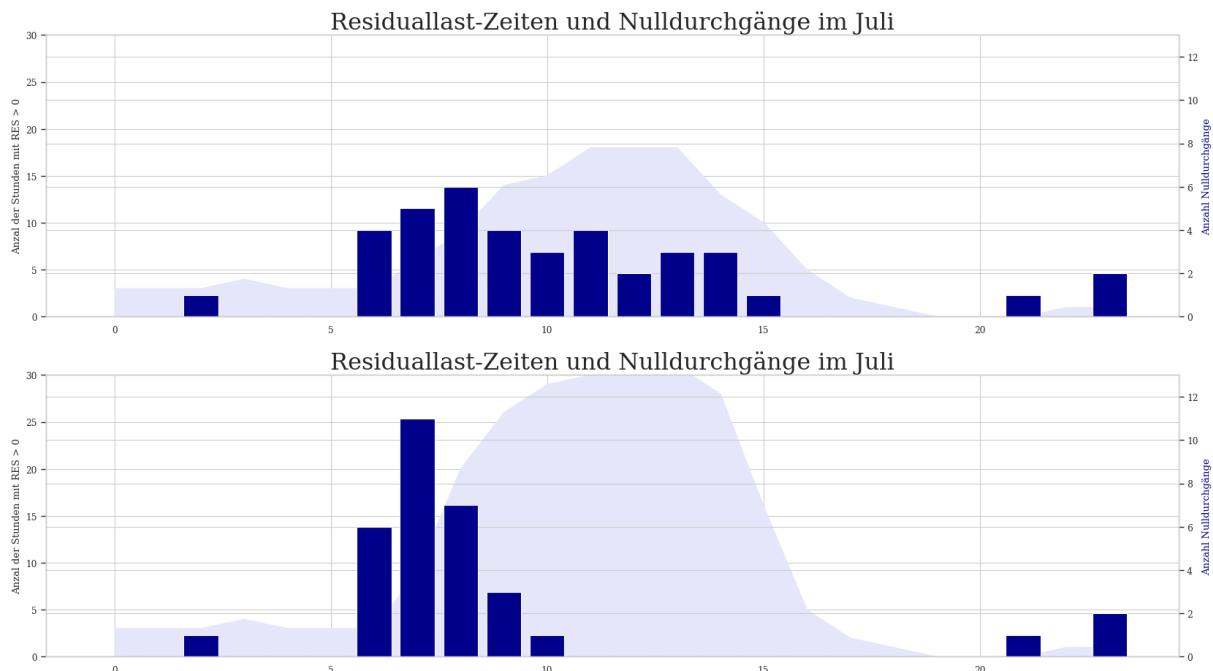


Abbildung 9: Tageszeitliche Analyse für Juli; die Fläche gibt an, wie oft zu dieser Tageszeit im Juli die Residuallast größer als Null war, während die Balken die Anzahl der Nulldurchgänge zur jeweiligen Tageszeit angeben. Es werden dabei unterschiedliche Skalen verwendet: rechts: Anzahl der Nulldurchgänge, links: Anzahl der Tage mit RES > 0 (oben: Szenario nach Veigl 2030, unten: Referenzszenario)

	1-4 Stunden	5-8 Stunden	9-20 Stunden
Umweltbundesamt 2030	34%	28%	37%
Veogl 2030	37%	31%	31%
Regierungsprogramm 2030	38%	29%	31%
Referenzszenario 2030	8%	42%	49%

Tabelle 2: Zeitliche Einteilung der Phasen positiver Residuallast. Als Gesamtmenge wurde die Anzahl aller Ereignisse unter 20 Stunden hergenommen. Werte sind gerundet.

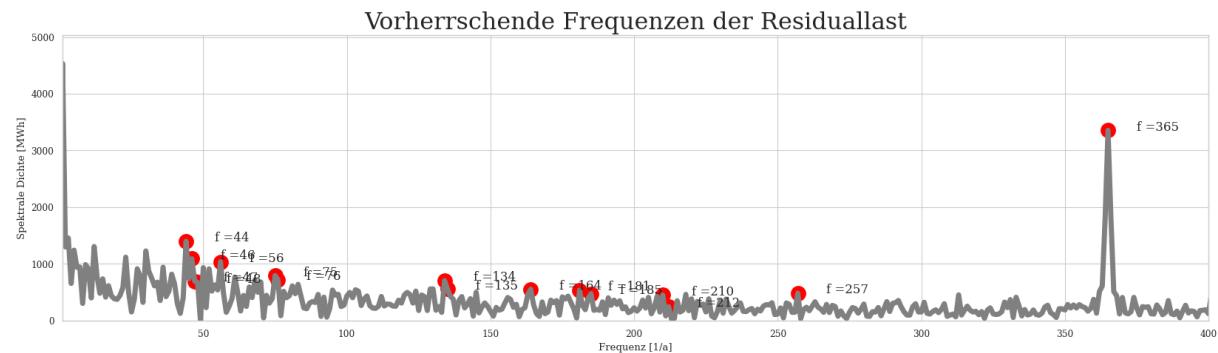


Abbildung 10: Frequenzanalyse der Funktion der Residuallast (Szenario Regierungsprogramm 2030)

erkennen ist. Die graphische Aufbereitung der restlichen Ergebnisse ist im Anhang zu finden.

4.1.2 Rückschlüsse auf Anforderungen an die Energieflexibilität

Mit den bisher betrachteten Ergebnissen lässt sich die Residuallast für unterschiedliche Ausbauraten erneuerbarer Energieträger in ihren Grundzügen und der zeitlichen Einordnung umfassend beschreiben. Im Folgenden sollen Ergebnisse vorgestellt werden, die sich stärker mit der Frage nach Anforderungen an Lastverschiebungspotentiale beschäftigen. Eine weitere

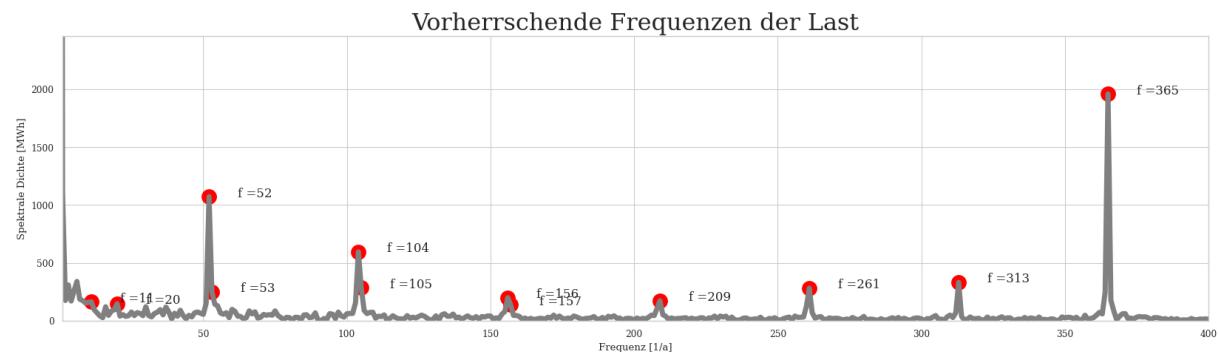


Abbildung 11: Frequenzanalyse der Funktion der Last (Szenario Regierungsprogramm 2030)

Analyse dazu wird im Abschnitt Diskussion durchgeführt. Um auf die Frage der Anforderungen an die Energieflexibilität genauer eingehen zu können, wurde, wie in Abschnitt 3.4 erklärt, auf Basis der genannten Punkte und einer Frequenzanalyse eine einfache Simulation einer Lastverschiebung durchgeführt. Das Ergebnis der Frequenzanalyse zeigt für alle simulierten Szenarien ein ähnliches Bild. In Abbildung 10 ist als Beispiel die Frequenzanalyse der Residuallast des Szenarios „Regierungsprogramm 2030“ abgebildet. Dabei stechen die Frequenzen von 365 sowie von 1 besonders hervor, also tägliche sowie saisonale Schwankungen. Unter anderem tägliche Schwankungen sind auch in Abbildung 11 stark ausgeprägt, in welcher die vorherrschenden Frequenzen der Last gezeigt sind. Die Frequenzanalysen anderer Netzeitreihen und anderer Szenarien finden sich im [Anhang](#). Die Frequenz von 365 lässt sich auch in der Analyse der Erzeugung erneuerbarer Energie finden. Dies lässt darauf schließen, dass eine Lastverschiebung innerhalb eines Tages, also 24 Stunden, als Ansatz dienen kann, die Funktion der Residuallast zu glätten und positive sowie negative Spitzen zu vermeiden. Mit diesem Ansatz ergibt sich, dass etwa ein Viertel der Residuallast durch kurzfristige Lastverschiebung verschiebbar ist, wie Grafik 12 für die simulierten Szenarien zeigt. Über den Zeitraum eines Jahres ist die verschiebbare Energie in Abbildung 13 für das Beispiel des Szenarios „Regierungsprogramm“ abgebildet. Die elektrische Leistung variiert dabei stark, genauso wie die Zeitspannen, in denen die Last verschoben werden soll. Diese Aspekte müssen bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Energiemengen, die nicht kurzzeitig verschoben werden können, werden als langfristig zu verschiebende Energiemengen angenommen. Wie bereits erwähnt, überwiegt der Anteil der Energie, die nicht innerhalb eines Zyklus verschoben werden kann. Die Grafiken in Abbildung 14 bekräftigen dies auch anhand des Anteils kurzfristig bzw. langfristig verschiebbarer Energie. Zudem zeigen sie, dass in den Monaten Juli, August und September die Anzahl an Lastverschiebungs-Zyklen größer ist, was auf die erhöhte Anzahl an Nulldurchgängen in diesen Monaten zurückzuführen ist.

Die Auswertung der Schaltsignale erfolgt auf Basis einiger Parameter, mit denen die Güte dieser Signale abgeschätzt werden soll. Tabelle 3 zeigt dafür die Anteile von Sperre und Freigabe am Beispiel eines Szenarios. Der Vergleich der Signal-Erstellungsmethoden zeigt, dass die prozentuelle Aufteilung Freigabe/Sperre zwischen den unterschiedlichen Erstellungsmethoden nur leicht variiert. Signal 3, das sich aus einer verbesserten Kombination aus Signal 1 und Signal 2 zusammensetzt (siehe Algorithmus Abbildung 8), weist einen höheren Anteil des Freigabesignals auf als die beiden anderen Signale, die durchschnittliche Länge des Signals ist jedoch mit der von Signal 2 vergleichbar. Dies liegt an der Implementierung, bei positiver Residuallast unter Umständen trotzdem ein Freigabesignal zu geben, wenn die Dauer des Sperre-Signals ansonsten zu lange wäre. Diese Tatsache erklärt auch den relativ hohen Wert des Anteils der Freigabe für eine Zeit positiver Residuallast in Tabelle 4. Der Algorithmus von Signal 3 für eine positive Residuallast entspricht in etwa der von Signal 2, weshalb die Werte dieser beiden Signale auch vergleichbar sind. Der Anteil der Sperre für eine negative Residuallast sollte für ein sinnvolles Signal möglichst klein sein, da zu dieser Zeit ein Überangebot erneuerbar erzeugter

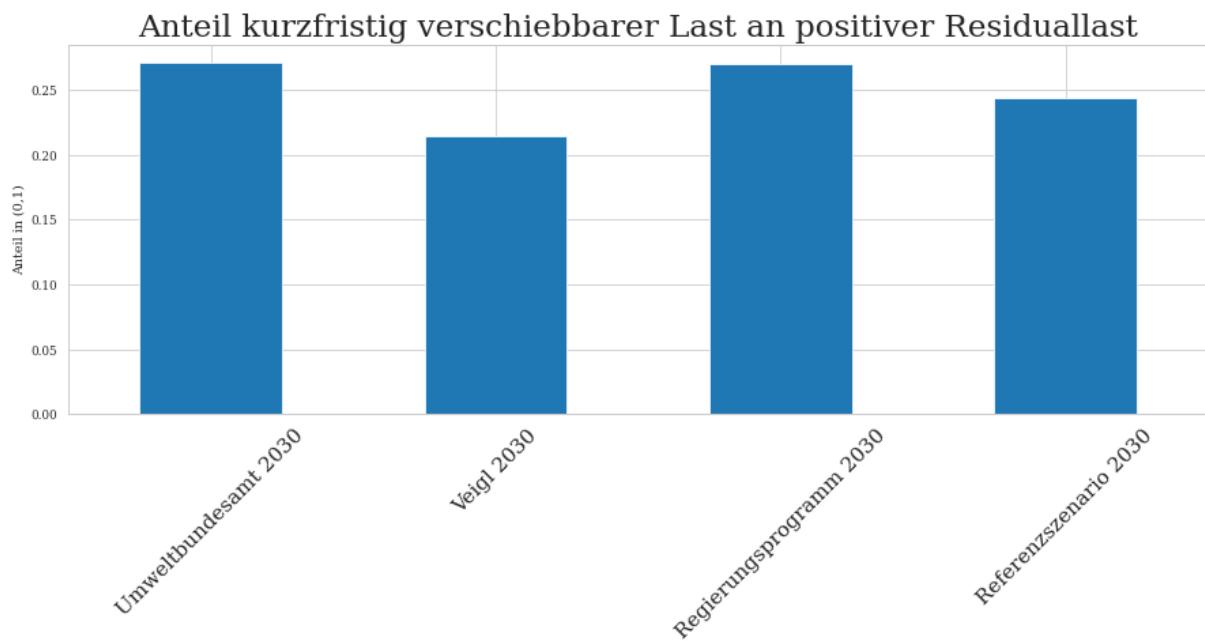


Abbildung 12: Anteil der kurzfristig verschiebbaren Last für verschiedene Szenarien

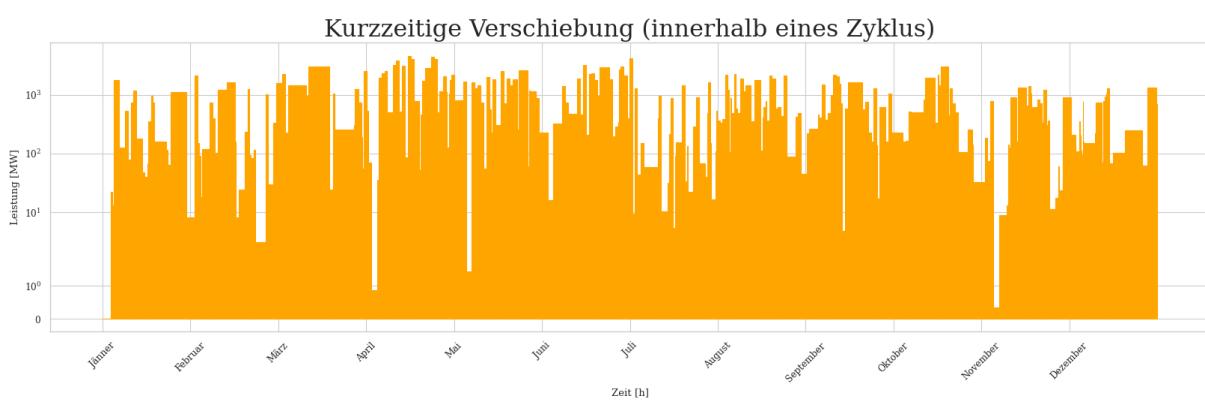


Abbildung 13: Kurzfristig verschiebbare Residuallast: Die Abbildung ist so gewählt, dass die vertikale Achse die Leistung beschreibt und die Zeitspanne, in der verschoben wird, auf der horizontalen Achse abgebildet ist. Die verschobene Energie ist damit die Fläche der Funktion; die Skala ist logarithmisch gewählt. (nach Szenario Regierungsprogramm 2030)

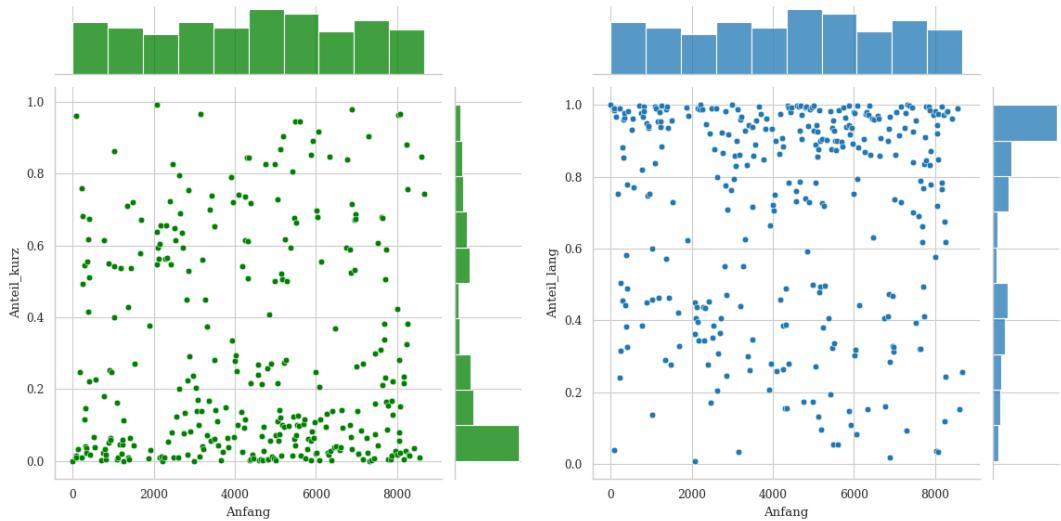


Abbildung 14: Anteile der Energie, die innerhalb eines Zyklus verschoben werden kann (grün), und Anteile der Energie, die nicht innerhalb eines Zyklus verschoben werden können (sowohl negative als auch positive Energie, blau); (nach Szenario Regierungsprogramm 2030)

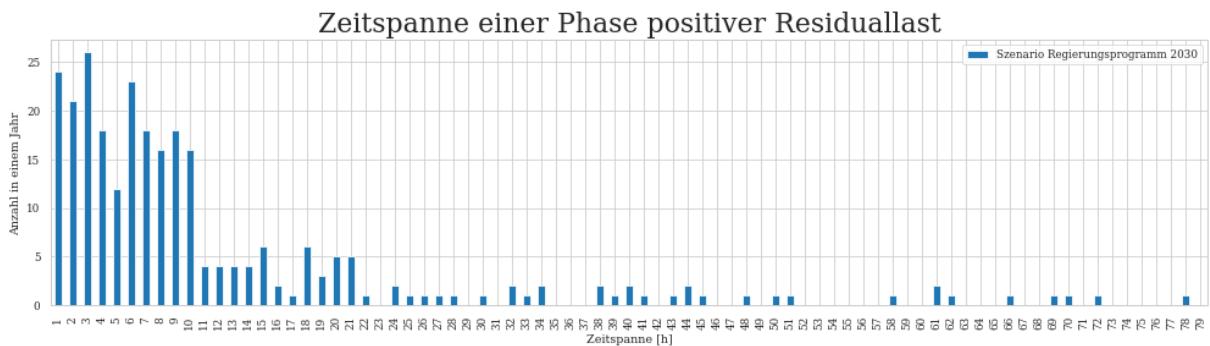


Abbildung 15: Zeitspanne einer durchgehenden Phase positiver Residuallast (nach Szenario Regierungsprogramm 2030)

Energie besteht. Diesbezüglich ist Tabelle 4 zu entnehmen, dass Signal 1 hier den niedrigsten Wert hat und sich Signal 2 durch einen relativ hohen Wert von 12 % Sperre auszeichnet. Ein weiterer Parameter ist die Dauer eines durchgehenden Signals, die Tabelle 3 zu entnehmen ist. Hier zeigt sich ein markanter Unterschied von Signal 1 zu den anderen beiden Signalen. Dabei erscheinen Signale von kürzerer Dauer (besonders was die Dauer der Sperre anbelangt) zweckmäßiger.

Zur Beurteilung dieser Schaltsignale kann folglich erwähnt werden, dass Signal 3 am zweckmäßigsten erscheint. Einzig der Anteil der Sperre bei negativer Residuallast ist bei Signal 1 passender, welches aber besonders lange Zeiten durchgehenden Sperr-Signals aufweist. Deshalb wird Signal 3 für die weiteren Betrachtungen und Vergleiche der Szenarien herangezogen. Bezogen auf die Zeitspannen ist es naheliegend eine Aufgabe der Signalerstellung darin zu se-

	Anteil Freigabe	Anteil Sperre	Mean Freigabe [h]	Mean Sperre [h]
Signal 1	0.46	0.54	19.44	22.10
Signal 2	0.53	0.47	7.59	6.60
Signal 3	0.60	0.40	7.92	5.18

Tabelle 3: Allgemeine Statistiken zu den Ergebnissen der unterschiedlichen Signal-Erstellungsmethoden (nach Szenario Umweltbundesamt)

	Anteil Sperre RES < 0	Anteil Freigabe RES > 0
Signal 1	0.053	0.054
Signal 2	0.121	0.178
Signal 3	0.093	0.218

Tabelle 4: Kritische Parameter, die die Abbildung der Residuallast im Steuersignal zeigen (nach Szenario Umweltbundesamt)

hen, dass Phasen langer positiver Residuallast in kürzere Phasen Sperre- und Freigabesignals zerlegt werden. Was lange Residuallastzeiten betrifft, kann dies mit dem Signalalgorithmus 3 (Abbildung 8) zweckmäßig erledigt werden. Eine weiter gefasste Darstellung der Zeitspannen zeigt in Abbildung 15 nicht unbedeutend viele Zeitspannen positiver Residuallast mit einer Dauer von über 30 Stunden. Der überwiegende Großteil der Sperre-Signallängen des gleichen Szenarios ist hingegen unter 12 Stunden. Das längste durchgehende Sperre-Signal beträgt 21 Stunden. Auch für das Referenzszenario, das sich durch längere Phasen positiver Residuallast auszeichnet, ist der überwiegende Großteil der Sperre-Signale unter 15 Stunden.

Im Vergleich mit anderen Szenarien ergeben sich durch Anwendung der Signal-Erstellung sehr ähnliche Ergebnisse, was das längste durchgehende Sperre-Signal betrifft. Die Aufteilung Sperre - Freigabe kann ebenfalls für alle Signale mit 40 - 60 abgeschätzt werden, wobei in Tabelle 5 bei Vergleich des Referenzszenarios zu den Szenarien für 2030 und einem Szenario für 2050 zu erkennen ist, dass der Anteil des Freigabesignals parallel zum Anteil erneuerbarer Energieträger ansteigt.

4.1.3 Emissionsintensität der Stromerzeugung

Die Emissionsintensität der Stromerzeugung in Österreich setzt sich aus den in Abschnitt 3.4 genannten Emissionsfaktoren zusammen. Die weitgehende Integration erneuerbarer Energieträger in das Netz ergibt dabei im Vergleich mit der Stromproduktion 2020 zwei wesentliche Aspekte: Wie in Abbildung 16 zu sehen ist, sinken die generellen Emissionen des erzeugten Stromes. Zudem ist bei der Funktion der Emissionen heutiger Stromerzeugung deutlich ein sai-

	Anteil Freigabe	Anteil Sperre	Längste Freigabe	Längste Sperre
Umweltbundesamt	0.60	0.40	113.0	19.0
Veogl	0.57	0.43	103.0	21.0
Regierungsprogramm	0.61	0.39	112.0	21.0
Referenzszenario	0.54	0.46	63.0	21.0
Veogl 2050	0.65	0.35	213.0	19.0

Tabelle 5: Steuersignal 3 für unterschiedliche Szenarien (Angabe in Stunden)

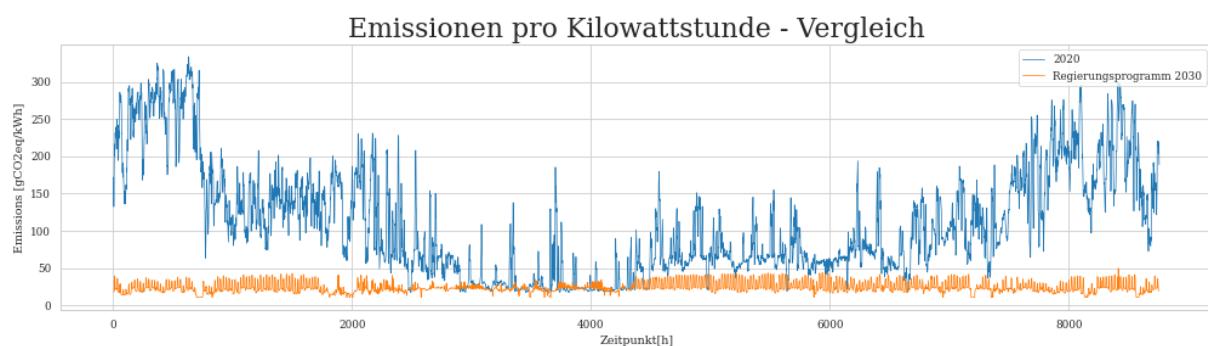


Abbildung 16: Emissionen der Stromerzeugung pro Kilowattstunde im Vergleich; (eigene Abbildung nach Austrian_Power_Grid_AG, 2021a)

sonaler Einfluss zu erkennen. Nach Abbildung 3 ist dies auf die vermehrte Stromerzeugung mittels Gaskraftwerken in den Wintermonaten zurückzuführen.

Ein Vergleich der Emissionen einer Kilowattstunde elektrischer Energie verschiedener Szenarien untereinander ergibt sehr ähnliche Zeitreihen. Die graphische Darstellung ist in Abbildung 17 zu sehen. Tabelle 6 zeigt den Mittelwert und die maximalen Emissionen der Stromerzeugung. Auch hier ähneln sich die Werte der Emissionen aller Szenarien und es herrscht eine starke Diskrepanz zu den Emissionen der heutigen Stromerzeugung.

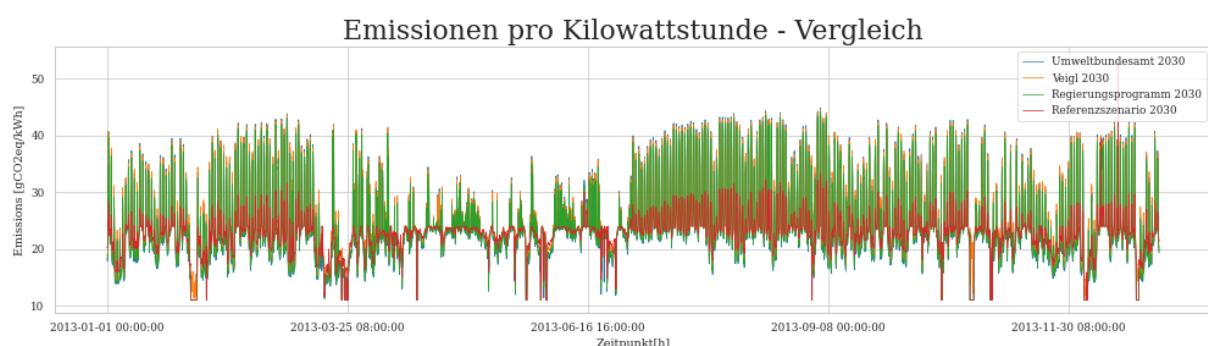


Abbildung 17: Emissionszeitreihen der Erzeugungsszenarien für 2030.

	Durchschnitt [$g\text{CO}_2/\text{kWh}$]	Maximum [$g\text{CO}_2/\text{kWh}$]
Umweltbundesamt 2030	24.36	52.28
Veogl 2030	25.00	53.45
Regierungsprogramm 2030	24.24	49.89
Referenzszenario 2030	22.64	52.75
Stromerzeugung 2020	111.13	333.74

Tabelle 6: Statistische Werte der Emissionszeitreihen

4.2 Szenarien für das Jahr 2050

Die Szenarien „Energie- und Klimazukunft Österreich“ und „Umweltbundesamt“ beinhalten auch Angaben zur Stromerzeugung im Jahr 2050. Beide Szenarien zeichnen sich dabei besonders durch erhöhte Werte der Stromerzeugung mittels Photovoltaik und Windenergie aus, wie Tabelle 2 in Abschnitt 2 darlegt. Demnach ist sowohl eine Erhöhung der installierten Erzeugungskapazitäten zu erwarten als auch eine veränderte Zusammensetzung der Stromerzeugung, was direkte Auswirkungen auf die restlichen Parameter haben kann. In Abbildung 18 ist die Zeitreihe der Stromerzeugung in Österreich nach Energieträgern geordnet dargestellt. Die Grafik weist grobe Gemeinsamkeiten mit Abbildung 4 auf, was beispielsweise die saisonal unterschiedliche Stromerzeugung betrifft. Die stärksten Monate der Erzeugung mittels Laufwasserkraft sind wieder von Mai bis Juli. Entscheidende Unterschiede ergeben sich für die Solarenergie. Dies hat zum einen Erzeugungsleistungen von bis zu 40 GW zur Folge, zum anderen steigt auch der Anteil der Solarenergie in Monaten, in denen bei den bisherigen Szenarien wenig Strom aus Photovoltaik eingeflossen ist. Dieser Faktor hat aufgrund der hohen Variabilität der Technologie unterschiedliche Einflüsse auf die folgenden Ergebnisse. Die Ergebnisse sind angepasst an die Struktur des ersten Abschnitts dargestellt.

Die installierten Erzeugungskapazitäten, die sich durch die modellierten Szenarien ergeben, sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Sie unterscheiden sich für die jeweiligen Szenarien vor allem durch die installierte Leistung an Photovoltaik, wie in Abbildung 19 dargestellt ist. Für das Szenario nach Veogl wird dabei die installierte Leistung an Photovoltaik im Vergleich zu den Annahmen zum Jahr 2030 mehr als verdoppelt. Die optimierten Speicherkapazitäten unterscheiden sich in ihrem relativen Ausbau zu 2030 weniger. Abbildung 20 zeigt die graphische Veranschaulichung der entsprechenden Werte.

In Tabelle 8 ist die Residuallast über ein Jahr summiert zu sehen. In beiden Szenarien wird innerhalb eines Jahres mehr Strom in Österreich aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt als elektrische Energie verbraucht wird. Die summierte Residuallast über ein Jahr ist demnach für beide Szenarien negativ. Dies ist ein entscheidender Unterschied zu allen Szenarien für das

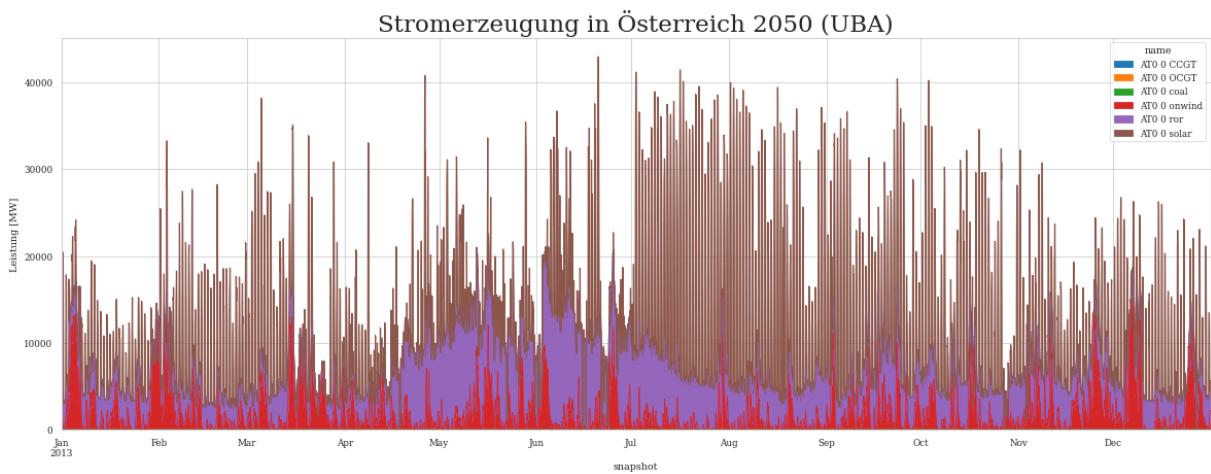


Abbildung 18: Zeitreihe der Stromerzeugung in Österreich für das Jahr 2050; blau: Gas, orange: Öl, grün: Kohle, rot: Wind, violett: Lauf- und Schwellwasser, braun: Solar, rosa: Rest (nach Szenario Umweltbundesamt)

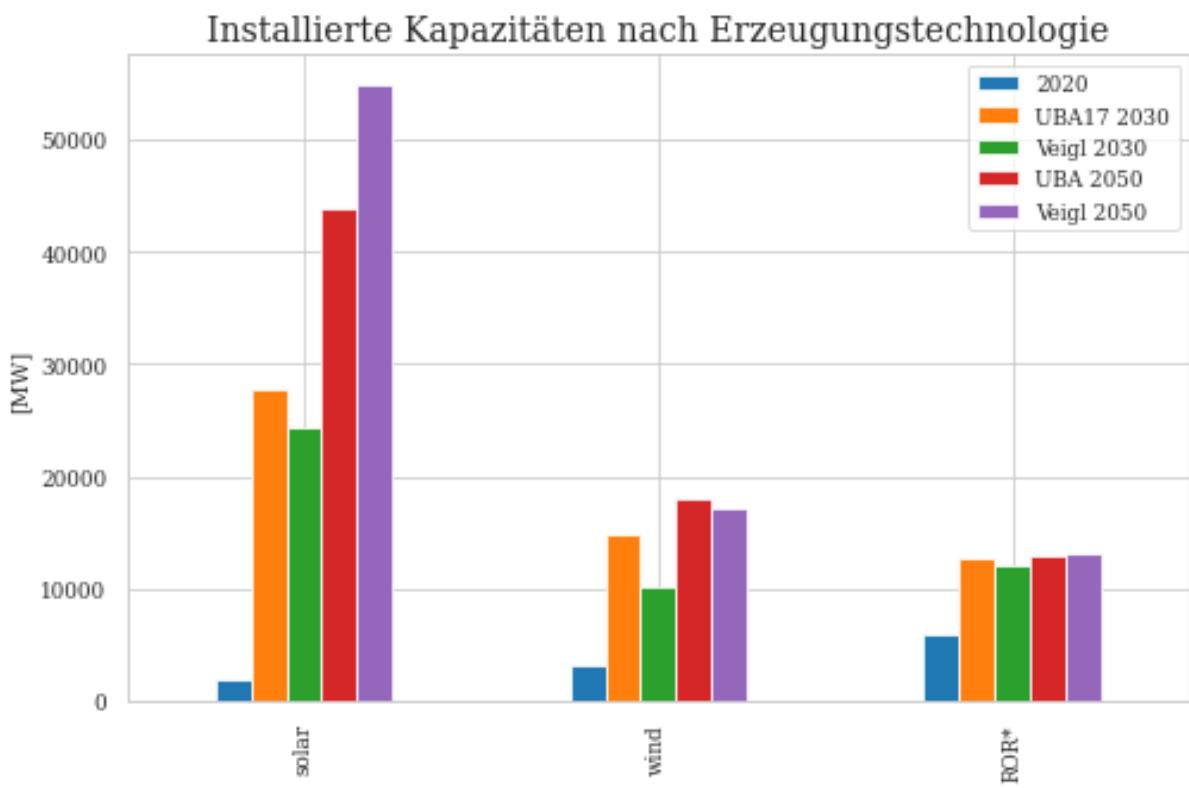


Abbildung 19: Vergleich installierter Kapazitäten nach Erzeugungstechnologie für 2020, 2030 und 2050

	2020	UBA17 2030	Veigl 2030	UBA 2050	Veigl 2050
Solar	1851	27841	24267	43818	54812
Wind	3198	14882	10263	18046	17105
ROR*	5941	12600	12000	13000	12000

Tabelle 7: Installierte Erzeugungskapazitäten nach Szenario 2050

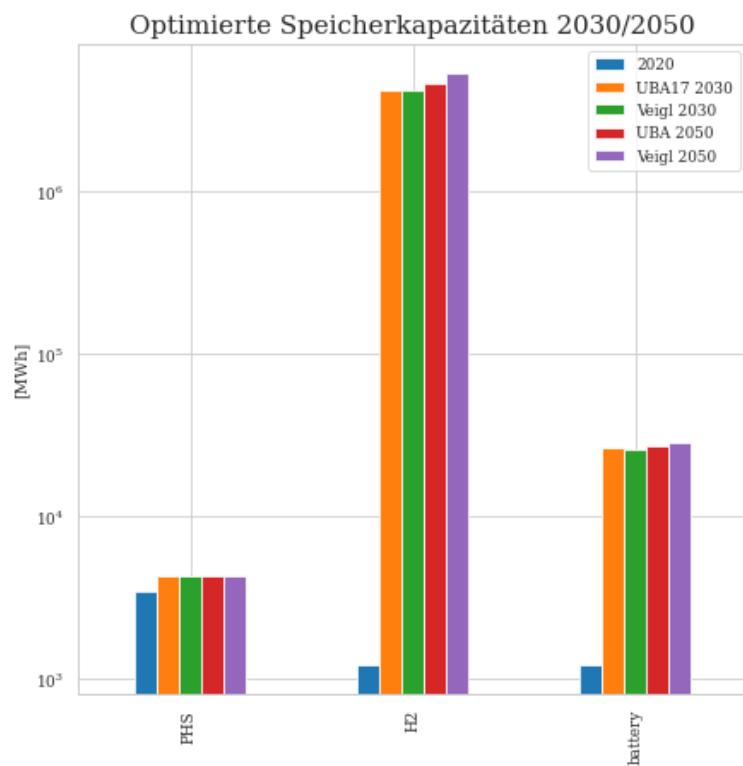


Abbildung 20: Optimierte Speicherkapazitäten nach Szenario 2050 im Vergleich zu den jeweiligen Werten für 2030.

	Summierte Residuallast [GWh]
Umweltbundesamt 2050	-13752
Veigl 2050	-19657

Tabelle 8: Residuallast nach Szenarien 2050 summiert über ein Jahr

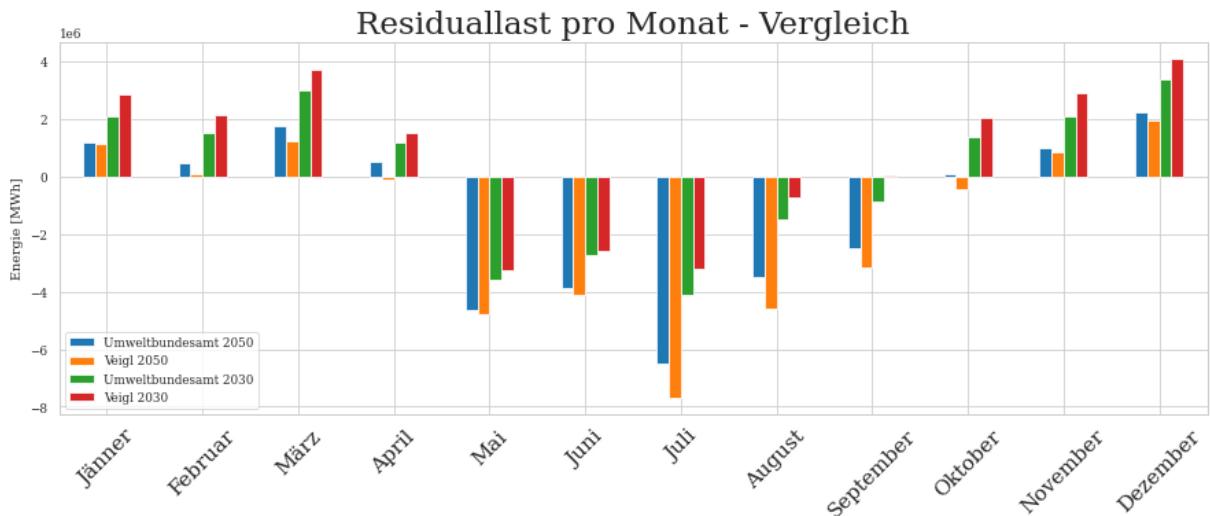


Abbildung 21: Residuallast pro Monat für die Szenarien Umweltbundesamt und Veigl.

Jahr 2030, für deren Annahmen zur Stromerzeugung eine positive Residuallast bleibt.

Die Residuallast über ein Monat summiert ist in Abbildung 21 im Vergleich mit den Werten für die Szenarien 2030 zu sehen. Die beiden Monate April und Oktober zeichnen sich für die Szenarien 2030 durch eine positive Summe an Residuallast aus, während für den weiteren Ausbau in etwa ein Ausgleich stattfindet. Für das Szenario nach Veigl ist besonders für die Monate Juli bis Oktober ein erheblicher Unterschied zu den anderen Szenarien zu erkennen, was auf die vermehrte Integration von Photovoltaik zurückzuführen sein kann. Insbesondere Juli und August, die sich auch für alle Szenarien 2030 mit einer negativen Residuallast zeigten, erfahren einen deutlichen Anstieg an überschüssiger erneuerbar erzeugter Energie.

Bezüglich der tageszeitlichen Analyse der Residuallast-Zeiten zeigt sich für einige Monate ein ähnliches Bild wie für die Szenarien 2030. Während für Dezember wenig tageszeitliche Schwankung zu erkennen ist, sind beispielsweise für April und Mai starke Schwankungen mit hohen Werten um die Mittagszeit abgebildet (vergleiche Abbildung 22 oben). Ein umgekehrtes Bild ergibt sich für Juli und die folgenden Monate bis November. Beispielsweise sind die tageszeitlichen Schwankungen und Nulldurchgänge des Szenarios „Umweltbundesamt“ für Oktober in Abbildung 22 unten dargestellt. Zwischen den beiden simulierten Szenarien ergeben sich fürs Erste keine nennenswerten Unterschiede.

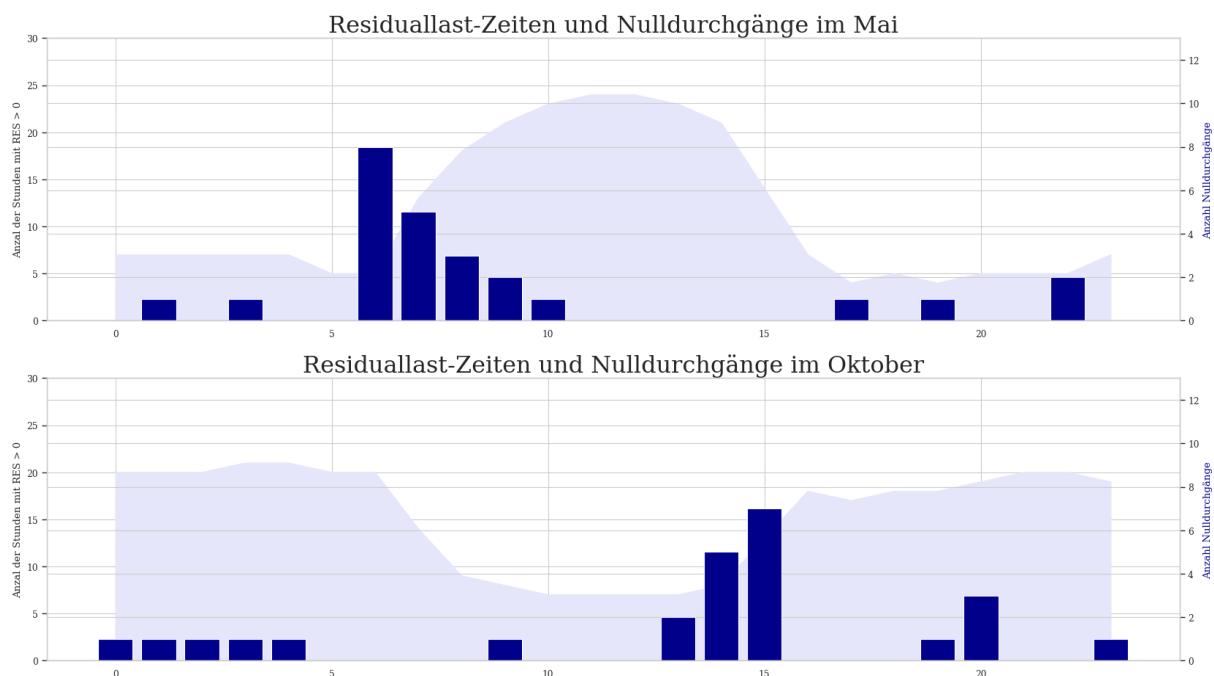


Abbildung 22: oben: Tageszeitliche Analyse für Mai (Szenario nach Veigl)

unten: Tageszeitliche Analyse für Oktober (Szenario Umweltbundesamt)

Die Fläche gibt an, wie oft zu dieser Tageszeit im April die Residuallast größer als Null war, während die Balken die Anzahl an Nulldurchgängen zur jeweiligen Tageszeit angeben.

Es werden dabei unterschiedliche Skalen verwendet: rechts: Anzahl der Nulldurchgänge, links: Anzahl der Tage mit RES > 0.

	1-4 Stunden	5-8 Stunden	9-20 Stunden
Veigl 2030	37%	31%	31%
Veigl 2050	37%	19%	43%
Umweltbundesamt 2050	28%	26%	45%

Tabelle 9: Zeitliche Einteilung der Phasen positiver Residuallast. Als Gesamtmenge wurde die Anzahl der Ereignisse unter 20 Stunden hergenommen. Werte sind gerundet.

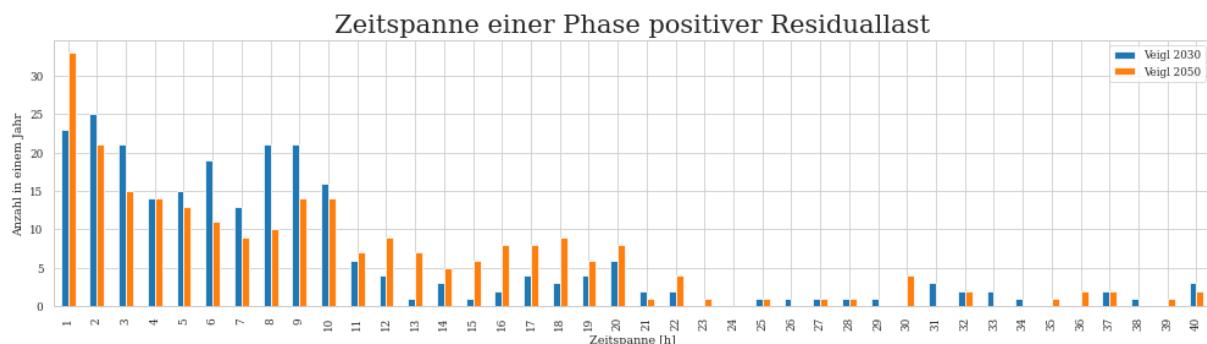


Abbildung 23: Zeitdauern einer Phase positiver Residuallast für die Szenarien nach Veigl (blau: 2030, orange: 2050)

Bezüglich der Zeitspannen einer Phase positiver Residuallast lässt sich in Tabelle 9 erkennen, dass der Anteil an Phasen zwischen 9 und 20 Stunden an der Grundgesamtheit der Ereignisse unter 20 Stunden ansteigt und der Anteil der Ereignisse unter 4 Stunden für beide Szenarien sinkt. Eine vergleichende Darstellung der Ergebnisse für das Szenario Veigl ist in Abbildung 23 zu sehen. Eine allgemeine Tendenz einer zeitlichen Verschiebung ist dabei nicht zu erkennen.

Der Anteil kurzfristig verschiebbarer Last an der positiven Residuallast steigt für die Szenarien vermehrten Ausbaus. In den modellierten Szenarien variiert die vorhergesehene Menge erneuerbar erzeugter Energie nach Technologie im Vergleich zu den Szenarien 2030 stark, was hier zu stärker variierenden Ergebnissen führt (siehe Grafik in Abbildung 24). Bei der jahreszeitlichen Analyse der kurzfristig verschiebbaren Residuallast fällt bei Betrachtung von Abbildung 25 besonders die Zeit von Juli bis September auf. Diese zeichnet sich im Vergleich mit Abbildung 13 durch besonders niedrige Mengen elektrischer Energie aus, die innerhalb eines Zyklus verschoben werden kann.

Für die mit den gleichen Algorithmen berechneten Schaltsignale ist ein höherer Anteil an Freigabe-Signalen zu sehen. Zudem steigt der Maximalwert eines durchgehenden Freigabe-Signals mit steigendem Anteil erneuerbarer Enregieträger. In Tabelle 10 sind dazu die wichtigen Parameter zusammengefasst. Wie aus Tabelle 11 hervorgeht, ist der Anteil eines Freigabesignals bei positiver Residuallast nahezu unverändert vom simulierten Szenario, während der

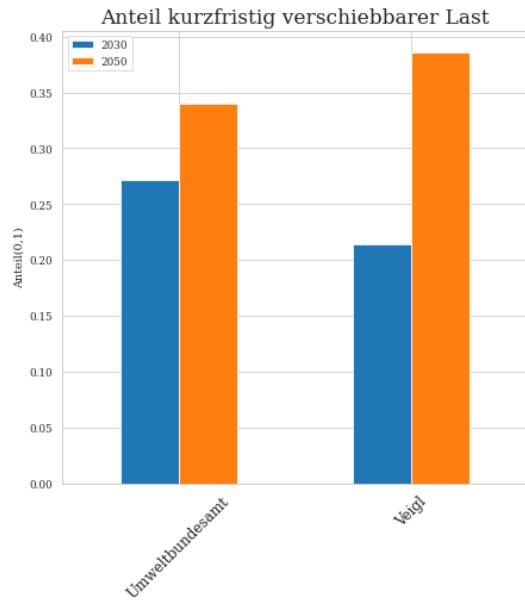


Abbildung 24: Anteil der kurzfristig verschiebbaren Last (blau: 2030, orange: 2050).

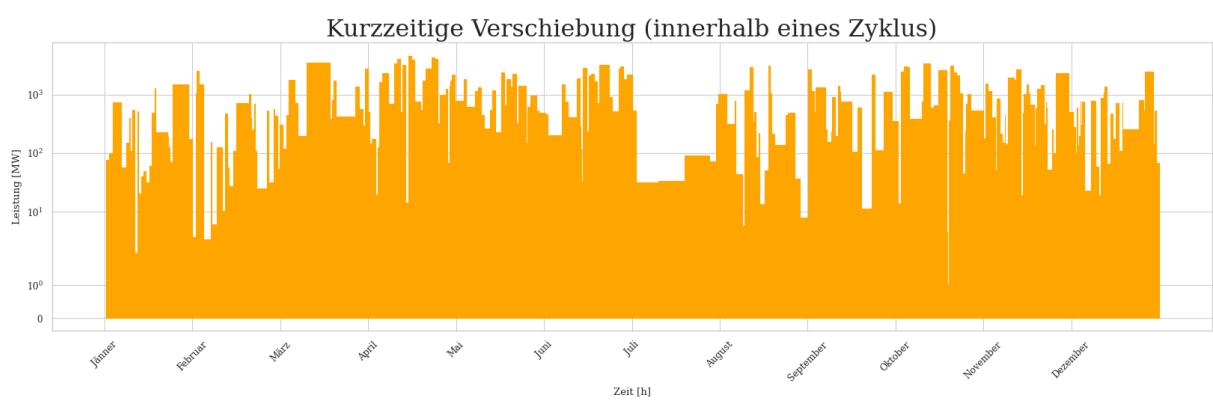


Abbildung 25: Kurzfristig verschiebbare Residuallast: Die Abbildung ist so gewählt, dass die vertikale Achse die Leistung beschreibt und die Zeitspanne, in der verschoben wird, auf der horizontalen Achse abgebildet ist. Die Skala ist logarithmisch gewählt. (nach Szenario Umweltbundesamt)

Name	Anteil Freigabe	Längste Freigabe	Längste Sperre
Referenzszenario	0.54	63.0	21.0
Umweltbundesamt 2030	0.60	113.0	19.0
Umweltbundesamt 2050	0.65	212.0	18.0
Veogl 2050	0.65	213.0	19.0

Tabelle 10: Allgemeine Statistiken der Signalerstellung unterschiedlicher Erzeugungsszenarien; alle Statistiken beziehen sich auf Signalschema 3 (Abbildung 8).

Name	Anteil Sperre RES < 0	Anteil Freigabe RES > 0
Referenzszenario	0.049	0.317
Umweltbundesamt 2030	0.126	0.314
Umweltbundesamt 2050	0.163	0.303
Veogl 2050	0.143	0.295

Tabelle 11: Vergleich kritischer Parameter für Szenarien mit unterschiedlicher Erzeugungsmenge aus erneuerbaren Energieträgern

Anteil an Sperr-Signal für eine negative Residuallast sinkt.

Die Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde elektrischer Energie sind gut vergleichbar mit den Werten der Erzeugungsszenarien für das Jahr 2030. Sie sind in Tabelle 12 zusammengefasst. Betreffend der durchschnittlichen Emissionen unterscheiden sie sich nicht wesentlich, die maximalen Emissionen pro Kilowattstunde sind für das Jahr 2050 für beide Szenarien geringer.

	Durchschnitt [gCO ₂ /kWh]	Maximum [gCO ₂ /kWh]
Umweltbundesamt 2030	24.36	52.29
Veogl 2030	25.00	53.45
Umweltbundesamt 2050	24.88	48.23
Veogl 2050	25.65	50.88
Stromerzeugung 2020	111.14	333.74

Tabelle 12: Statistische Werte der Emissionszeitreihen (gerundet)

5 Diskussion

Das Ziel der Arbeit war es, die Residuallast im österreichischen Stromnetz für unterschiedliche Ausbauraten erneuerbarer Energieträger sowie ihren Einfluss auf die Anforderungen an die Energieflexibilität zu betrachten. Im Folgenden sollen die Modellierung und die Ergebnisse im Hinblick auf ihre Einschränkungen, Annahmen, gewählten Darstellungen und ihre Relevanz diskutiert werden.

5.1 Modellierung

Ein Modell stellt immer eine Abstraktion der Realität dar und ist daher zeitlich und örtlich begrenzt. Aus diesem Grund wurden Annahmen zur Modellierung der Erzeugungsanlagen, zu verfügbaren Flächen für Solar- und Windkraftwerke sowie zum Verbrauch elektrischer Energie getroffen. Die dazu nötigen Vereinfachungen werden im Folgenden diskutiert.

Die betrachtete geografische Fläche umfasst Österreich und die benachbarten Staaten, die bis auf Deutschland und Italien alle durch einen Netzknotenpunkt repräsentiert sind (siehe Kapitel 3.2.2). Das Netzwerkmodell ist in Abbildung 5 gezeigt. Diese Integration der Nachbarländer in die Modellierung spielt eine wichtige Rolle, was die Erzeugungszeitreihen der Wasserkraft und der Speichereinheiten ebenso wie die Betrachtung Österreichs im Hinblick auf die Energieübertragung in einem grenzüberschreitenden Kontext betrifft. Die Betrachtung der Nachbarländer Österreichs scheint damit unerlässlich, zudem ist die Betrachtung weiterer Europäischer Länder im Modell zu überlegen. Mit einer höheren Anzahl an betrachteten Staaten steigt allerdings der Umfang des Modells und vor allem der numerischen Lösung. Voraussetzung für die gemeinsame Betrachtung ist ein ausreichend starkes Übertragungsnetz, das als Teil der Optimierung angenommen wurde. Die notwendigen Übertragungskapazitäten machen jedoch ein Vielfaches der heute installierten aus (vgl. Tabelle 1).

Die Fläche von Österreich als einen Netzknotenpunkt darzustellen erscheint dann als legitime Vereinfachung, wenn ausreichend Übertragungskapazitäten innerhalb Österreichs vorhanden sind. Damit rückt die geografische Aufteilung der installierten Erzeugungseinheiten in den Hintergrund, weil die elektrische Energie über die begrenzte Fläche des Landes verteilt werden kann. Aufgrund der Vereinfachung wird der Einfluss einer unzureichenden Netzstruktur in Österreich daher nicht betrachtet. Wird Österreich durch mehrere Netzknotenpunkte niedri-

Netzknotenpunkt 1	Netzknotenpunkt 2	S_{nom} [MVA]	S_{opt} [MVA]
Österreich	Schweiz	6792.410447	62134.350095
Österreich	Tschechien	4534.545478	22323.193024
Österreich	Deutschland	16430.671531	108562.365067
Österreich	Ungarn	4534.545478	51701.489326
Österreich	Italien	569.170127	31067.175048
Österreich	Slowenien	569.170127	26204.583345

Tabelle 1: Vorhandene Netzwerkverbindungen und optimierte Netzwerkverbindungen für ein weitläufiges elektrisches Netzwerk (nach Szenario Umweltbundesamt 2030)

ger Übertragungskapazität dargestellt, hat dies vermutlich einen Einfluss auf den Ausbau der Speicherkapazitäten innerhalb des Landes. Zudem würde dadurch eine lokal unterschiedliche Betrachtung der Netzeitreihen notwendig werden, eine andere Definition der Residuallast sowie eine neue Methode der Auswertung, um Aussagen für Österreich treffen zu können.

Die modellierte Zeitspanne erstreckt sich über die Dauer von einem Jahr, also 8760 Stunden. Dies stellt die minimale Modellierungsdauer dar, weil ansonsten saisonale Effekte nicht entsprechend betrachtet werden können. Saisonale Effekte spielen bei der heutigen Stromerzeugung hinsichtlich des Einsatzes von nicht erneuerbaren Technologien eine entscheidende Rolle, wie in Abbildung 3 zu erkennen ist und sich auch in den Emissionen in Abbildung 17 widerspiegelt. Für die Dekarbonisierung des Stromsektors ergeben sich folglich ebenfalls entscheidende Aspekte. Beispielsweise verändern sich die Inputmengen verschiedener Energieträger oder tageszeitliche Erzeugungs- und Verbrauchsreihen innerhalb eines Jahres.

Die Modellierung in hoher zeitlicher Auflösung ist entscheidend, um die Interaktion verschiedener Zeitreihen, die sich innerhalb kurzer Zeit ändern, beschreiben zu können. Entscheidend wird diese Auflösung besonders bei der Analyse der Anforderungen an Lastverschiebungspotentiale. Wie Abbildung 1 zeigt, wechseln beispielsweise die erstellten Schaltsignale innerhalb kurzer Zeit ihren Status oft.

Die Integration bestehender Kraftwerke in das Netzmodell basiert, wie in Abschnitt 3.2.2 dargelegt, auf einer Kombination frei verfügbarer Datenbanken. Die verwendeten Datenbanken unterscheiden sich dabei nicht unwesentlich (Gotzens et al., 2019, S. 6). Für die resultierende Zusammenstellung an installierten Erzeugungseinheiten ist im Vergleich zu einem proprietären Datenset für Europa ein durchschnittlicher Fehler von 12 % der Kraftwerkskapazitäten anzumerken. Die im Modell betrachteten Länder weisen bei der Kraftwerkskapazität jeweils einen

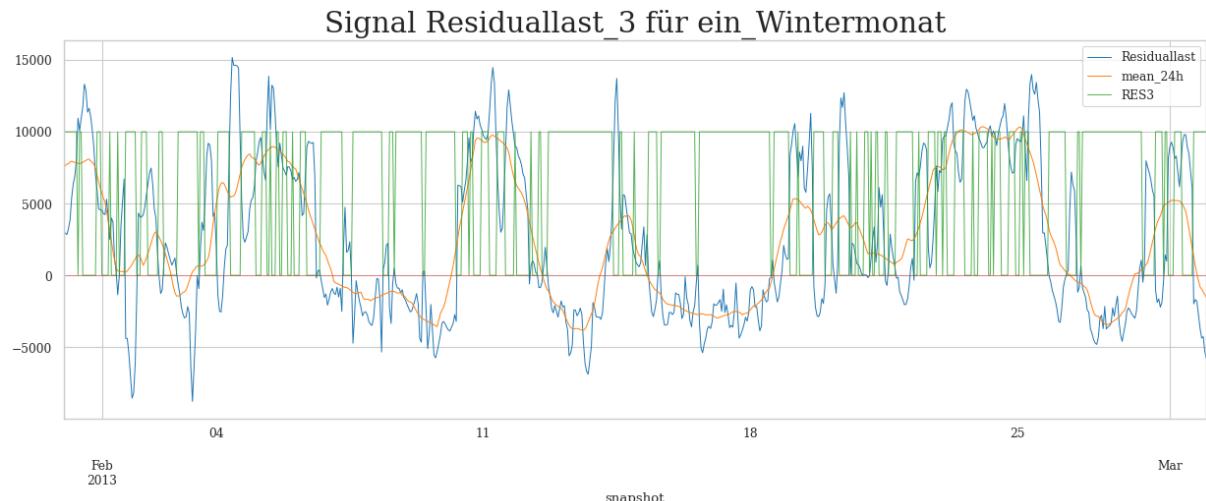


Abbildung 1: Das Schaltsignal für Februar zeigt häufige Wechsel im Zustand; blau: Residuallast, orange: laufender Mittelwert über 24 Stunden, grün: Schaltsignal (1000 : Freigabe, 0 : Sperre) (Schema 3, nach Szenario Umweltbundesamt 2030).

Fehler unter 27 % auf (Hörsch, Hofmann et al., 2018, S. 7). Anhand der Analyse des Papers zum *Powerplantmatching-Tool* (Gotzens et al., 2019) lässt sich für Österreich sagen, dass die kumulierten Kraftwerkskapazitäten der unterschiedlichen Datensätze eine hohe Übereinstimmung zeigen. Bezuglich der installierten Kapazitäten unterschiedlicher Erzeugungstechnologien zeigt sich jedoch in der Validierung für Österreich eine teils große Diskrepanz mit proprietären Vergleichsdatensets. Das ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass die Kapazitäten anderen Kategorien zugeordnet werden (Gotzens et al., 2019, S.12). Tabelle 2 zeigt einen Vergleich der Kraftwerkskapazitäten des Netzwerkmodells mit jenen der APG (Austrian_Power_Grid_AG, 2021b). Im Vergleich mit den Angaben der APG ist für alle relevanten Erzeugungstechnologien ein relativer Fehler unter 13 % feststellbar. Vermutlich aufgrund veralteter Daten wird in das Modell eine Kraftwerksleistung an Kohlekraftwerken von 992 MW integriert, weshalb hier ein großer Unterschied zu den Angaben der APG entsteht. Auch diese Daten für Kohlekraftwerke aus dem Jahr 2020 entsprechen aber nicht mehr der installierten Kraftwerksleistung. Für den aus Kohlkraftwerken stammenden Strom wurde für das Modell eine Constraint gesetzt, wodurch diese Diskrepanz auf die Netzmodellierung keine weiteren Folgen hat. Zusammengefasst wird die Kraftwerksleistung im Simulationsmodell tendenziell höher angenommen, als die Daten der APG diese darstellen, wobei sich der Fehler in einem Bereich unter 13 % bewegt.

Die Eingaben für den Verbrauch elektrischer Energie basieren auf Lastflüssen aus dem Jahr 2019 und werden linear skaliert, um den Anstieg des Stromverbrauchs entsprechend den unterschiedlichen Annahmen der Szenarien zu modellieren. Es ist anzunehmen, dass sich die zeitliche Nachfrage nach elektrischer Energie mit der zunehmenden Elektrifizierung der Mobilität und des industriellen Bereichs verändern wird. Um diese zeitliche Veränderung der Last-

	Modell [MW]	APG [MW]	Differenz
Gas	3795	4449	8%
Laufwasserkraft	4584	5941	12%
Pumpspeicherkraft	4241	3459	10%
Kohle	992	246	60%

Tabelle 2: Installierte Erzeugungseinheiten im Simulationsmodell und nach Angaben der APG für 2020
(Austrian_Power_Grid_AG, 2021b)

kurven mit einfließen zu lassen, wurde eine Funktion unter Verwendung vorhandenen Codes des FLUCCOplus-Projekts integriert, welche die Lastkurven auf Basis einiger Annahmen verändert¹. Leider war die technische Implementierung im Workflow bis zuletzt fehlerhaft, weshalb der Aspekt der Veränderung der Lastkurven im Netzwerkmodell nicht abgebildet ist. Es ist jedoch auch zu erwähnen, dass eine Veränderung der Lastkurven auf einer Vielzahl von Annahmen basiert und damit immer nur eine Näherung darstellt.

Die maximal installierbare Leistung an Solar- und Windkraftwerken basiert im PyPSA-Eur Workflow auf der Auswertung der nutzbaren Fläche. Daraus wird mit Formel 4 für die Windkraft und Formel 3 für die Photovoltaik die maximal installierbare Kapazität errechnet. Die Annahmen für das technisch bzw. wirtschaftlich realisierbare Potential, die in diese Gleichungen einfließen, spielen für die Betrachtungen für das Jahr 2030 keine Rolle, da sich die maximal installierbaren Kapazitäten eine Größenordnung über den installierten Kapazitäten befinden. Einzig für das Szenario „Energie- und Klimazukunft“ für das Jahr 2050 erreicht die installierte Kapazität an Photovoltaik die maximal installierbare Kapazität, wie in Tabelle 3 zu sehen ist. Die Potentialabschätzung für Photovoltaik ist nach (Veogl, 2017) im unteren Bereich der Bandbreite der Potentialabschätzungen angesiedelt.

Die Flächenabschätzung durch Auswertung des CORINE Landcovers stellt eine grobe Einschätzung dar. Freiflächen, Industriehallen, Deponien und der Verkehrsbereich fließen damit entsprechend in die Betrachtungen mit ein, nicht mit einbezogen werden allerdings Fassaden und Dachflächen, denen in Österreich fast ein Viertel des Potentials zugerechnet wird (Fechner, 2020, S. 41).

Der Faktor 0.01, der die maximale Nutzung der identifizierten Flächen auf 1% beschränkt, reduziert das technische Potential auf das ökologisch bzw. sozial realisierbare Potential. Dabei ist für Freiflächen eine Einschätzung diesbezüglich sehr schwierig zu treffen, da die Frage der gesellschaftlichen Akzeptanz von Photovoltaik eine entscheidende Rolle spielt. Auf Ba-

¹Eine genaue Angabe der Vorgangsweise ist in der [Workflow-Beschreibung](#) zu finden.

	$P_{nom,max}$ [MW]	P_{nom} [MW]
Photovoltaik	54812	54811
Windkraft	121132	17105

Tabelle 3: Installierte und maximal installierbare Leistungen der Photovoltaik und Windkraft in Österreich; nach Szenario Veigl 2050

sis bestehender Einschätzungen der Photovoltaik-Flächen in Deutschland erscheint ein Faktor von 1 % Belegung der in Frage kommenden Flächen rein aus rechtlicher Sicht als realistische Einschätzung (Langholz et al., o. D., S. 27). Dabei ist allerdings zu erwähnen, dass sich die gesellschaftliche Diskussion rund um die Klimakrise und den Ausbau erneuerbarer Erzeugungs-technologien in den letzten Jahren stark gewandelt hat und dieses Jahr über die Hälfte der Personen die Erderwärmung als größte Gefahr der Menschheit sehen (ORF, 2021). Daraus kann geschlossen werden, dass sich auch die soziale Akzeptanz gegenüber der Erschließung von Photovoltaik auf dafür geeigneten Flächen – in einer ökologisch sinnvollen Art und Weise – in den kommenden Jahren verändern wird. Eine Erhöhung der maximal installierbaren Leistung, wie dies durch Listing 17 implementiert ist (aber für die vorliegenden Szenarien nicht angewandt wurde), erscheint damit unter Umständen argumentierbar.

Die Modellierung der Erzeugungskurven fluktuierender erneuerbarer Energieträger beinhaltet Annahmen über die Installation der Energieträger und deren technische Daten. Grundlage dafür sind die in Tabelle 1 angegebenen Daten. Hier diskutiert werden soll dabei besonders die Modellierung der Photovoltaik-Erzeugungsreihen. Direkten Einfluss auf die zeitliche Verfügbarkeit der Leistung hat die Annahme, dass die installierten Photovoltaik-Einheiten mit einem Aufstellwinkel von 35° nach Süden ausgerichtet sind. Mit einer Änderung des Aufstellwinkels beziehungsweise der Ausrichtung ändert sich wegen Beziehung 5 direkt die Leistung der Erzeugungseinheit.

In Abbildung 2 ist für das Beispiel von Wien die Einstrahlung auf eine Fläche in Abhängigkeit der Tageszeit für verschiedene Ausrichtungen dieser Fläche gezeigt. Es wird eine südlich ausgerichtete Fläche mit Aufstellwinkel 35° mit der Summe einer östlich und einer westlich ausgerichteten Fläche verglichen, die beide 20° geneigt sind. Als Beispiel ist ein Tag im Juli gezeigt, ähnliche Aussagen lassen sich für andere Monate ebenfalls treffen. Die Erzeugungskurve ändert sich besonders zu Zeiten niedrigeren Sonnenstandes, was damit auch eine Veränderung der Erzeugungsprofile zu diesen Zeiten mit sich bringt.

Aufgrund der erwarteten großflächigen Integration von Photovoltaikmodulen in bestehende Strukturen wie Dachflächen und des Vorteils einer weniger ausgeprägten Erzeugungsspitze erscheint einer Zunahme nicht südlich ausgerichteter Photovoltaikflächen wahrscheinlich.

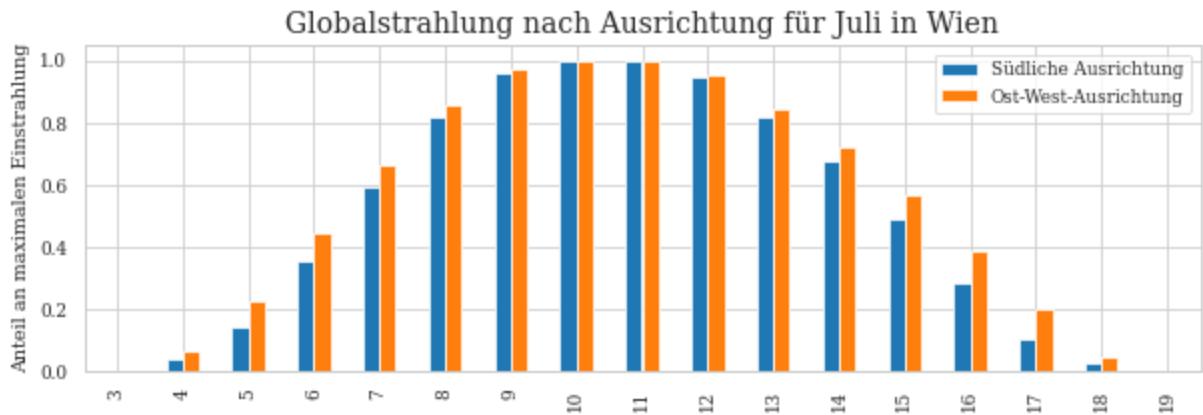


Abbildung 2: Globalstrahlung auf unterschiedlich ausgerichtete Flächen. Zur besseren Vergleichbarkeit tageszeitlicher Aspekte wurde die diskrete Darstellungsweise gewählt (eigene Abbildung unter Verwendung von (Joint_Research_Center_European_Commission, 2017); der Code zur Verarbeitung findet sich im Anhang.)

Dadurch kann eine nicht vernachlässigbare Auswirkung auf die Erzeugungsprofile der Photovoltaik entstehen. Für eine genauere Modellierung erscheint es also sinnvoll, Photovoltaik-Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Modulausrichtungen mit einzubeziehen.

Die Genauigkeit der Abbildung der Erzeugungsmengen elektrischer Energie kann durch Vergleich der Eingaben und der im Modell dargestellten Variablen beschrieben werden. Wie beispielsweise anhand der in Listing 15 gezeigten Funktion zu erkennen ist, werden die Eingaben der Stromerzeugung durch eine „Minimum-Begrenzung“ und eine „Maximum-Begrenzung“ gesetzt. Die Angaben zur Stromerzeugung in den zu verarbeitenden Szenarien stellen die Minimum-Begrenzung dar, der 110 %ige Wert davon die Maximalbegrenzung. Der Gedanke dahinter ist, dass die Szenarien auf den genannten Erzeugungswerten aufbauen und die jeweils genannten Ziele für die Erzeugung elektrischer Energie also die Basis darstellen. Sie sind somit nicht als anzustrebende Ziele zu betrachten, sondern als notwendige Voraussetzung, damit die weiteren Überlegungen zum Energieverbrauch nach Sektoren überhaupt relevant sind.

In Abbildung 3 wird die Energie, die als Bedingung in das Modell einfließt, der Energie gegenübergestellt, die nach Modellierung innerhalb eines Jahres erzeugt wird. Die über das Minimum hinausgehend erzeugt Energie wird mit dem Minimum verglichen und der prozentuelle Anteil wird angegeben. Die Angaben können damit alle innerhalb eines Bereiches von 5 % genau umgesetzt werden. Für die Abbildung der Energie, die mittels Photovoltaik erzeugt wird, ergibt sich die größte Diskrepanz, die Eingaben der Windkraft werden am genauesten abgebildet.

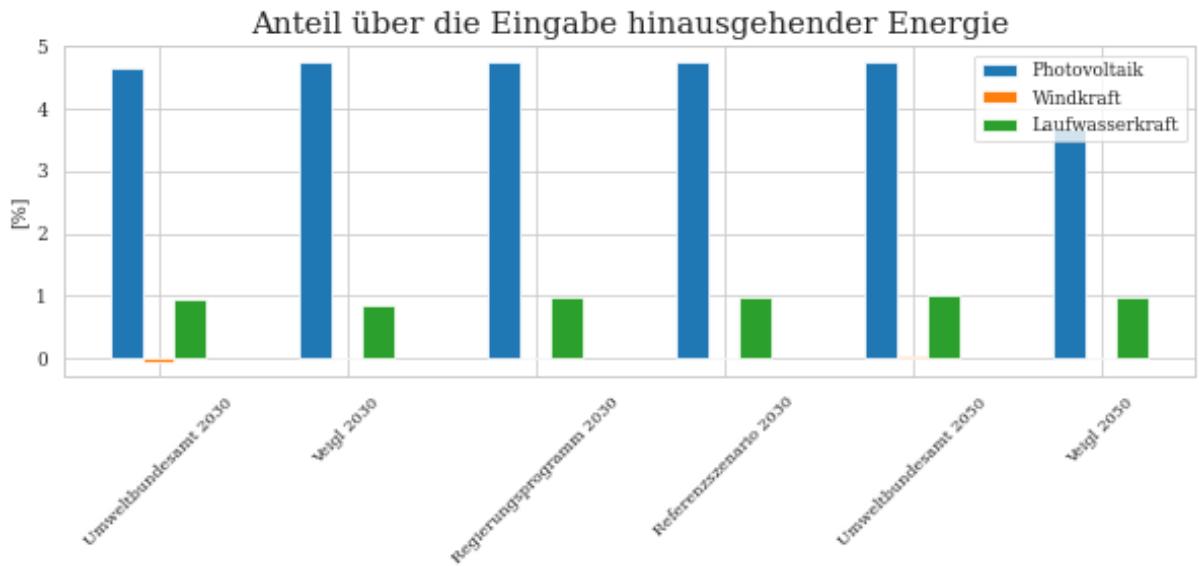


Abbildung 3: Prozentueller Anteil der Energieerzeugung, die über die angegebene Energiemenge hinausgeht.

5.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Modellierung wurden im letzten Kapitel diskutiert. Entscheidende Punkte sollen im Folgenden in einen Zusammenhang gebracht werden um weitere Punkte darstellen zu können.

Definition der Residuallast: Die Residuallast wurde für die Interpretation der Lastflussergebnisse als die Last definiert, die nicht durch Erzeugung erneuerbarer Energieträger oder Energie aus Speichereinheiten gedeckt werden kann. Abbildung 4 stellt die Definition der Residuallast schematisch dar. Die Residuallast ergibt sich dabei aus der Differenz der Lastkurve und der Summe der Speicher- und Erzeugungskurve. Ob der Strom, den eine Speichereinheit schlussendlich ins Netz einspeist, aus erneuerbaren Quellen stammt oder nicht, kann nicht unterschieden werden. Bei der Einspeisung zählen sie jedoch als erneuerbare Quelle. Das ist für dieses Modell deshalb legitim, weil Speichereinheiten, wie bereits in Kapitel 2 angesprochen, eine andere Rolle im elektrischen Netz haben als heute. Sie werden als Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung eingesetzt und stellen demnach Einheiten da, die überschüssige erneuerbar erzeugte Energie speichern (Hadjipaschalidis et al., 2009, S. 1514).

Am Beispiel der Pumpspeicherkraftwerke ist diese Änderung im Betrieb gut erkennbar. Während heute die Speicher üblicherweise in den Nachtstunden laden, um die Morgen- bzw. Abendspitze des Verbrauchs auszugleichen, laden Pumpspeicherkraftwerke in den modellierten Netzwirken tagsüber, um am Abend und in der Nacht die elektrische Last zu decken. Am Beispiel

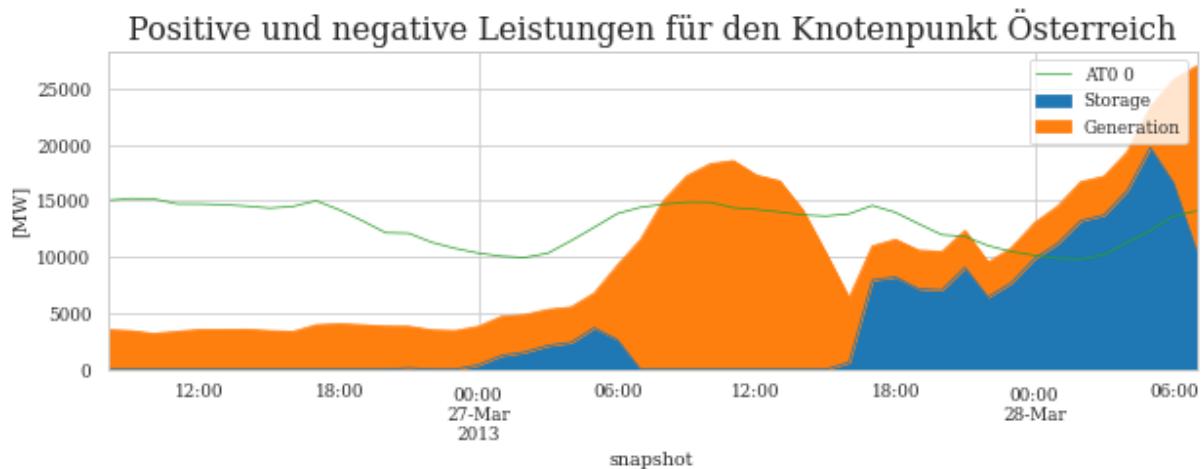


Abbildung 4: Definition der Residuallast: Last, die nicht durch erneuerbar erzeugten Strom oder Strom aus Speichereinheiten in Österreich gedeckt werden kann.

des Szenarios „Umweltbundesamt 2030“ ist ein Ausschnitt der Zeitreihe für Speichereinheiten und solare Stromerzeugung in Abbildung 5 zu sehen.

Bei der tageszeitlichen Analyse in Abbildung 9 der Ergebnisse fällt für Juli für alle Szenarien ein vermehrter Bedarf an Residuallast während der Tageszeit auf. Dies erscheint auf den ersten Blick nicht logisch, da das Angebot erneuerbar erzeugter Energie durch die Photovoltaik höher ist als zu anderen Stunden. Betrachtet man das gesamte Modell mit Österreichs Nachbarländern, kommt es auch zur erwarteten Überdeckung der Last mittels Photovoltaik.

Für Österreich gleichen sich über die Tageszeit die Kurven der Photovoltaik und der Pumpspeicherkraftwerke beinahe aus; der mit Photovoltaik erzeugte Strom geht also zum Teil direkt in die Pumpspeicherkraftwerke. Der in Abbildung 6 gezeigte Zusammenhang stellt damit eine Konsequenz von Abbildung 5 dar. Durch die Definition der Residuallast wird also die durch Photovoltaik erzeugte Energie für die Ladung der Pumpspeicherkraftwerke genutzt, während die fehlende Leistung zur Lastdeckung aus anderen Ländern bezogen wird. Die Energiebilanz Österreichs ist am Tag also positiv, während sie in der Nacht negativ ist, was auch durch Analyse der Lastflüsse bestätigt wird. Die Notwendigkeit für Speicherkapazitäten im betrachteten Gebiet sinkt damit.

Bei einem weiteren Ausbau der Photovoltaik, wie dies für die Szenarien für 2050 vorgesehen ist, ist dieser Effekt nur sehr reduziert zu beobachten. Die entsprechenden Grafiken sind für das Szenario „Energie- und Klimazukunft Österreich 2050“ in Abbildung 7 gezeigt. Daraus lässt sich schließen, dass bei einem ausreichend stabilen Übertragungsnetz eine starke Überproduktion der Photovoltaik für Österreich erst bei hohen Ausbauraten dieser Erzeugungstechnologie zu

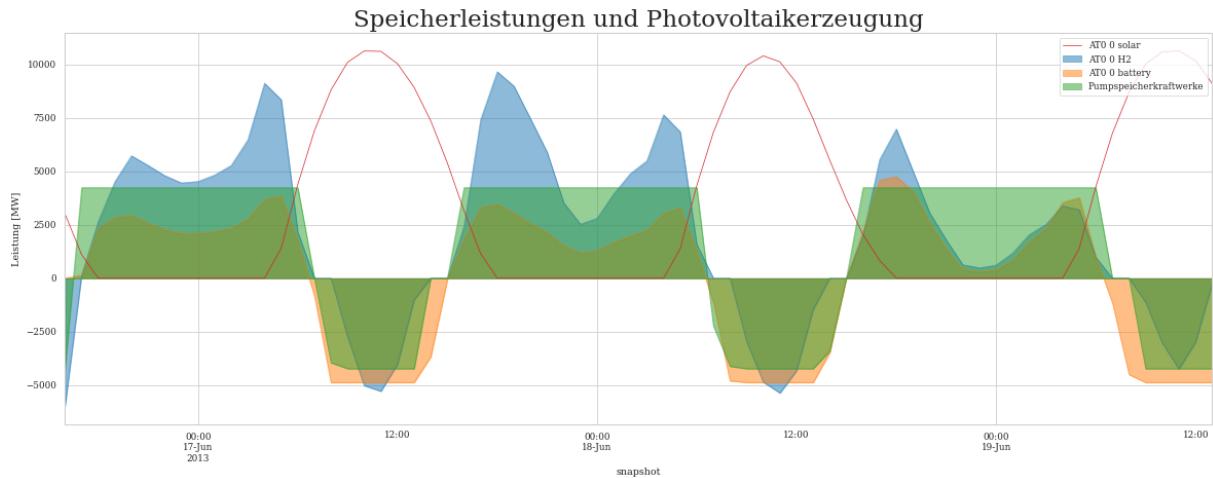


Abbildung 5: Zeitlicher Zusammenhang der Erzeugung elektrischer Energie mit Photovoltaik und der Lade- und Entladevorgänge diverser Speichereinheiten (nach Szenario Umweltbundesamt 2030)



Abbildung 6: Gegenüberstellung der Last zur Summe der Photovoltaik- und Speicherzeitreihen (nach Szenario Veigl 2030)

erwarten ist.

Um auf Anforderungen an die Energieflexibilität schließen zu können, wurden die Ergebnisse besonders auf zeitlich veränderliche Faktoren untersucht. Dabei zeigt sich, dass sich die durchschnittliche Zeitspanne einer positiven Residuallastphase für den Bereich von unter 20 Stunden mit vermehrtem Einsatz von fluktuiierenden Erneuerbaren nur gering ändert. Für alle Szenarien (für die Jahre 2030 und 2050), die einen Ausbau erneuerbarer Energieträger vorsehen, sind zwischen 30 % und 40 % der Residualastphasen unter 20 Stunden im Bereich von 1-4 Stunden.

Die Überlegungen zu den Zeitspannen positiver Residualastphasen wurden mit dem Er-

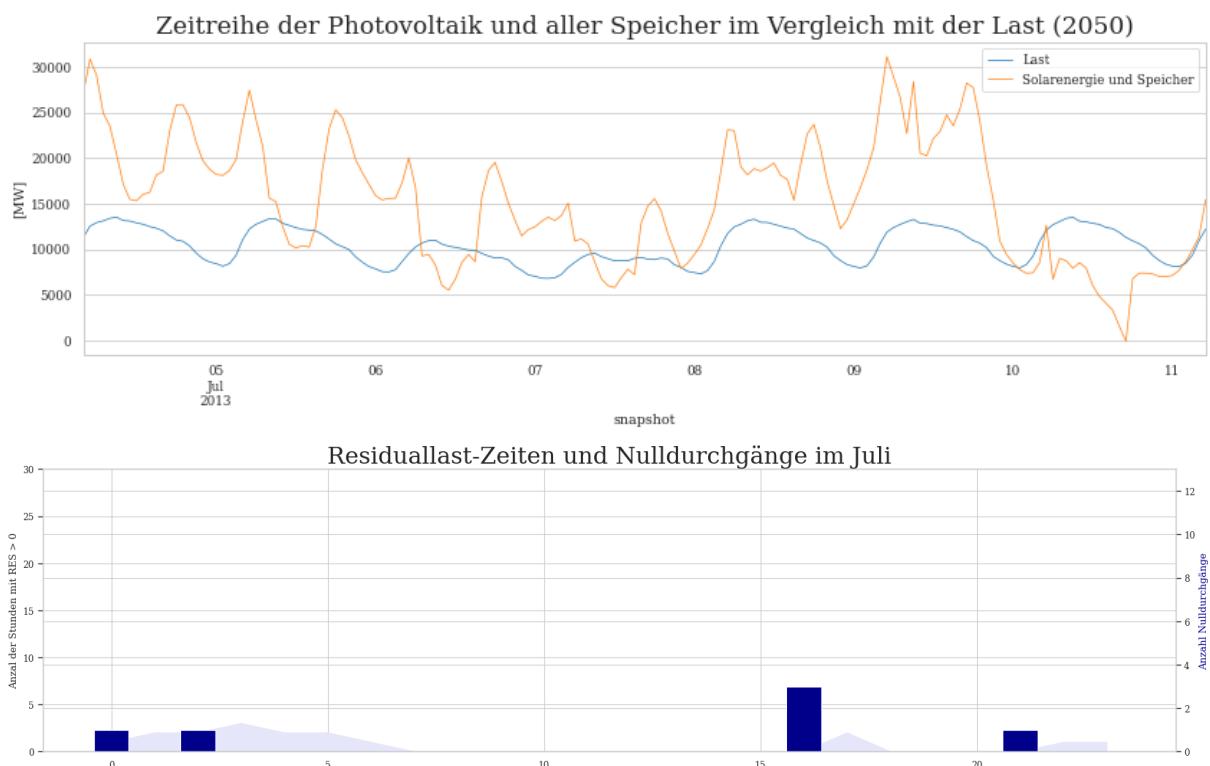


Abbildung 7: oben: Gegenüberstellung der Last zur Summe der Photovoltaik- und Speicherzeitreihen unten: Tageszeitliche Analyse für Juli (nach Szenario Veigl 2050)
Die Fläche gibt an, wie oft zu dieser Tageszeit die Residuallast größer als Null war, während die Balken die Anzahl an Nulldurchgängen zur jeweiligen Tageszeit angeben. Es werden dabei unterschiedliche Skalen verwendet.

stellen von Schaltsignalen vertieft. Diese analysieren die Funktion der Residuallast genauer, was die für eine Lastverschiebung infrage kommenden Zeiten verändert. Dabei ist zu erwähnen, dass das Schema der Erstellung direkten Einfluss auf die Beschaffenheit der Signale hat. Durch Kombination zweier Signale konnte ein Signal geschaffen werden, das für alle behandelten Szenarien sinnvoll erscheint. Die Länge der Sperrsignale ist mit (20 ± 2) h begrenzt mit einer durchschnittlichen Sperr-Zeit von (5.50 ± 0.55) h.

Die Simulation der Lastverschiebung verdeutlicht zudem die Notwendigkeit von langfristiger Speicherung, was jedoch nicht in den Bereich der Lastverschiebung fällt. Interessant ist, dass der Anteil kurzfristig verschiebbarer Last parallel zum Anstieg installierter Erzeugungskapazitäten steigt. Zudem lässt sich ein Zusammenhang zwischen dem Anteil der Photovoltaik an der installierten Leistung und dem Anteil kurzfristig verschiebbarer Last erkennen. Dies kann durch die Tatsache erklärt werden, dass die Erzeugungszeitreihen der elektrischen Energie aus Photovoltaik eine besonders hohe und in ihrer Frequenz mit jener der Last korrelierende Variation aufweisen.

6 Conclusio

In der vorliegenden Arbeit wurde auf Basis eines bestehenden Workflows eine Simulationsumgebung für ein mögliches elektrisches Netzwerk für Österreich und die Nachbarländer geschaffen. In dieses Netzwerk können Erzeugungsszenarien erneuerbarer Energieerzeugung integriert werden und Erzeugungszeitreihen sowie Lastzeitreihen erstellt und einander gegenübergestellt werden. Die betrachteten Erzeugungsszenarien können damit auf ihre Residuallast untersucht werden, wobei der Fokus auf dem Aspekt ihrer zeitlichen Änderung liegt. Die Vorgehensweise wird in Kapitel 3 dargelegt.

Diese Modellierung des Netzwerks wurde für verschiedene Erzeugungsszenarien („Energie- und Klimazukunft Österreich (Andreas Veigl)“, „Szenario erneuerbare Energie (Umweltbundesamt)“, „Regierungsprogramm 2020-2024“) durchgeführt, die unterschiedliche Erzeugungsmengen erneuerbarer Energien vorsehen. Abgesehen davon wurde ein Referenzszenario („Stromzukunft Österreich (Energy Economics Group TU Wien)“) in die Betrachtungen mit einbezogen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Summe der Residuallast über ein Jahr sowie ihre tagesspezifischen Ausprägung stark vom Erzeugungsszenario abhängig sind, während sich saisonale Aspekte für unterschiedliche Zusammensetzungen des Stroms geringer unterscheiden.

Mit der Erstellung unterschiedlicher Schaltsignale, die auf der Auswertung der Residuallast basieren, konnte dargestellt werden, dass die zeitlichen Anforderungen an die Energieflexibilität besonders von der Verarbeitung der Zeitreihe abhängig sind. Durch die Verarbeitung der Zeitspannen positiver Residuallast stellte sich zudem heraus, dass die Anforderungen weniger mit der Zusammensetzung der Stromerzeugung korrelieren. Durch einen einfachen Ansatz einer Lastverschiebungssimulation konnte aufgezeigt werden, dass der Anteil kurzfristig verschiebbarer Last mit steigender Erzeugung durch erneuerbare Energieträger zunimmt. Zudem wurde die Notwendigkeit einer längerfristigen Lastverschiebung bzw. Speicherung verdeutlicht.

Um die Emissionswerte der Stromerzeugung in Österreich abschätzen zu können, wurde eine umfassende Analyse der Emissionswerte herangezogen. Daraus ergab sich eine starke Diskrepanz der Emissionen im Vergleich zur heutigen Stromversorgung. Zudem ist in den Emissionen der Stromerzeugung ein starker Einfluss der Photovoltaik zu erkennen.

Das vorliegende Modell stellt eine Vereinfachung der Realität dar, die in einigen Aspekten für die weiteren Betrachtungen verbessert werden kann. Für eine vertiefende Betrachtung bietet sich die Abbildung eines realistischeren Bildes der Übertragungseinheiten oder eine Änderung

der Erzeugungsreihen für Photovoltaik an. Mit mehr Aufwand verbunden wäre eine Umformulierung des Optimierungsproblems für den spezifischen Fall der Darstellung von Erzeugungsszenarien, womit eine Verminderung der benötigten Rechenleistung einhergeht. Überdies kann für eine genauere Simulation möglicher Lastverschiebung auf den Überlegungen dieser Arbeit aufgebaut werden.

7 Algorithmen

Listing 5 Code snippets zur Evaluierung des Powerplantmatching-Tools für Österreich und Erstellen der grafischen Aufbereitung.

```
1 import powerplantmatching as pm
2 import pandas as pd
3
4 geo = pm.data.GEO()
5 entsoe = pm.data.ENTSOE()
6 mm = pm.collection.matched_data()
7 mm.powerplant.plot_map(figsize=(13,13))
8 pm.powerplants(from_url=True)
9 in_austria_all = mm[mm["Country"]=="Austria"]
10 in_austria_all
11     .groupby("Fueltype")
12     .sum("Capacity").filter(["Fueltype", "Capacity"])
```

Listing 6 Funktion zur Zeitlichen Anpassung der Lastprofile (script build_load_data.py, 193 - 201)

```
1 def variing_adjustments(load):
2     hscale = 24
3     # daily and seasonal changes
4     p_day = np.array([1.1,1.1,1.1,1.1,0.95,0.95,1,1,0.95,0.95,1,1.1])
5     p_year = np.array([0.95, 0.95, 1, 1.1, 1, 1])
6     day = tf.transform(p_day, hour_scale = hscale)
7     year = tf.transform(p_year, hour_scale = hscale)
8     adjustdf = pd.DataFrame(data=day*year,
9                             index=load.index)
10    load = pd.DataFrame(data=load.values*adjustdf.values,
11                         index=load.index)
12    return load
```

Listing 7 Code-Snippet zur graphischen Darstellung eines PyPSA-Netzwerks

```
1 fig,ax = plt.subplots(figsize = (10,10),
2     subplot_kw = {"projection": ccrs.PlateCarree()})
3 n.plot(ax = ax, bus_colors = 'gray',
4     line_widths = n.lines.s_nom/3e3,
5     line_colors = 'red',
6     color_geomap = True,
7     line_cmap = plt.cm.viridis,
8     bus_sizes = 0.2)
9 plt.title("PyPSA-Netzwerk", fontsize = 23)
```

Listing 8 Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung Deutschlands

```
1 def DE_nuclear(n):
2     nuclear = get_var(n, 'Generator', 'p')
3         .filter(like='nuclear').filter(like='DE')
4     lhs = linexpr((1, nuclear)).sum(axis=1).sum(axis=0)
5     rhs = 10
6     define_constraints(n, lhs, '<=', rhs, 'DE_nuclear_constraint')
7 def DE_solar(n, config):
8     solar = get_var(n, 'Generator', 'p')
9         .filter(like='solar').filter(like='DE')
10    lhs = linexpr((1, solar)).sum(axis=1).sum(axis=0)
11    rhs = 9.e7
12    define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'DE_solar_constraint')
13 def DE_onwind(n, config):
14     solar = get_var(n, 'Generator', 'p')
15         .filter(like='onwind').filter(like='DE')
16     lhs = linexpr((1, solar)).sum(axis=1).sum(axis=0)
17     rhs = 1.4e8
18     define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'DE_onwind_constraint')
19 def DE_offwind(n, config):
20     solar = get_var(n, 'Generator', 'p')
21         .filter(like='offwind').filter(like='DE')
22     lhs = linexpr((1, solar)).sum(axis=1).sum(axis=0)
23     rhs = 7.9e7
24     define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'DE_offwind_constraint')
```

Listing 9 Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung der Schweiz

```
1 def CH_nuclear(n, config):
2     nuclear = get_var(n, 'Generator', 'p')
3         .filter(like='nuclear').filter(like='CH')
4     lhs = linexpr((1, nuclear)).sum(axis=1).sum(axis=0)
5     rhs = 5.3e6 #1/3
6     define_constraints(n, lhs, '<=', rhs, 'CH_nuclear_constraint')
```

Listing 10 Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung Italiens

```
1 def IT_renewables(n, config):
2     solar_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
3         .filter(like = 'solar').filter(like='IT')
4     wind_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
5         .filter(like = 'onwind').filter(like='IT')
6     lhs = linexpr((1, solar_var)).sum(axis=1).sum(axis=0) +
7         linexpr((1, wind_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
8     rhs = 2.5e8
9     define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'IT_RES-E_constraint')
```

Listing 11 Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung der Slowakei

```
1 def SK_solar(n, config):
2     solar_var = get_var(n, 'Generator', 'p').filter(like = 'solar')
3         .filter(like = 'SK')
4     lhs = linexpr((1, solar_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
5     rhs = 1.2e6
6     define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'SK_solar_constraint')
7 def SK_wind(n, config):
8     wind_var = get_var(n, 'Generator', 'p').filter(like = 'onwind')
9         .filter(like = 'SK')
10    lhs = linexpr((1, wind_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
11    rhs = 1e6
12    define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'SK_wind_constraint')
```

Listing 12 Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung Ungarns

```
1 def HU_nuclear(n, config):
2     nuclear_var = get_var(n, 'Generator', 'p').filter(like='nuclear')
3         .filter(like='HU')
4     lhs = linexpr((1, nuclear_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
5     rhs = 3e7
6     define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'HU_nuclear_constraint')
7 def HU_gas(n, config):
8     CCGT_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
9         .filter(like='CCGT').filter(like='HU')
10    PCGT_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
11        .filter(like='PCGT').filter(like='HU')
12    lhs = linexpr((1, CCGT_var)).sum(axis=1).sum(axis=0) +
13        linexpr((1, PCGT_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
14    rhs = 2.5e7
15    define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'HU_gas_constraint')
16 def HU_renens(n, config):
17     solar_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
18         .filter(like='solar').filter(like='HU')
19     wind_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
20         .filter(like='onwind').filter(like='HU')
21     hydro_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
22         .filter(like='ror').filter(like='HU') +
23             get_var(n, 'Generator', 'p')
24         .filter(like='hydro').filter(like='HU')
25     lhs = linexpr((1, solar_var)).sum(axis=1).sum(axis=0) +
26         linexpr((1, wind_var)).sum(axis=1).sum(axis=0) +
27         linexpr((1, hydro_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
28     rhs = 9.17e6
29     define_constraints(n, lhs, '<=', rhs, 'HU_renewable_constraints')
```

Listing 13 Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung Tschechiens

```
1 def CZ_nuclear(n, config):
2     nuclear_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
3         .filter(like='solar').filter(like='CZ')
4     lhs = linexpr((1, nuclear_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
5     rhs = 4.62e7
6     define_constraints(n, lhs, '<=', rhs, 'CZ_nuclear_constraint')
```

Listing 14 Implementierung der Annahmen zur Energieerzeugung mittels Windkraft in Österreich

```
1 def constraint_wind(n, config):
2     config = n.config
3     solar_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
4         .filter(like='onwind').filter(like='AT')
5     lhs = linexpr((1, solar_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
6     rhs = (config['minimal_generation'].get('wind'))
7     define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'wind_constraint')
8
9 def constraint_windMAX(n, config):
10    config = n.config
11    solar_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
12        .filter(like='onwind').filter(like='AT')
13    lhs = linexpr((1, solar_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
14    rhs = (config['minimal_generation'].get('wind'))*1.1
15    define_constraints(n, lhs, '<=', rhs, 'wind_constraint')
```

Listing 15 Implementierung der Annahmen zur Energieerzeugung mittels Photovoltaik in Österreich

```
1 def constraint_solar(n, config):
2     config = n.config
3     solar_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
4         .filter(like='solar').filter(like='AT')
5     lhs = linexpr((1, solar_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
6     rhs = (config['minimal_generation'].get('solar'))
7     define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'solar_constraint')
8
9 def constraint_solarMAX(n, config):
10    config = n.config
11    solar_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
12        .filter(like='solar').filter(like='AT')
13    lhs = linexpr((1, solar_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
14    rhs = ((config['minimal_generation'].get('solar'))*1.1)
15    define_constraints(n, lhs, '<=', rhs, 'solar_constraint')
```

Listing 16 Implementierung der Annahmen zur Energieerzeugung mittels Wasserkraft in Österreich

```
1 def constraint_ror(n, config):
2     config = n.config
3     ror_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
4         .filter(like='ror').filter(like='AT')
5     lhs = linexpr((1, ror_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
6     rhs = (config['minimal_generation'].get('ror'))
7     define_constraints(n, lhs, '>=', rhs, 'ror_constraint')
8
9 def constraint_rorMAX(n, config):
10    config = n.config
11    ror_var = get_var(n, 'Generator', 'p')
12        .filter(like='ror').filter(like='AT')
13    lhs = linexpr((1, ror_var)).sum(axis=1).sum(axis=0)
14    rhs = ((config['minimal_generation'].get('ror'))*1.02)
15    define_constraints(n, lhs, '<=', rhs, 'ror_constraint')
```

Listing 17 Funktion zur Änderung der Kapazitäten der Wasserkraftanlagen in Österreich: das PyPSA-Netzwerk, welches in der Variable n gespeichert ist, wird übergeben, geändert und mit neu initialisierten Werten für p_nom des Generators der Wasserkraft in Österreich retourniert.

```
1 def adapt_cap(n, config):
2     ror_cap = config['changed_installed_cap'].get('ror')
3     solar_cap = config['changed_installed_cap'].get('max_solar')
4     if not ror_cap is None:
5         logger.warning('Change cap of ror in AUT')
6         n.generators.at['AT0 0 ror', 'p_nom'] = ror_cap
7     if not solar_cap is None:
8         logger.warning('Change maximum inst. cap of solar in AUT')
9         n.generators.at['AT0 0 solar', 'p_nom_max'] = solar_cap
10    return n
```

Listing 18 Berechnung der Residuallast. Zeile 16 ergibt sich durch Miteinbezug der Tatsache, dass die erneuerbare Stromerzeugung durch Laden der Speicher mit nicht aus Österreich stammendem Strom ansonsten negativ werden könnte.

```
1 load = n.loads_t.p.filter(like = 'AT').sum(axis=1)
2 renewables = ['solar', 'wind', 'ror', 'biomass']
3 stores = ['H2O', 'battery']
4 store_units = ['PHS', 'hydro']
5 renload = n.generators_t.p
6     .filter(like = 'geothermal').filter(like = 'AT').sum(axis=1)
7 for x in renewables:
8     renload += n.generators_t.p.filter(like = x)
9         .filter(like = 'AT').sum(axis=1)
10 for x in stores:
11     renload += n.stores_t.p.filter(like=x)
12         .filter(like='AT').sum(axis=1)
13 for x in store_units:
14     renload += n.storage_units_t.p.filter(like=x)
15         .filter(like='AT').sum(axis=1)
16 renload[renload<0]=0
17 res = load - renload # res as series
18 res = res.to_frame(name = 'ATO_0')
19 logging.info('finished calculations residual load')
```

Listing 19 Funktionen zur Auswertung der Residuallast, die Algorithmen enthalten, die für die Auswertung der Größen von Relevanz sein können. Der ganze Code mit allen Funktionen ist in der [technischen Workflow-Beschreibung auf Github](#) beschrieben.

```
1 def Residuallast_per_month (jahr, pres):
2     counts = res.groupby(pres.index.month).sum()
3     counts['Monat'] = months
4     counts.set_index('Monat', drop=True, inplace = True)
5     counts.to_csv(Ordner + 'RES_pro_Monat.csv')
6 def count_per_month(v, nach_monat_zeit):
7     point = res.index[v]
8     for i in range(0, len(nach_monat_zeit)):
9         if (v >= monate[i] and v < monate[i+1]):
10            for ask_run in range(0, 24):
11                if ask_run == point.hour:
12                    nach_monat_zeit[i][ask_run] +=1
13    return(nach_monat_zeit)
14
15 def Residuallast_yn_per_day_per_hour(res, jahr):
16     nach_monat_zeit = [[0] * 24]*12
17     for v in range(1, res.size):
18         if (res['ATO 0'].iloc[v] > 0):
19             point = res.index[v]
20             for i in range(0, len(nach_monat_zeit)):
21                 if (v >= monate[i] and v < monate[i+1]):
22                     for ask_run in range(0,24):
23                         if ask_run == point.hour:
24                             nach_monat_zeit[i][ask_run] += 1
25     frame = pd.DataFrame(nach_monat_zeit,
26                           columns= range(0,24),
27                           index = months)
28     frame.to_csv(Ordner + 'RL_nach_Tageszeit_pro_Monat.csv')
```

Listing 20 Funktionen zur Identifikation und Untersuchung der Nulldurchgänge.

```
1 def Nulldurchgang_per_day(jahr, res, silvester, einjahr):
2     datum = datetime.strptime(jahr+'/'+'01'+'/'+str(einjahr)+':00:00:00',
3                                '%Y/%m/%d %H:%M:%S')
4     counts=[]
5     while datum <= silvester:
6         begin = datum
7         end = datum + timedelta(days=1)
8         datum = end
9         data = res.loc[begin:end]
10        n = 0
11        for v in range(1, data.size):
12            if (data['ATO 0'].iloc[v-1] < 0 and --
13                data['ATO 0'].iloc[v] >= 0):
14                n += 1
15        counts.append(n)
16        frame = pd.DataFrame(data = counts, index = einjahr)
17        frame.to_csv(ordner + 'ND_per_day.csv')
18 def Nulldurchgang_per_month(jahr, res, months):
19     datum = jahr+'/'+'01'+'/'+str(einjahr)+':00:00:00'
20     counts=[]
21     for i in range(2,14):
22         month_begin = datetime.strptime(datum, '%Y/%m/%d %H:%M:%S')
23         if i == 13:
24             datum = jahr+'/' + str(12) + '/31 23:00:00'
25         else:
26             datum = jahr+'/' + str(i) + '/01 00:00:00'
27         month_end = datetime.strptime(datum, '%Y/%m/%d %H:%M:%S')
28         m=0
29         monthdata = res.loc[month_begin:month_end]
30         for v in range(1, monthdata.size):
31             if (monthdata['ATO 0'].iloc[v-1] < 0 and --
32                 monthdata['ATO 0'].iloc[v] >= 0):
33                 m += 1
34         nPerd = m/ (monthdata.size/24)
35         counts.append(nPerd)
36         frame = pd.DataFrame(data = counts, index = months)
```

Listing 21 Funktion zur Darstellung der Jahresdauerlinie verschiedener Netzzeitreihen.

```
1 def Jahresdauerlinie(frame, art):
2     sort = frame.sort_values(by = 'ATO 0',
3                               ascending = False,
4                               ignore_index = True)
5     sorted_lists = [sort]
6     name_list = [art]
7     for i in range(0, sort.index.size):
8         if sort['ATO 0'].iloc[i] < 0:
9             sort_pos = sort[0:i]
10            sort_neg = sort[i:sort.index.size]
11            .sort_values(by = 'ATO 0',
12                          ascending = True,
13                          ignore_index = True)
14            sorted_lists=[sort_pos, sort_neg]
15            name_list = ['Positive_RES', 'Negative_RES']
16            break
17 fig,ax = plt.subplots(figsize=(20,5))
18 for v in sorted_lists:
19     v.plot(kind = 'area', stacked = False,
20             ylabel = 'Leistung [MW]',
21             xlabel = 'Zeit [h]',
22             ax=ax)
```

Listing 22 Funktionen, die die Zeitspannen positiver Residualastphasen auswerten. Die Funktion zur Auswertung negativer Zeitspannen ist äquivalent mit entsprechend anderen Vergleichsoperatoren. `build_dataframe` kürzt das DataFrame zur grafischen Aufbereitung und führt diese aus.

```
1 def build_dataframe(dauer, RES):
2     summe = 0
3     run = len(dauer)-1
4     while run > 0:
5         summe += dauer[run]
6         if summe > 20:
7             break
8         run -= 1
9     frame = pd.DataFrame(dauer[1:run+1])
10    frame.index = np.arange(1, len(frame)+1)
11    frame.plot(kind = 'bar', figsize = (20,5),
12                ylabel = 'Anzahl',
13                xlabel = 'Zeitdauer [h]',
14                color = 'darkorange')
15
16 def ZR_RES(res):
17     dauer = np.zeros(3000)
18     end = 0
19     begin = 0
20     for v in range(0, res.size):
21         if res['ATO 0'].iloc[v-1] < 0 and res['ATO 0'].iloc[v] >= 0:
22             if v - end > 1:
23                 dauer[end-begin] +=1
24                 begin = v
25             for w in range(v, res.size):
26                 if res['ATO 0'].iloc[w] < 0:
27                     end = w
28                     break
29     build_dataframe(dauer, 'positiv')
```

Listing 23 Spektralanalyse durch Fast-Fourier-Transform-Algorithmus; Die Funktion ist so ausgeführt, dass sie für alle Netzzeitreihen des Simulationsmodell ausgeführt werden kann.

```
1 def fourier(data, data_type):
2     N = data.index.size
3     T = 1/8760 #restriction
4     x = np.linspace(0.0, N*T, N, endpoint = False)
5     y = data['ATO 0']
6     yf = np.fft.fft(y)
7     xf = fftfreq(N, T) [:N//2] #sample frequencies
8     df = pd.DataFrame(data=(2.0/N * np.abs(yf[0:N//2])), 
9                         index=xf,
10                        columns=['f'])
11    df = find_maxima(df)
12    plot_fourier(df, data_type)
13    df.to_csv(ordner + 'Frequenzen_' + data_type + '.csv')
```

Listing 24 Code zur Simulation einer Lastverschiebung (1/2): Berechnen der Energiemengen negativer und positiver Residuallast-Zeiten und zeitliche Zuordnung der Ergebnisse

```
1 def count_power(begin, end):
2     sum = 0
3     for i in range(begin, end):
4         sum += res['ATO 0'].iloc[i]
5     return sum
6 def Lastverschiebung_einfach(res):
7     v=0;lastv = 0;w=0;RES=0;EE=0
8     cols = ['Anfang', 'Ende', 'RES', 'EE', 'Wechsel_EE-RES']
9     allframe = pd.DataFrame(columns=cols)
10    for v in range(1, res.size):
11        if (res['ATO 0'].iloc[v-1] > 0 and res['ATO 0'].iloc[v] <= 0):
12            RES = count_power(w,v)
13            df2 = pd.DataFrame([[lastv, v, RES, EE, w]], columns = cols)
14            for w in range(v, res.size):
15                if res['ATO 0'].iloc[w-1]<=0 and res['ATO 0'].iloc[w]>0:
16                    EE = count_power(v,w)
17                    allframe=allframe.append(df2,ignore_index=True)
18                    lastv = v
19                    break
20    allframe['Delta_t'] = allframe ['Ende'] - allframe['Anfang']
21    allframe['Delta_E'] = allframe['RES'] + allframe['EE']
```

Listing 25 Code zur Simulation einer Lastverschiebung (2/2): Berechnung der verschiebbaren Last und dazugehörige Größen

```
1 LVp = [0] * allframe.index.size
2 LVl = [0] * allframe.index.size
3 P_kurz = [0] * allframe.index.size
4 P_lang = P_kurz
5 for i in range(0,allframe.index.size):
6     res = allframe['RES'].iloc[i]
7     ee = allframe['EE'].iloc[i]
8     t = allframe['Delta_t'].iloc[i]
9     LVp[i] = min([res,ee], key = abs)
10    LVl[i] = max([res, ee], key = abs) - LVp[i]
11    LVp[i] = abs(LVp[i])
12    P_kurz[i] = LVp[i] / t
13    P_lang[i] = LVl[i] / t
14    allframe['LV_kurz'] = LVp
15    allframe['LV_lang'] = LVl
16    allframe['P_kurz'] = P_kurz
17    allframe['P_lang'] = P_lang
18    allframe.to_csv(ordner + 'Lastverschiebung_einfach.csv')
```

Listing 26 Code zur graphischen Aufbereitung der Ergebnisse der Lastverschiebungssimulation

```
1 def plot_Lastverschiebung(beschreibung, dauer, power, start, end):
2     color = 'orange' --
3     if beschreibung == 'Kurzzeitige Verschiebung'
4         else 'red'
5
6     fig,ax = plt.subplots(figsize=(20,5))
7     ax.plot([0,100],[0,100], linewidth = 0.0003)
8     ax.set_yscale('symlog')
9     for v in range(0, power.size):
10         if color != 'orange':
11             color = 'green' if power[v] < 0 else 'red'
12             ax.add_patch(Rectangle((start[v],0),
13                                     width = dauer[v],
14                                     height = power[v],
15                                     color = color))
16     plt.title(beschreibung, fontsize = 23)
17     xt = []
18     for i in range(0, 12):
19         xt.append(int(i/12 * end[end.size-1]))
20     ax.set_xticks(xt)
21     ax.set_xticklabels(months, minor = False, rotation = 45)
22     plt.xlabel('Zeit [h]')
23     plt.ylabel('Leistung [MW]')
24     plt.close()
25 def plot_Anteile2(kurz, lang, anfang):
26     fig,ax = plt.subplots(figsize=(20,5))
27     ax.scatter(x = anfang, y = kurz)
28     ax.scatter(x = anfang, y = lang)
29     plt.close()
30     mpg = pd.DataFrame([kurz, lang, anfang],
31                         columns = ['kurz', 'lang', 'anfang'])
32     fig2 = sns.jointplot(x=anfang, y=kurz, color = 'g')
33     plt.close()
34     fig3 = sns.jointplot(x=anfang, y=lang)
35     plt.close()
```

Listing 27 Code zur Erstellung der Emissionszeitreihe der Stromerzeugung in Österreich

```
1 ems=pd.DataFrame(index=['CCGT','OCGT','coal','onwind','ror','solar'],
2                   columns = ['g/kWh'])
3 ems['g/kWh'] = [490, 490, 820, 11, 24, 48]
4 gen_t = n.generators_t.p.filter(like = 'AT0 0')
5 e_emission = pd.DataFrame(index=n.generators_t.p.index)
6 for i in range(0, ems.index.size):
7     e_emission[str(ems.index[i])] = ems['g/kWh'][i]*
8                     gen_t.filter(like = ems.index[i])
```

Listing 28 Implementierung des Schaltschemas, das in Abbildung 8 gezeigt ist.

```
1 def ressignal3 (signaldf):
2     res_load = res['ATO 0']
3     signalseries = pd.Series(np.nan * signaldf.index.size,
4                               index = signaldf.index)
5     def signal1(res_load, i):
6         if (running_avg(res_load, i, i+2) > 0):
7             return False
8         return True
9     def signal2(res_load, i):
10        if (res_load[i] > running_avg(res_load, i-3, i+6)):
11            return False
12        if (running_avg(res_load, i+6, i+12) < 0):
13            return False
14        return True
15     def running_avg(res_load, a, b):
16         if a > (res_load.size - 12) or b > (res_load.size - 12):
17             return 0
18         sum = 0
19         for i in range(a, b):
20             sum += res_load[i]
21         return (sum/(b-a))
22     for i in range(0, res.index.size):
23         if res_load[i] < 0:
24             if signal1(res_load, i):
25                 signalseries[i] = 1
26             else:
27                 signalseries[i] = 0
28         elif res_load[i] >= 0:
29             if running_avg(res_load, i+2, i+5) < 0:
30                 signalseries[i] = 0 #kurze RES-Phase
31             else:
32                 signalseries[i]=1 if signal2(res_load,i)
33                                     else 0
```

Listing 29 Code zur Verarbeitung der Daten von (Joint_Research_Center_European_Commission, 2017) und grafischen Aufbereitung

```
1 south = pd.read_csv('south_35deg.csv', header = 7)
2 east = pd.read_csv('east_10deg.csv', header = 7)
3 west = pd.read_csv('west_10deg.csv', header = 7)
4 south=south['G(i)']/south['G(i)'].max()
5 west=west['G(i)']
6 east=east['G(i)']
7 df = south.to_frame(name='Südliche Ausrichtung')
8 df['Ost-West-Ausrichtung']=(west.values+east.values)/
9                               (west.values+east.values).max()
10 df[3:20].plot(figsize = (10,3), kind = 'bar')
11 plt.title('Globalstrahlung nach Ausrichtung für Juli in Wien')
12 plt.ylabel('Anteil an maximalen Einstrahlung')
```

8 Weitere Abbildungen der Ergebnisse

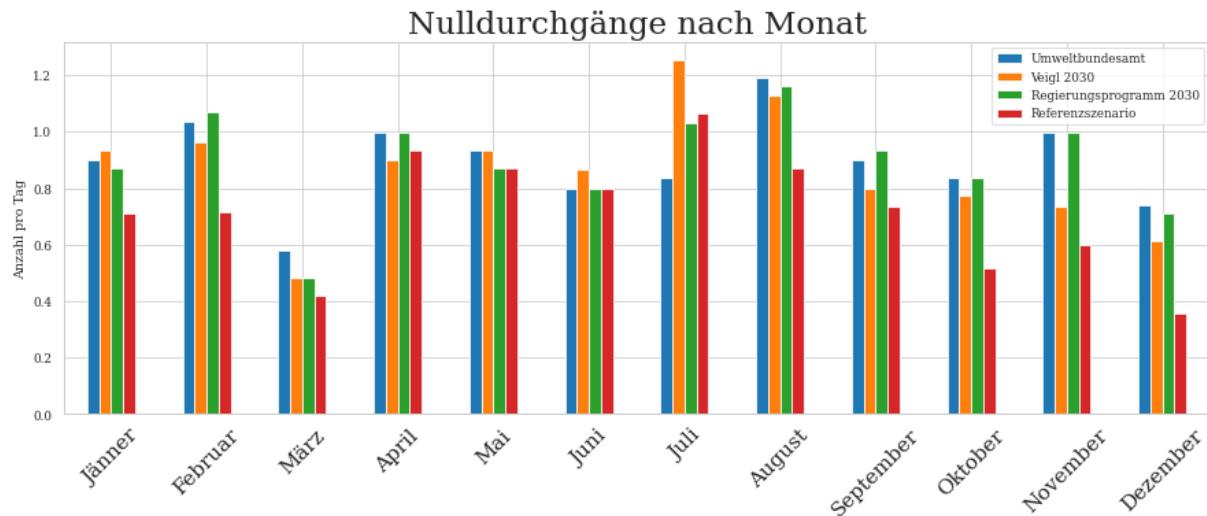


Abbildung 1: Anzahl der Nulldurchgänge pro Tag geordnet nach Monat für die Szenarien 2030

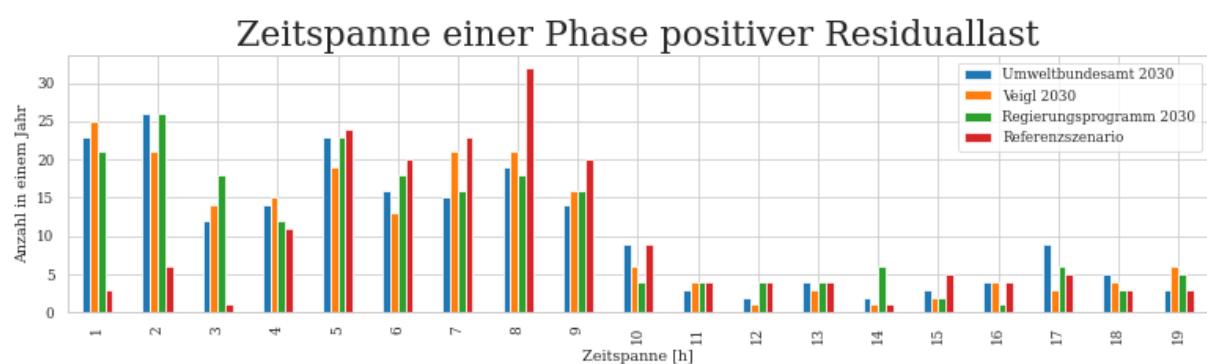


Abbildung 2: Zeitspannen einer Phase positiver Residuallast für alle Szenarien 2030

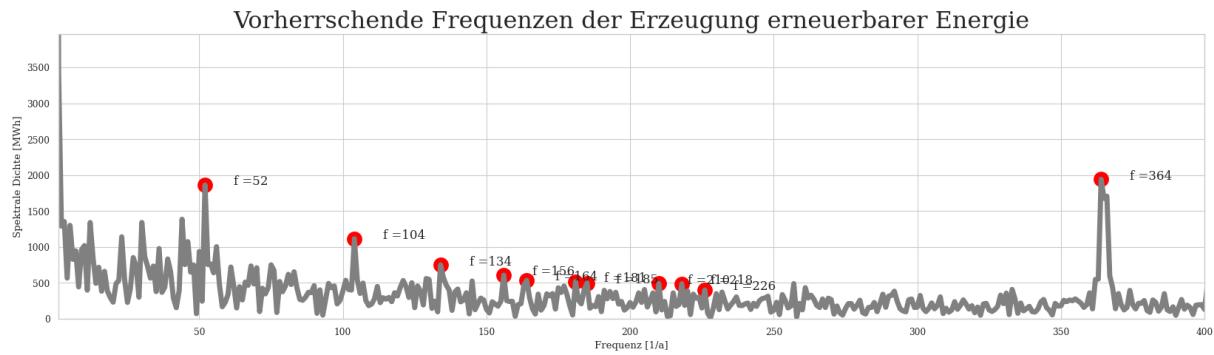


Abbildung 3: Vorherrschende Frequenzen der Erzeugung erneuerbarer Energie (Szenario Regierungsprogramm)

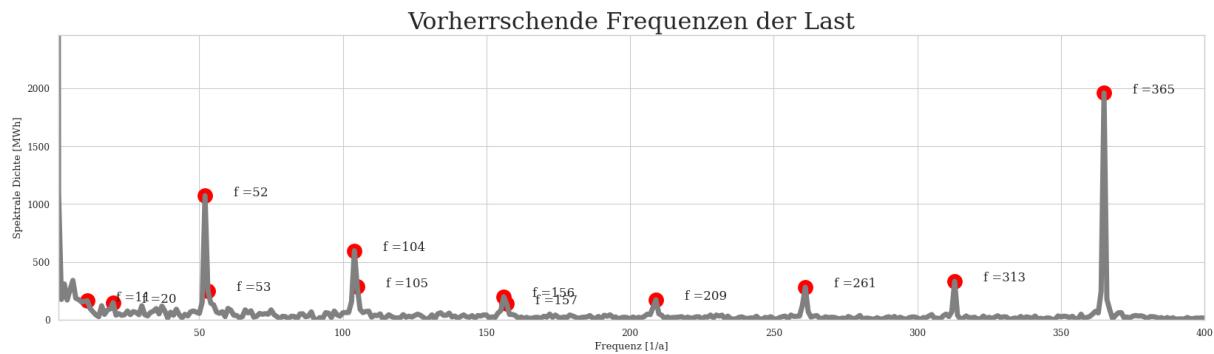


Abbildung 4: Vorherrschende Frequenzen der Last (Szenario Umweltbundesamt 2050)

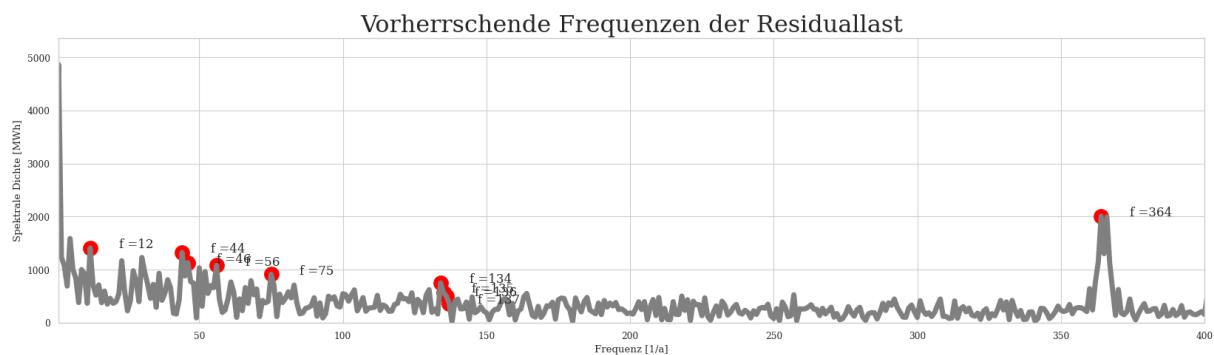


Abbildung 5: Vorherrschende Frequenzen der Residuallast (Szenario Umweltbundesamt 2050)

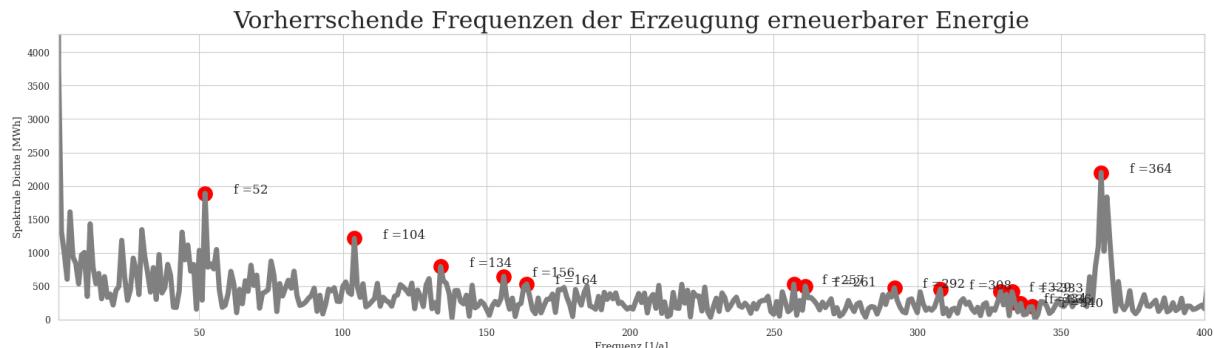


Abbildung 6: Vorherrschende Frequenzen der Erzeugung erneuerbarer Energie (Szenario Umweltbundesamt 2050)

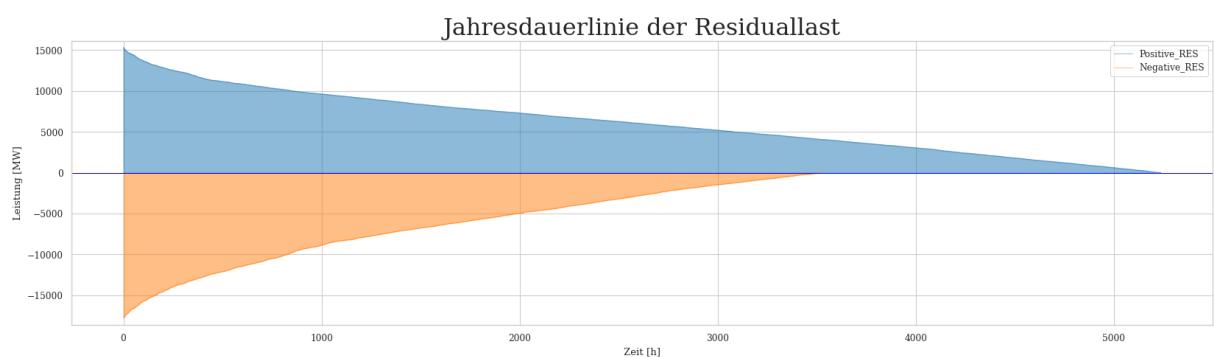


Abbildung 7: Jahresdauerlinien der Residuallast (nach Szenario Veigl 2030)

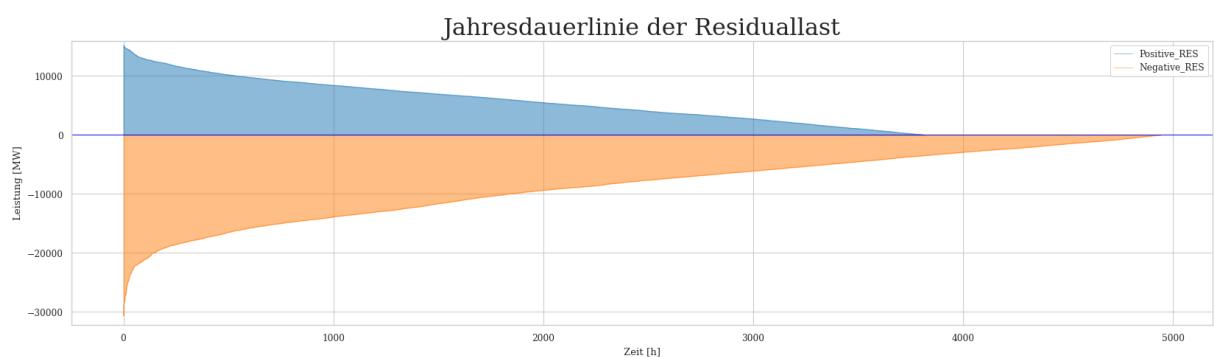


Abbildung 8: Jahresdauerlinien der Residuallast (nach Szenario Veigl 2050)

Literatur

- Anaconda_Inc. (2015). Anaconda Documentation. <https://anaconda-installer.readthedocs.io/en/latest/>
- Andresen, G. B., Hörsch, J. & Brown, T. (2017). Atlite: Light-weight version of Aarhus RE Atlas for converting weather data to power systems data: resources. <https://github.com/PyPSA/atlite/blob/master/atlite/resources/solarpanel/CSi.yaml>
- Austrian_Power_Grid_AG. (2021a). Erzeugung nach Typ. Zugriff 1. Dezember 2021 unter <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ>
- Austrian_Power_Grid_AG. (2021b). Installierte Kraftwerksleistung. Zugriff 30. November 2021 unter <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/installierte-leistung>
- Brown, T., Schlachtberger, D., Schramm, S. & Greiner, M. (2017). The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network. *Energy*. <https://doi.org/doi:10.1016/j.energy.2017.06.004>
- Brown, T. (2020a). Energy System Modelling Summer Semester 2020, Lecture 1, lecture notes.
- Brown, T. (2020b). Energy System Modelling Summer Semester 2020, Lecture 3, lecture notes.
- Brown, T., Hörsch, J. & Schlachtberger, D. (2018). PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software*, 6(1), 4. <https://doi.org/10.5334/jors.188>
- Bundeskanzleramt_Oesterreich. (2020). *Aus Verantwortung für Österreich. – Regierungsprogramm 2020–2024* (Techn. Ber.). Bundeskanzleramt Österreich. Wien. Zugriff 7. Januar 2021 unter <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/bundeskanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdo>umente.html
- Bundesministerium_für_Wirtschaft_und_Energie. (2020). *Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan* (Techn. Ber.). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Zugriff 2. November 2021 unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Cionni, I., Jaume, R., Llorenc, L., Harilaos, L. & Noel, T. (2017). *Validation of observational dataset and recommendations to the energy users* (2. Aufl.). https://www.s2s4e.eu/sites/default/files/2018-09/s2s4e_d3.1_1_.pdf
- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Minx, J. C., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., Adler, A., Baum, I., Brunner, S., Eickmeier, P., Kriemann, B., Savolainen, J., Schlosser, S., Stechow, C. v., Zwickel, T. & on Climate Change, I. P. (Hrsg.). (2015). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change: Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg3/>

- (EEA), E. (2017). Natura 2000 data - the European network of protected sites. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/natura-7>
- (EEA), E. (2020). Corine Land Cover (CLC) 2012. <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover/clc-2012?tab=metadata>
- EnergieSchweiz. (2019). *Programmstrategie EnergieSchweiz 2021 bis 2030* (Techn. Ber.). EnergieSchweiz. Bern.
- ENTSO-E. (2017). ENTSO-E Transmission System Map [data correction 01/01/2019]. Zugriff 10. November 2021 unter <https://www.entsoe.eu/data/map/>
- ENTSO-E. (2019). Power Statistics. Zugriff 20. Oktober 2021 unter <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>
- ENTSO-E_Transparency_Platform. (2017). Installed Capacity Per Production Unit. Zugriff 12. November 2021 unter <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installCapacityPerProductionUnit/show>
- Fechner, H. (2020). *Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können* (Techn. Ber.). Österreichs Energie. Wien.
- Gotzens, F., Heinrichs, H., Hörsch, J. & Hofmann, F. (2019). Performing energy modelling exercises in a transparent way - The issue of data quality in power plant databases. *Energy Strategy Reviews*, 23, 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.11.004>
- Gupa, R. & Shankar, H. (2017). Global Energy Observatory. Zugriff 10. November 2021 unter <https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase>
- Hadjipaschalidis, I., Poullikkas, A. & Efthimiou, V. (2009). Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7), 1513–1522. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028>
- Hittinger, E., Whitacre, J. & Apt, J. (2012). What properties of grid energy storage are most valuable? *Journal of Power Sources*, 206, 436–449. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.12.003>
- Hörsch, J., Hofmann, F., Schlachtberger, D. & Brown, T. (2018). PyPSA-Eur: An Open Optimisation Model of the European Transmission System [arXiv: 1806.01613]. *Energy Strategy Reviews*, 22, 207–215. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012>
- Hörsch, J., Ronellenfitsch, H., Witthaut, D. & Brown, T. (2018). Linear Optimal Power Flow Using Cycle Flows [arXiv: 1704.01881]. *Electric Power Systems Research*, 158, 126–135. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.12.034>
- Huld, T., Gottschalg, R., Heyer, H. G. & Topic, M. (2010). Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. *Solar Energy*, 84, 324–338. Zugriff 30. Oktober 2021 unter <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.12.002>
- Institute, F. M. (2020). Union of the ESRI Country shapefile and the Exclusive Economic Zones (version 3). Zugriff 3. November 2021 unter <https://www.marineregions.org/>.

- Jizhong, Z. (2015). *Optimization of Power System Operation* (2. Aufl.) [eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781118887004>]. John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/9781118887004>
- Joint_Research_Center_European_Commission. (2017). Photovoltaic geographical information system. Zugriff 3. Dezember 2021 unter https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- Kaltschmitt, M., Streicher, W. & Wiese, A. (Hrsg.). (2020). *Erneuerbare Energien: Systemtechnik · Wirtschaftlichkeit · Umweltaspekte* (6. Aufl.). Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-61190-6>
- Kelso, N. V. & Patterson, T. (2020). NaturalEarth - Countries. Zugriff 3. November 2021 unter <https://www.naturalearthdata.com/downloads/10m-cultural-vectors/10m-admin-0-countries/>
- Kirchengast, G., Kromp-Kolb, H., Steininger, K., Stagl, S., Kirchner, M., Ambach, C., Grohs, J., Gutsohn, A., Peisker, J. & Strunk, B. (2019). *Referenzplan als Grundlage für einen wissenschaftlich fundierten und mit den Pariser Klimazieilen in Einklang stehenden Nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (Ref-NEKP) — Gesamtband* (Bd. Gesamtband). Verlag der ÖAW.
- Kirchengast, G. & Steininger, K. (2020). Treibhausgasbudget für Österreich auf dem Weg zur Klimaneutralität 2040. Zugriff 15. November 2021 unter https://ccca.ac.at/fileadmin/00_DokumenteHauptmenue/03_Aktivitaeten/UniNETZ_SDG13/RefNEKP/RefNEKP-TreibhausgasbudgetUpdate_WEGC-Statement_Okt2020.pdf
- Krutzler, T., Wiesenberger, H., Heller, C., Gössl, M., Stranner, G., Storch, A., Heinfellner, H., Winter, R., Kellner, M. & Schindler, I. (2016). *Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050*. Umweltbundesamt.
- Langholz, T., Zimmermann, D. & Zaspel-Heisters, B. (o. D.). *Potentiale für Erneuerbare Energien* (Techn. Ber.). Bundesanstalt für Immobilienaufgaben. Bonn. Zugriff 3. Dezember 2021 unter <https://cdn0.scrv.t.bund.de/8a7fb8c945e2d564ea89e3facb7da507/b856655ab7a2e0a4/435a348fd8f0/Potenziale-fuer-Erneuerbare-Energien-Forschungsprojekt-zur-Eignung-von-Flaechen-fuer-Windkraft--und-Photovoltaik---Freiflaechenanlagen.pdf>
- Leisch, J. & Cochran, J. (2015). Integrating variable renewable Energies into the grid: Key issues. *greening the grid*, 2. <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63033.pdf>
- Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M. & Waterfield, T. (2018). *Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* (Techn. Ber.).

- World Meteorological Organization. Geneva. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf
- Ministero_dello_Sviluppo_Economico. (2017). *Italy's national energy strategy 2017* (Techn. Ber.). Ministero dell'Ambiente. Rom. Zugriff 2. November 2021 unter https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/BROCHURE_ENG_SEN.PDF
- Ministerstvo_Prùmyslu_a_Obchodu. (2019). *National Energy and Climate Plan of the Czech Republic* (Techn. Ber.). possibly translated by the European Comission (missing data!) Prague. https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/cs_final_necp_main_en.pdf
- Ministerstvo_Prumyslu_a_Obchodu. (2014). *State Energy policy of the Czech Republic* (Techn. Ber.). Ministerstvo Prumyslu a Obchodu. Prague. https://www.mpo.cz/assets/en/energy/state-energy-policy/2017/11/State-Energy-Policy_-2015__EN.pdf
- Ministry_of_National_Development. (2012). *National Energy Strategy 2030* (Techn. Ber.) [OCLC: 909837073]. Ministry of National Development. Budapest. <https://2010-2014.kormany.hu/download/7/d7/70000/Hungarian%20Energy%20Strategy%202030.pdf>
- Open_Power_System_Data. (2017). Conventional Power Plants. Zugriff 12. November 2021 unter https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2017-07-07/
- ORF. (2021). Österreicher sehen Klimawandel als größte Bedrohung. *news.ORF.at*. Zugriff 17. November 2021 unter <https://orf.at/stories/3236861/>
- Pfeifroth, U., Kothe, S., Müller, R., Trentmann, J., Hollmann, R., Fuchs, P. & Werscheck, M. (2017). Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 2. https://doi.org/DOI:10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V002
- Resch, G., Burgholzer, B., Totschnig, G., Lettner, G., Auer, H. & Geipel, J. (2017). *Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien* (Techn. Ber.). TU Wien - Energy Economics Group. Wien.
- Rodríguez, R. A., Becker, S., Andresen, G. B., Heide, D. & Greiner, M. (2014). Transmission needs across a fully renewable European power system. *Renewable Energy*, 63, 467–476. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.005>
- Sabater, M. (2019). ERA5-Land hourly data from 1981 to present. *Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS)*. <https://doi.org/DOI:10.24381/cds.e2161bac>
- Sandia_National_Laboratories. (2020). DOE OE Global Energy Storage Database. Zugriff 1. November 2021 unter <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>
- Schaber, K., Steinke, F., Mühllich, P. & Hamacher, T. (2011). Parametric study of variable renewable energy integration in Europe Advantages and costs of transmission grid extensions | Elsevier Enhanced Reader. *Energy Policy*, 42. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.016>

- Scholz, Y. (2012). Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix model and application for Europe, Ph.D. thesis. <https://doi.org/doi:10.18419/opus-2015>
- Schönwiese, C.-D. (2020). *Klimatologie : Grundlagen, Entwicklungen und Perspektiven* (5., überarbeitete und aktualisierte Auflage.). Verlag Eugen UlmerUTB. <https://elibrary.utb.de/doi/book/10.36198/9783838553870>
- Slovak_Ministry_of_Economy. (2019). *Integrated National Energy and Climate Plan for 2021 to 2030* (Techn. Ber.). Slovak Ministry of Economy. Bratislava. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/sk_final_necp_main_en.pdf
- Statistik_Austria. (2020). *Vorläufige Energiebilanz 2020* (Statistik). Statistik Austria. https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html
- Stuebi, R. (2019). Electric Industry Transformation: Pathway to the “Grid of Grids”. Zugriff 23. November 2021 unter <https://www.bu.edu/ise/2019/03/07/electric-industry-transformation-pathway-to-the-grid-of-grids/>
- Teske, S. (Hrsg.). (2019). *Achieving the Paris Climate Agreement Goals: Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5 °C and +2 °C*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-05843-2>
- Thommen, J.-P. (o. D.). Definition: Modell [Publisher: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Section: economy]. Zugriff 27. November 2021 unter <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/modell-39245>
- Ummel, K. (2012). Carma Revisited: An Updated Database of Carbon Dioxide Emissions from Power Plants Worldwide. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2226505>
- Van De Putte, J., Short, R., Beranek, J., Thies, F., Teske, S., Dawe, A. [& Hunter, J. [(2011). *Battle of the Grids. How Europe can go 100% renewable and phase out dirty energy* (Techn. Ber.). Greenpeace International, Amsterdam (Netherlands). Netherlands.
- Veogl, A. (2017). *ENERGIE- UND KLIMAZUKUNFT ÖSTERREICH: SZENARIO FÜR 2030 UND 2050* (Techn. Ber.). Global 2000, Greenpeace, WWF. Wien.
- Verband_Schweizerischer_Elektrizitätsunternehmen. (2020). *Kernenergie - Basiswissen-Dokument* (Techn. Ber.). Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Tarau. Zugriff 2. Juni 2021 unter <https://www.strom.ch/de/media/10281/download>
- World_Resource_Institute. (2018). Climate Data and Tools Projekt: Global Power Plant Database 1.1.0. Zugriff 11. November 2021 unter <http://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Verfügbarkeit von Solar- und Windkraftkapazitäten in Österreich für einen Beispielzeitraum [eigene Abbildung].	5
Abbildung 2	Glättungseffekt bei Betrachtung eines größeren geografischen Gebiets. Die Node '3317 onwind' bildet einen Bereich ab, der in etwa dem des Tennen-gaus und des Flachgaus entspricht [eigene Abbildung].	6
Abbildung 3	Zeitliche Verfügbarkeit der installierten Leistung an Laufwasserkraftanla-gen in Österreich [eigene Abbildung]	12
Abbildung 1	<i>links:</i> Geografische Grenzen: alle im Netzwerkmodell betrachteten Län-der; [eigene Abbildung] <i>rechts:</i> Netzwerktopologie der ENTSO-E Interac-tive Map [eigene Abbildung]	17
Abbildung 2	Voronoi-Zellen des Simulationsmodells. In jeder Zelle ist ein Netzknoten-punkt des ENTSO-E Netzwerks und alle Punkte enthalten, die diesem geo-grafisch am nächsten liegen. [eigene Abbildung]	21
Abbildung 3	Ergebnis des Powerplantmatching-Prozesses. Der Code, welcher zum Er-stellen der Darstellung verwendet wird, ist im Anhang (Code 5) angegeben. [eigene Abbildung]	22
Abbildung 4	Leistungskurve der Windkraftanlage; Abbildung nach (Andresen et al., 2017) erstellt	25
Abbildung 5	Netzwerkstruktur des Modells: Die Netzknotenpunkte sind durch elektri-sche Verbindungen mit den Nodes zusammengeschlossen, die die jeweils benachbarten Zellen repräsentieren. Die Breite der Verbindungen ist dabei direkt proportional zur maximal transportierbaren Leistung. [eigene Abbil-dung]	27
Abbildung 6	Ansatz der einfachen Lastverschiebungssimulation: der grün markierte Be-reich würde in diesem Fall auf den danach orange markierten Bereich ver-schoben werden, die Last also auf einen früheren Zeitpunkt verlegt; [eigene Abbildung]	33
Abbildung 7	Schemata der Ansätze zur Erstellung eines Schaltsignals auf Basis der Residuallast für Signal 1 (links) und Signal 2 (rechts)	36
Abbildung 8	Schema des Schaltsignals, das sich aus der Analyse der ersten Ansätze er-geben hat. Signal 1 und Signal 2 sind als eigene Funktionen codiert, weshalb sie hier für eine leichtere Verständlichkeit extra angeführt sind.	37

Abbildung 1	Installierte Leistung an Erzeugungstechnologie nach Szenario; blau: Solar, orange: Wind, grün: Laufwasserkraft (händisch in das Modell eingegebener Wert), rot: Gas, lila: Rest (eigene Abbildung nach APG Austrian_Power_Grid_AG, 2021b)	39
Abbildung 2	Installierte Leistung an Speichertechnologien, optimiert nach Szenario (eigene Abbildungen nach APG (Austrian_Power_Grid_AG, 2021b)	39
Abbildung 3	Zeitreihe der Erzeugung elektrischer Energie nach Energieträgern; blau: Gas, orange: Öl, grün: Kohle, rot: Wind, violett: Lauf- und Schwellwasser, braun: Solar, rosa: Rest (eigene Abbildung nach Austrian_Power_Grid_AG, 2021a)	41
Abbildung 4	Zeitreihe der Erzeugung elektrischer Energie nach Energieträger; blau: Open-Cycle-gas, orange: closed-Cycle-gas, grün: Kohle, rot: Wind, violett: Lauf- und Schwellwasser, braun: Solar, rosa: Rest (nach Szenario Veigl 2030)	41
Abbildung 5	Zeitreihe der Leistungen nach Speichertechnologie; blau: Wasserstoff, orange: Batteriespeicher, rot: Pumpspeicherkraftwerke, grün: Peicherpotential der Schwellwasserkraft (nach Szenario Veigl 2030)	42
Abbildung 6	Vergleich der über ein Jahr summierten Residuallast nach Szenario für das Jahr 2030	43
Abbildung 7	Vergleich der pro Monat summierten Residuallast nach Szenario für das Jahr 2030	44
Abbildung 8	Tageszeitliche Analyse für Dezember; die Fläche gibt an, wie oft zu dieser Tageszeit im Dezember die Residuallast größer als Null war, während die Balken die Anzahl der Nulldurchgänge zur jeweiligen Tageszeit angeben. Es werden dabei unterschiedliche Skalen verwendet: rechts: Anzahl der Nulldurchgänge, links: Anzahl der Tage mit RES > 0 (nach Szenario Veigl 2030)	45
Abbildung 9	Tageszeitliche Analyse für Juli; die Fläche gibt an, wie oft zu dieser Tageszeit im Juli die Residuallast größer als Null war, während die Balken die Anzahl der Nulldurchgänge zur jeweiligen Tageszeit angeben. Es werden dabei unterschiedliche Skalen verwendet: rechts: Anzahl der Nulldurchgänge, links: Anzahl der Tage mit RES > 0 (<i>oben</i> : Szenario nach Veigl 2030, <i>unten</i> : Referenzszenario)	45
Abbildung 10	Frequenzanalyse der Funktion der Residuallast (Szenario Regierungsprogramm 2030)	46
Abbildung 11	Frequenzanalyse der Funktion der Last (Szenario Regierungsprogramm 2030)	46
Abbildung 12	Anteil der kurzfristig verschiebbaren Last für verschiedene Szenarien	48

Abbildung 13 Kurzfristig verschiebbare Residuallast: Die Abbildung ist so gewählt, dass die vertikale Achse die Leistung beschreibt und die Zeitspanne, in der verschoben wird, auf der horizontalen Achse abgebildet ist. Die verschobene Energie ist damit die Fläche der Funktion; die Skala ist logarithmisch gewählt. (nach Szenario Regierungsprogramm 2030)	48
Abbildung 14 Anteile der Energie, die innerhalb eines Zyklus verschoben werden kann (grün), und Anteile der Energie, die nicht innerhalb eines Zyklus verschoben werden können (sowohl negative als auch positive Energie, blau); (nach Szenario Regierungsprogramm 2030)	49
Abbildung 15 Zeitspanne einer durchgehenden Phase positiver Residuallast (nach Szenario Regierungsprogramm 2030)	49
Abbildung 16 Emissionen der Stromerzeugung pro Kilowattstunde im Vergleich; (eigene Abbildung nach Austrian_Power_Grid_AG, 2021a)	51
Abbildung 17 Emissionszeitreihen der Erzeugungsszenarien für 2030.	51
Abbildung 18 Zeitreihe der Stromerzeugung in Österreich für das Jahr 2050; blau: Gas, orange: Öl, grün: Kohle, rot: Wind, violett: Lauf- und Schwellwasser, braun: Solar, rosa: Rest (nach Szenario Umweltbundesamt)	53
Abbildung 19 Vergleich installierter Kapazitäten nach Erzeugungstechnologie für 2020, 2030 und 2050	53
Abbildung 20 Optimierte Speicherkapazitäten nach Szenario 2050 im Vergleich zu den jeweiligen Werten für 2030.	54
Abbildung 21 Residuallast pro Monat für die Szenarien Umweltbundesamt und Veogl.	55
Abbildung 22 <i>oben:</i> Tageszeitliche Analyse für Mai (Szenario nach Veogl) <i>unten:</i> Tageszeitliche Analyse für Oktober (Szenario Umweltbundesamt) Die Fläche gibt an, wie oft zu dieser Tageszeit im April die Residuallast größer als Null war, während die Balken die Anzahl an Nulldurchgängen zur jeweiligen Tageszeit angeben. Es werden dabei unterschiedliche Skalen verwendet: rechts: Anzahl der Nulldurchgänge, links: Anzahl der Tage mit RES > 0.	56
Abbildung 23 Zeitdauern einer Phase positiver Residuallast für die Szenarien nach Veogl (blau: 2030, orange: 2050)	57
Abbildung 24 Anteil der kurzfristig verschiebbaren Last (blau: 2030, orange: 2050).	58
Abbildung 25 Kurzfristig verschiebbare Residuallast: Die Abbildung ist so gewählt, dass die vertikale Achse die Leistung beschreibt und die Zeitspanne, in der verschoben wird, auf der horizontalen Achse abgebildet ist. Die Skala ist logarithmisch gewählt. (nach Szenario Umweltbundesamt)	58
Abbildung 1 Das Schaltsignal für Februar zeigt häufige Wechsel im Zustand; blau: Residuallast, orange: laufender Mittelwert über 24 Stunden, grün: Schaltsignal (1000 : Freigabe, 0 : Sperre) (Schema 3, nach Szenario Umweltbundesamt 2030)	62

Abbildung 2	Globalstrahlung auf unterschiedlich ausgerichtete Flächen. Zur besseren Vergleichbarkeit tageszeitlicher Aspekte wurde die diskrete Darstellungsweise gewählt (eigene Abbildung unter Verwendung von (Joint_Research_Center_European_Commission, 2017); der Code zur Verarbeitung findet sich im Anhang.)	65
Abbildung 3	Prozentueller Anteil der Energieerzeugung, die über die angegebene Energiemenge hinausgeht.	66
Abbildung 4	Definition der Residuallast: Last, die nicht durch erneuerbar erzeugten Strom oder Strom aus Speichereinheiten in Österreich gedeckt werden kann.	67
Abbildung 5	Zeitlicher Zusammenhang der Erzeugung elektrischer Energie mit Photovoltaik und der Lade- und Entladevorgänge diverser Speichereinheiten (nach Szenario Umweltbundesamt 2030)	68
Abbildung 6	Gegenüberstellung der Last zur Summe der Photovoltaik- und Speicherzeitreihen (nach Szenario Veogl 2030)	68
Abbildung 7	<i>oben:</i> Gegenüberstellung der Last zur Summe der Photovoltaik- und Speicherzeitreihen <i>unten:</i> Tageszeitliche Analyse für Juli (nach Szenario Veogl 2050) Die Fläche gibt an, wie oft zu dieser Tageszeit die Residuallast größer als Null war, während die Balken die Anzahl an Nulldurchgängen zur jeweiligen Tageszeit angeben. Es werden dabei unterschiedliche Skalen verwendet.	69
Abbildung 1	Anzahl der Nulldurchgänge pro Tag geordnet nach Monat für die Szenarien 2030	90
Abbildung 2	Zeitspannen einer Phase positiver Residuallast für alle Szenarien 2030 . .	90
Abbildung 3	Vorherrschende Frequenzen der Erzeugung erneuerbarer Energie (Szenario Regierungsprogramm)	91
Abbildung 4	Vorherrschende Frequenzen der Last (Szenario Umweltbundesamt 2050) .	91
Abbildung 5	Vorherrschende Frequenzen der Residuallast (Szenario Umweltbundesamt 2050)	91
Abbildung 6	Vorherrschende Frequenzen der Erzeugung erneuerbarer Energie (Szenario Umweltbundesamt 2050)	92
Abbildung 7	Jahresdauerlinien der Residuallast (nach Szenario Veogl 2030)	92
Abbildung 8	Jahresdauerlinien der Residuallast (nach Szenario Veogl 2050)	92

List of source codes

1	Technischer Aufbau einer Bedingung zur Implementierung der Erzeugungsszenarien	29
2	Algorithmus zum Ordnen der Residuallast-Zeiten nach Monat und Tageszeit	31
3	Algorithmus, mit dem verschiebbare Energiemengen berechnet werden; die Funktion count_power (begin, end) summiert die Leistung von „begin“ bis „end“).	34
4	Code zur Berechnung der in einem Zeitraum verschiebbaren Energie. Die Ergebnisse von Code 3 sind im Dataframe allframe gespeichert.	34
5	Code snippets zur Evaluierung des Powerplantmatching-Tools für Österreich und Erstellen der grafischen Aufbereitung.	73
6	Funktion zur Zeitlichen Anpassung der Lastprofile (script build_load_data.py, 193 - 201)	73
7	Code-Snippet zur graphischen Darstellung eines PyPSA-Netzwerks	74
8	Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung Deutschlands	74
9	Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung der Schweiz	75
10	Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung Italiens	75
11	Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung der Slowakei	75
12	Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung Ungarns	76
13	Funktionen zum Abbilden der Annahmen zur Stromerzeugung Tschechiens	76
14	Implementierung der Annahmen zur Energieerzeugung mittels Windkraft in Österreich	77
15	Implementierung der Annahmen zur Energieerzeugung mittels Photovoltaik in Österreich	77
16	Implementierung der Annahmen zur Energieerzeugung mittels Wasserkraft in Österreich	78
17	Funktion zur Änderung der Kapazitäten der Wasserkraftanlagen in Österreich: das PyPSA-Netzwerk, welches in der Variable n gespeichert ist, wird übergeben, geändert und mit neu initialisierten Werten für p_nom des Generators der Wasserkraft in Österreich retourniert.	78
18	Berechnung der Residuallast. Zeile 16 ergibt sich durch Miteinbezug der Tatsache, dass die erneuerbare Stromerzeugung durch Laden der Speicher mit nicht aus Österreich stammendem Strom ansonsten negativ werden könnte.	79
19	Funktionen zur Auswertung der Residuallast, die Algorithmen enthalten, die für die Auswertung der Größen von Relevanz sein können. Der ganze Code mit allen Funktionen ist in der technischen Workflow-Beschreibung auf Github beschrieben.	80
20	Funktionen zur Identifikation und Untersuchung der Nulldurchgänge.	81
21	Funktion zur Darstellung der Jahresdauerlinie verschiedener Netzzeitreihen.	82

22	Funktionen, die die Zeitspannen positiver Residuallastphasen auswerten. Die Funktion zur Auswertung negativer Zeitspannen ist äquivalent mit entsprechend anderen Vergleichsoperatoren. <code>build_dataframe</code> kürzt das DataFrame zur grafischen Aufbereitung und führt diese aus.	83
23	Spektralanalyse durch Fast-Fourier-Transform-Algorithmus; Die Funktion ist so ausgeführt, dass sie für alle Netzzeitreihen des Simulationsmodell ausgeführt werden kann.	84
24	Code zur Simulation einer Lastverschiebung (1/2): Berechnen der Energiemengen negativer und positiver Residuallast-Zeiten und zeitliche Zuordnung der Ergebnisse	84
25	Code zur Simulation einer Lastverschiebung (2/2): Berechnung der verschiebbaren Last und dazugehörige Größen	85
26	Code zur graphischen Aufbereitung der Ergebnisse der Lastverschiebungssimulation	86
27	Code zur Erstellung der Emissionszeitreihe der Stromerzeugung in Österreich	87
28	Implementierung des Schaltschemas, das in Abbildung 8 gezeigt ist.	88
29	Code zur Verarbeitung der Daten von (Joint_Research_Center_European_Commission, 2017) und grafischen Aufbereitung	89