



TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

DIPLOMARBEIT

**Analyse der Umsetzbarkeit verschiedener Technologien zur
Erreichung der Klimaziele mit Fokus auf den Straßenverkehr
hinsichtlich Energie- und Flächenbedarf sowie Kosten in Österreich,
Europa und weltweit**

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs unter der Leitung von

Univ. Prof. Dr. techn. Bernhard Geringer

und

Dipl. -Ing. Dr. techn. Thomas Bruckmüller

E315

Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Maschinenwesen und Betriebswissenschaften

von

Nicholas Boyd

01430829

Eidesstattliche Erklärung

Ich habe zur Kenntnis genommen, dass ich zur Drucklegung meiner Arbeit unter der Bezeichnung

„Analyse der Umsetzbarkeit verschiedener Technologien zur Erreichung der Klimaziele mit Fokus auf den Straßenverkehr hinsichtlich Energie- und Flächenbedarf sowie Kosten in Österreich, Europa und weltweit“

nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin. Ich erkläre weiters an Eides statt, dass ich meine Diplomarbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Arbeiten selbständig ausgeführt habe und alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur genannt habe.

Weiters erkläre ich, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch im Ausland (einer Beurteilerin / einem Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Wien, 14.06.2022

Nicholas Boyd

Danksagung

Mein aufrichtiger Dank gilt Herrn Prof. Dr. techn. Bernhard Geringer für die Ermöglichung dieser Arbeit am Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik der TU Wien.

Für die ausgezeichnete Betreuung und Unterstützung sowie die zahlreichen Ratschläge und Fachkenntnisse während des Projektes möchte ich Herrn Dipl. -Ing. Dr. techn. Thomas Bruckmüller herzlichst danken.

Ich möchte auch meinen besonderen Dank Herrn Markus Lichtenwallner aussprechen, der mir in unserer Zusammenarbeit an diesem Projekt stets unterstützend und ermutigend beiseite stand.

Zuletzt möchte ich mich bei meiner Freundin Julie, meiner Familie und meinen Freunden für die andauernde Geduld, Liebe und Motivation bedanken.

Kurzfassung

Um Klimaneutralität im Jahr 2050 zu erreichen, ist eine vollständige Substitution der fossilen Energieträger durch erneuerbare Energie erforderlich. Der Einsatz von klimafreundlichen Technologien in der Elektrizitätserzeugung sowie in den Sektoren Verkehr, Industrie, Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft ist unbedingt notwendig.

Zur Analyse der Umsetzbarkeit verschiedener Technologien zur Erreichung der Klimaziele hinsichtlich Energie- und Flächenbedarf sowie Kosten wurde in dieser Arbeit ein auf beliebige Regionen anwendbares Modell entwickelt. Der Fokus lag dabei am Straßenverkehrssektor, der in drei Zukunftsszenarien betrachtet wurde, um den zukünftigen Strombedarf verschiedener Bestandsentwicklungen im Verkehr zu berechnen. Des Weiteren wurde ein möglicher Weg zur vollständigen Umstellung der industriellen Energiebereitstellung sowie des Haushalts- und Gewerbesektors auf erneuerbare Energien untersucht, woraus der künftige Elektrizitätsbedarf in diesen Sektoren berechnet wurde. Durch die Überlagerung von sektorenspezifischen Lastprofilen konnte der Systemlastgang der betrachteten Region ermittelt werden.

Aus der Berechnung des jährlichen Elektrizitätsbedarfs konnte der notwendige Ausbau an erneuerbaren Erzeugern mit den jeweiligen Einspeiseprofilen ermittelt werden. Eine anschließende Gegenüberstellung des gesamten Erzeugungsprofils und des Systemlastgangs der Verbraucher erlaubte eine Untersuchung der Residuallast und damit des lang- sowie kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs (Speicherbedarf) des Stromnetzes. Die Anwendung der entwickelten Methodik erfolgte in dieser Arbeit am Beispiel von Österreich, EU, USA, China und Japan.

Für Österreich ergibt sich auf Basis der Modellberechnungen in den untersuchten Szenarien ein jährlicher inländischer Gesamtstrombedarf von 114 TWh (Szenario „E-Fuel“), 127 TWh (Szenario „50:50“) und 143 TWh (Szenario „100% BEV“). Bei Betrachtung der untersuchten Ausbauszenarien ergibt sich je nach Mobilitätsszenario eine notwendige installierte Leistung regenerativer Stromerzeuger von 55 bis 83 GW. In der Berechnung des Flächenbedarfs für den Ausbau Erneuerbarer Erzeuger und die Stromspeicherung ergibt sich je nach Mobilitätsszenario eine zusätzlich benötigte Fläche in Österreich von zwischen 1.800 und 2.500 km². Für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe für Österreich in Marokko wären in den Szenarien „50:50“ und „E-Fuel“ PV-Kapazitäten von 31 bzw. 55 GW und damit Flächen von 440 bzw. 770 km² notwendig. Die Kosten für den inländischen Ausbau Erneuerbarer Energien, die Errichtung und den Betrieb des Speichers in Österreich und die Gestehungskosten synthetischer Kraftstoffe belaufen sich auf 9 („E-Fuel“), 7 („50:50“) und 4,5 („100% BEV“) Mrd. Euro pro Jahr im Zeitraum bis 2050 (exkl. Netzerweiterungskosten).

Abstract

To achieve climate neutrality in 2050, a complete substitution of fossil energy sources by renewable energy is required. The use of climate-friendly technologies in electricity generation as well as in the transport, industry, household, commercial and agricultural sectors is absolutely necessary.

To analyze the feasibility of different technologies to achieve climate goals in terms of energy and land requirements and costs, a model applicable to any region was developed in this work. The focus was on the road transport sector, which was considered in three future scenarios in order to calculate the future electricity demand of different stock developments in transport. Furthermore, a possible pathway for the complete conversion of the industrial energy supply as well as the household and commercial sector to renewable energies was investigated, from which the future electricity demand in these sectors was calculated. By superimposing sector-specific load profiles, it was possible to determine the system load profile of the region under consideration.

From the calculation of the annual electricity demand, the necessary expansion of renewable generators with the respective feed-in profiles could be determined. A subsequent comparison of the entire generation profile and the system load profile allowed an investigation of the residual load and thus the long-term and short-term flexibility requirements (storage requirements) of the power grid. The application of the developed methodology was carried out in this work using Austria, the EU, the USA, China and Japan as examples.

Based on the model calculations, the total annual domestic electricity demand for Austria in the scenarios examined is 114 TWh (Scenario "E-fuel"), 127 TWh (Scenario "50:50") and 143 TWh (Scenario "100% BEV"). Considering the studied expansion scenarios, the required installed capacity of renewable electricity generators ranges from 55 to 83 GW, depending on the mobility scenario. In the calculation of the area required for the expansion of renewable generators and electricity storage, the additional area required in Austria is between 1,800 and 2,500 km², depending on the mobility scenario. To produce synthetic fuels for Austria in Morocco, an installed PV capacity of 31 and 55 GW and thus areas of 440 and 770 km² would be required in the "50:50" and "E-Fuel" scenarios, respectively. The costs for the domestic expansion of renewable energies, the construction and operation of the storage facility in Austria and the production costs of synthetic fuels amount to 9 ("E-Fuel"), 7 ("50:50") and 4.5 ("100% BEV") billion euros per year in the period up to 2050 (excluding grid expansion costs).

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
APG	Austrian Power Grid
BET	Battery Electric Truck
BEV	Battery Electric Vehicle
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
ct	Euro Cent
DAC	Direct Air Capture
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EE	Erneuerbare Energien
exkl.	Exklusive
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FCT	Fuel Cell Truck
GHD	Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
H	Wasserstoff
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
Hz	Hertz
IFA	Institut für Fahrzeugantriebe & Automobiltechnik
JAZ	Jahresarbeitszahl
km ²	Quadratkilometer
KW	Kalenderwoche
kWh	Kilowattstunden
LCOP	Levelized Cost of Production
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden

MW	Megawatt
NFZ	Nutzfahrzeug
O-LKW	Oberleitungslastkraftwagen
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
PEMEL	Protonen-Austauschmembran-Elektrolyse
PHEV	Plug-in-Hybrid Electric Vehicle
PtL	Power-to-Liquid
t	Tonne
TWh	Terrawattstunde
VKM	Verbrennungskraftmaschine
VLH	Volllaststunden

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Methodik	2
3	Datenbasis und Berechnungsmodell	4
3.1	<i>Inputdaten des Modells</i>	4
3.2	<i>Berechnungsmodell</i>	5
4	Entwicklung der Sektoren zur Erreichung der Klimaneutralität	7
4.1	<i>Klimaneutralität im Verkehrssektor</i>	7
4.1.1	Alternative Antriebstechnologien	7
4.1.2	Situation im Sektor Mobilität 2050	8
4.1.3	Bereitstellung elektrischer Energie	9
4.1.4	E-Fuels	9
4.1.5	Ergebnisse: Jährlicher Strombedarf im Mobilitätssektor	11
4.2	<i>Klimaneutralität in der Industrie</i>	13
4.2.1	Berechnung: Industrielles Lastprofil und Strombedarf in Österreich	13
4.2.2	Berechnung: Industrieller Strombedarf (EU, USA, China und Japan).....	15
4.2.3	Ergebnisse: Jährlicher Strombedarf im Industriesektor	16
4.3	<i>Klimaneutralität im Haushaltssektor</i>	17
4.3.1	Berechnung: Strombedarf im Haushaltssektor	17
4.3.2	Ergebnisse: Jährlicher Strombedarf im Haushaltsektor	18
4.4	<i>Klimaneutralität im GHD-Sektor</i>	19
4.4.1	Berechnung: Strombedarf im GHD-Sektor	19
4.4.2	Ergebnisse: Jährlicher Strombedarf im GHD-Sektor	20
4.5	<i>Gesamtstrombedarf</i>	20
5	Entwicklung der Systemlast	22
5.1	<i>Systemlast im Jahr 2050</i>	22
5.2	<i>Aufgeteilter Leistungsgang in der Woche mit Maximallast 2050</i>	23
5.3	<i>Systemlast 2019 vs. Szenarien</i>	24
6	Bedarf an Erneuerbarer Energie	26
6.1	<i>Berechnung des Kraftwerkbedarfs für Österreich</i>	27

6.2	<i>Ergebnisse: Entwicklung der Erzeugungsstruktur in Österreich</i>	28
6.2.1	<i>Ausbauszenario 1</i>	29
6.2.2	<i>Ausbauszenario 2</i>	30
6.3	<i>Kraftwerksbedarf für die Erzeugung von E-Fuels (Österreich)</i>	32
6.4	<i>Umsetzbarkeit – Erneuerbares Potential in Österreich</i>	32
6.5	<i>PV-Leistung für synthetischen Kraftstoffbedarf (EU, USA, China und Japan)</i>	34
7	Lastgang durch volatile Erzeuger und Verbraucher	35
7.1	<i>Residuallast</i>	35
7.1.1	<i>Veränderung der Residuallast durch den Ausbau Erneuerbarer Energien</i> ..	36
7.1.2	<i>Stündlicher Gradient der Residuallast</i>	41
7.1.3	<i>Auswirkungen einer fluktuierenden Residuallast</i>	43
7.2	<i>Möglichkeiten zur Deckung der Residuallast</i>	44
8	Flächenbedarf der Energieerzeugung	46
8.1	<i>Flächenbedarf für Erzeugungsausbau in Österreich</i>	46
8.2	<i>Flächenbedarf der Stromspeicherung</i>	48
8.3	<i>Flächenbedarf für die E-Fuel Erzeugung in Nordafrika (Österreich)</i>	48
8.4	<i>Umsetzbarkeit</i>	50
8.5	<i>Flächenbedarf für die E-Fuel Erzeugung in Nordafrika (EU, USA, China und Japan)</i>	51
9	Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien	53
9.1	<i>Kosten des Erzeugungsausbaus in Österreich</i>	53
9.2	<i>Kosten der Herstellung von E-Fuels</i>	56
9.3	<i>Kosten der Herstellung von Wasserstoff</i>	58
9.4	<i>Gesamtkosten für Österreich</i>	59
9.5	<i>Kosten für die EU, USA, China und Japan</i>	60
10	Sensitivitätsanalyse	61
10.1	<i>Variation des BEV-Verbrauchs</i>	61
10.2	<i>Auswirkungen eines erhöhten PtL- und Elektrolysewirkungsgrades</i>	63
11	Zusammenfassung	64
12	Literaturverzeichnis	66
13	Anhang	72

13.1	<i>Daten zum Fahrzeugbestand</i>	72
13.2	<i>Daten zur Fahrleistung</i>	74
13.3	<i>Daten zum Realverbrauch</i>	75
13.4	<i>Aufteilung des Strombedarfs im Verkehrssektor</i>	77
13.5	<i>Verwendete Potenziale Erneuerbarer Energien</i>	77
13.6	<i>Erzeugungskapazität und Jahresarbeitsmenge im Basisjahr 2019</i>	79
13.7	<i>Volllaststunden</i>	80
13.8	<i>Durchschnittlicher Stromverbrauch im Haushaltssektor</i>	80

1 Einleitung

Die Erreichung der Klimaziele im Rahmen des Pariser Abkommens tritt in Bezug auf die Entwicklung der globalen Energieversorgung immer weiter in den Vordergrund. In der EU wurde im Jahr 2019 noch rund 38 % der Elektrizität durch die Verstromung von fossilen Brennstoffen wie Kohle, Öl und Gas hergestellt [1]. Angestrebt wird daher eine größtenteils von erneuerbaren Erzeugern wie Wind, Photovoltaik oder Wasserkraft stammende Stromerzeugung.

Um Klimaneutralität im Jahr 2050 zu erreichen, darf neben der notwendigen Umstellung der noch größtenteils durch fossile Energien geprägten Elektrizitätserzeugung die Verbraucherseite nicht außer Acht gelassen werden. In den Sektoren Mobilität, Industrie, Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft herrscht hohes Potenzial im Einsatz klimafreundlicher Technologien, um Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Eine große Herausforderung zeichnet sich vor allem in den Sektoren Industrie und Mobilität ab, in denen überwiegend noch fossile Energien eingesetzt werden. Neueste Technologien, wie die Stahlerzeugung durch Direktreduktion von grünem Wasserstoff oder die Elektrifizierung des Antriebsstranges sowie alternative Antriebe und Kraftstoffe können einen großen Beitrag zur Treibhausgasreduktion leisten.

Allerdings benötigt auch der Einsatz dieser Technologien elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen. Essenziell sind daher ein zeitgleicher Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und die Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit mit Stromspeichern oder grundlastfähigen Erzeugern. Zudem wird ein entsprechender Ausbau der Netz- und Grenzkuppelkapazitäten¹ notwendig sein.

In der nachfolgenden Arbeit wurde ein Modell zur Bewertung der Umsetzbarkeit verschiedener Technologien zur Erreichung der Klimaziele sämtlicher Sektoren hinsichtlich des Energie- und Flächenbedarfs sowie der anfallenden Kosten erstellt. Der Fokus wurde dabei auf den Straßenverkehrssektor gelegt. Das Modell kann auf beliebige Regionen angewendet werden und wird im Folgenden an den Beispielen Österreich, EU, USA, China und Japan erarbeitet.

¹ Grenzkuppelkapazitäten: Grenzüberschreitende Stromtransportkapazitäten

2 Methodik

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Berechnungsmodells für die Ermittlung der benötigten erneuerbaren Energiemenge zur Deckung des Strombedarfs verschiedener Sektoren unter Klimaneutralität, mit Fokus auf Straßenverkehr. Das Modell kann auf beliebige Regionen angewendet werden, wobei in dieser Arbeit die Beispielregionen Österreich, EU, USA, China und Japan untersucht werden.

Dabei wird die notwendige erneuerbare Energiemenge zur Deckung des Strombedarfs der Sektoren Mobilität, Industrie, Haushalt und Gewerbe ermittelt. Für eine darauffolgende Machbarkeitsanalyse müssen erneuerbare Potentiale in der betrachteten Region erhoben werden. Zudem sollen die Auswirkungen des Ausbaus volatiler Stromerzeugung auf die lang- sowie kurzfristige Verfügbarkeit von Elektrizität aufgezeigt werden. In einem letzten Schritt soll eine Abschätzung des Flächenbedarfs und der Ausbaurkosten erfolgen.

Die methodische Vorgehensweise dieser Arbeit lässt sich in fünf Schritte unterteilen. In einem **ersten Schritt** ist es notwendig, grundlegende Informationen zum Erreichen der Klimaneutralität in den behandelten Sektoren zu erarbeiten. Die Quellen der Treibhausgasemissionen müssen für jeden Sektor ausführlich analysiert werden, um die notwendigen Schritte und Maßnahmen zur Reduktion dieser Emissionen ableiten zu können. Diese Informationen sollen anhand von Statistiken, wissenschaftlichen Arbeiten und Literatur zur Klimaneutralität erarbeitet werden.

Basierend auf den Erkenntnissen dieser Recherche soll im **zweiten Schritt** die Stromverbrauchsstruktur der betrachteten Region untersucht werden. Dabei ist in erster Linie die aktuelle Aufteilung des jährlichen Gesamtstrombedarfs zu recherchieren. Benötigt werden außerdem viertelstündlich aufgelöste Daten zum Energie- bzw. Leistungsbedarf, um einen akkuraten und realitätsnahen Elektrizitätslastgang für jeden Sektor erstellen zu können. Die dafür benötigten Daten in Zeitreihenform sollen mithilfe von online publizierten Daten, unter anderem von österreichischen Energienetzbetreibern (APG, E-Control), erhoben werden.

Der **dritte Schritt** beinhaltet eine Vereinigung der beiden vorangehenden Schritte, sodass nun die Erkenntnisse zu den notwendigen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität (erster Schritt) eine Basis für die Entwicklung des betrachteten Sektors geben. Aus diesen Erkenntnissen kann, in Kombination mit den Datenreihen aus dem zweiten Schritt, ein zukünftiger Stromlastgang mit einer klimaneutralen Energieerzeugung im betrachteten Sektor erstellt werden.

In einem **vierten Schritt** wird die Erzeugungsstruktur näher betrachtet. Dazu werden anhand von online publizierten Daten von Energienetzbetreibern installierte Leistungen, jährlich generierte Strommengen und Volllaststunden der jeweiligen Erzeuger erhoben.

Zudem sind zeitlich aufgelöste Erzeugerprofile notwendig, um eine Gegenüberstellung von Stromerzeugung und -verbrauch zu ermöglichen.

Im **fünften Schritt** gilt es, die berechneten zukünftigen Erzeugungsmengen an den im dritten Schritt errechneten zukünftigen Gesamtstrombedarf aller Sektoren eines Jahres anzupassen. Dies erfolgt durch unterschiedliche Skalierung der Erzeugungsreihen und letztlich die Aufsummierung auf den jährlichen Gesamtbedarf.

Anschließend werden im **sechsten Schritt** anhand der notwendigen Ausbaupkapazität der resultierende Flächenbedarf sowie die Kosten des Erzeugungsausbaus abgeleitet.

Damit ergibt sich ein variables Modell, in dem sich durch unterschiedlichen virtuellen Ausbau erneuerbarer Erzeuger die Auswirkungen auf die Netzregelung (Residuallast), den Flächen- und Speicherbedarf sowie die Kosten der Energieerzeugung und damit die Umsetzbarkeit aufzeigen lassen.

3 Datenbasis und Berechnungsmodell

Zur Modellierung der erwarteten Systemlast und der erforderlichen Menge an erneuerbaren Erzeugern je nach betrachtetem Szenario werden Zeitreihen unterschiedlicher Verbraucher und Erzeuger im Basisjahr benötigt. Nachfolgend soll gezeigt werden, wie die zu Grunde liegenden Daten im Modell Verwendung finden. Anschließend folgt ein Überblick über den Aufbau des Berechnungsmodells.

3.1 Inputdaten des Modells

Als Basis für die verwendeten Zeitreihen der Erzeugung elektrischer Energie wurden Erzeugungsprofile des Jahres 2019 in viertelstündlicher Auflösung aus [2] verwendet. Durch die präzise Auflösung können künftige Erzeugungsmengen auf Grundlage des Wetterjahres 2019 abgebildet werden.

Zur Modellierung der Last wurde eine Kombination aus aktuellen Verbrauchsdaten der APG [3] und Standardlastprofilen aus [4] verwendet. Die Leistungsgänge liegen ebenfalls in viertelstündlicher Auflösung vor.

Daten zum aktuellen Bedarf an Strom und fossilen Energien wurden größtenteils aus den europäischen Statistiken wie [1] entnommen. Die zahlreichen Annahmen zur Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs in den Sektoren stammen aus unterschiedlichen Studien zur Klimaneutralität.

Für die Erhebung der Potentiale Erneuerbarer Energien wurden zahlreiche Potentialstudien herangezogen und nach Aktualität und Detailliertheit untersucht. Auf Grundlage von Recherchen zu Flächenpotentialen in Österreich konnte ein höherer Detaillierungsgrad als bei den anderen betrachteten Regionen (EU, USA, China, Japan) erzielt werden. Aufgrund des großen Umfangs der erhobenen Daten, können diese hier nicht in übersichtlicher Form gezeigt werden. Im Anhang 13.5 befindet sich eine Tabelle sämtlicher Quellen zur Potentialerhebung.

3.2 Berechnungsmodell

Abbildung 1 zeigt schematisch den Aufbau des Berechnungsmodells. Im linken oberen Bereich des Flussdiagramms sind die zu untersuchenden Sektoren angeführt. Mit der Berechnungsgrundlage (Verbrauchs- und Erzeugungsdaten im Basisjahr) und den in Kapitel 2 erwähnten Informationen zu notwendigen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität im betrachteten Sektor kann der erwartete elektrische Energiebedarf (blau hinterlegt) ermittelt werden. In Kombination mit historischen Zeitreihen zum Energie- und Leistungsbedarf können Lastprofile der betrachteten Sektoren (grün hinterlegt) generiert werden, die überlagert den Systemlastgang der betrachteten Region ergeben.

Unter der Annahme, dass kein Stromaustausch mit Nachbarländern stattfindet, wird die jährlich benötigte Menge an erneuerbarer Energie (orange hinterlegt) dem eben errechneten jährlichen Strombedarf (dunkelblau hinterlegt) gleichgesetzt. Aus der errechneten Jahresarbeitsmenge und Daten zum aktuellen Kraftwerkspark der betrachteten Region im Basisjahr (grau hinterlegt) kann der notwendige Ausbau Erneuerbarer Energien (rosa hinterlegt) berechnet werden. Mit diesen Ergebnissen können Flächenbedarf (türkis hinterlegt) und Kosten (braun hinterlegt) des inländischen Erzeugungsaubaus ermittelt werden.

Für die Betrachtung der Speichernotwendigkeit kann aus der Differenz des Anfangs errechneten Systemlastgangs und des Erzeugungsprofils (gelb hinterlegt), generiert aus der Jahresarbeitsmenge, Einspeiseprofilen, und Volllaststunden, die Residuallast (rot hinterlegt) ermittelt werden. Diese dient als Basis für die Berechnung des erforderlichen Speicherbedarfs (lila hinterlegt).

Für die Berechnung der erforderlichen Photovoltaikleistung für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe für den Verkehrssektor wird zunächst der Bedarf an flüssigem Kraftstoff je nach angenommenem Mobilitätsszenario erhoben. Mithilfe des Prozesswirkungsgrades der E-Fuel Herstellung kann die notwendige Netzenergie zur Deckung des Bedarfs berechnet werden. Aus dem daraus resultierenden PV-Leistungsbedarf können wiederum Flächenbedarf und jährliche Gestehungskosten der E-Fuel Herstellung ermittelt werden.

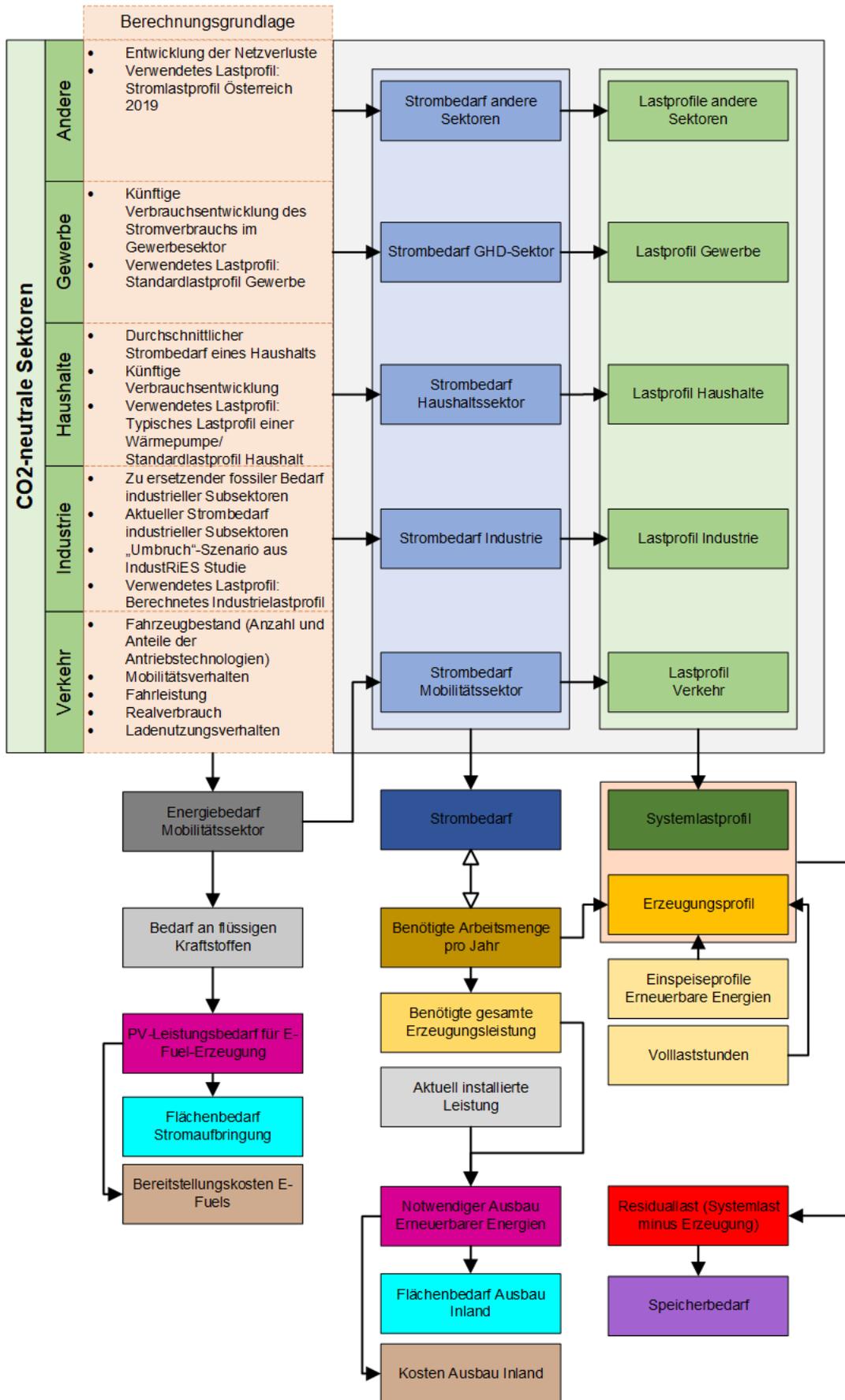


Abbildung 1 - Schematische Darstellung des Berechnungsmodells

4 Entwicklung der Sektoren zur Erreichung der Klimaneutralität

Die künftige technologische Entwicklung verschiedener Sektoren ist nicht nur für den zeitlichen Verlauf des Leistungsbedarfes im Stromnetz, sondern in weiterer Folge auch für die notwendige Menge an erneuerbaren Energien maßgeblich. Im Folgenden sollen daher die Auswirkungen verschiedener Technologien zur Erreichung der Klimaneutralität in den Sektoren Verkehr, Industrie, Haushalt und Gewerbe auf den jährlichen Strombedarf untersucht werden.

4.1 Klimaneutralität im Verkehrssektor

Im Mobilitätssektor rückt die Elektrifizierung des Antriebsstranges in Form von Plug-in-Hybriden (PHEV) oder batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) immer mehr in den Vordergrund. Allerdings erscheint eine vollständige Umstellung auf elektrische Antriebe in Anbetracht der kurzen Zeit zur Erreichung der Klimaziele als schwierig umsetzbar. Eine Defossilisierung des Mobilitätssektors ist also nur dann möglich, wenn alle Bestandteile der Fahrzeugflotte untersucht und auf die Möglichkeiten einer Verringerung der Emissionen analysiert werden. Im Zuge dieser Arbeit, dessen Schwerpunkt im Straßenverkehr liegt, wurden, neben der Elektrifizierung des Antriebsstranges, auch alternative Kraftstoffe wie E-Fuels oder Wasserstoff untersucht.

4.1.1 Alternative Antriebstechnologien

Neben batterieelektrischen Fahrzeugen und Plug-in-Hybriden erscheinen immer mehr wasserstoffbasierte Fahrzeuge, wie Fuel Cell Electric Vehicles oder Fuel Cell Trucks, am Markt. Hier wird mittels einer Brennstoffzelle elektrische Energie aus einem wasserstoffbasierten Energieträger erzeugt und mithilfe eines elektrischen Antriebsstranges in mechanische Energie umgewandelt. Eine Antriebsbatterie kann die elektrische Energie einerseits zeitweise zwischenspeichern und damit die Brennstoffzelle von Lastwechseln entlasten und andererseits Rekuperation ermöglichen.

Eine Möglichkeit zur Defossilisierung der bestehenden PKW- und LKW-Flotte basierend auf Verbrennungsmotoren bieten synthetischen Kraftstoffe (E-Fuels). Dabei wird mithilfe von erneuerbarem Strom Wasserstoff erzeugt, der im Anschluss über eine Fischer-Tropsch-Synthese in Benzin, Kerosin oder Diesel umgewandelt werden kann. Die für die Synthese notwendige Kohlenstoffquelle kann in Form von CO₂ aus der Atmosphäre mittels Direct-Air-Capture (DAC) entnommen werden. Dies ermöglicht einen CO₂-Kreislauf. Des Weiteren besteht die Möglichkeit zum Einsatz von Biokraftstoffen, die aus

nachwachsenden Rohstoffen wie Ölpflanzen, Holz oder speziellen Energiepflanzen erzeugt werden können. Diese werden jedoch nicht weiter beachtet, da der Fokus in dieser Arbeit auf strombasierten Kraftstoffen liegt.

Einen weiteren Beitrag zur Defossilisierung des Straßengüterverkehrs bieten Oberleitungs-LKW, auch O-LKW genannt. Hierbei handelt es sich um elektrisch angetriebene Lastkraftwagen, die den notwendigen Strom über eine Oberleitung beziehen. Es fallen jedoch hohe Investitionskosten für die Infrastruktur an.

Für eine Defossilisierung bedarf es bei allen Antriebs- und Kraftstoffarten einer vollständig erneuerbaren Strom- bzw. Energieerzeugung.

4.1.2 Situation im Sektor Mobilität 2050

Um den Energiebedarf eines CO₂-neutralen Mobilitätssektors zu bestimmen, wurden zunächst drei Szenarien in der Bestandsentwicklung der österreichischen PKW- und NFZ-Flotte definiert. Diese Entwicklung entstand im Rahmen eines Forschungsprojekts am Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik der Technischen Universität Wien in Zusammenarbeit mit Markus Lichtenwallner (siehe auch [5]).

Für die Entwicklung des Fahrzeugbestands werden in allen Szenarien in Österreich insgesamt 5.592.000 PKW und 608.800 Nutzfahrzeuge erwartet. Auf Basis dieser Bestandszahlen und der Entwicklung der Verkehrsleistung, des Verbrauchs und des Ladeverhaltens kann der zukünftige Energiebedarf im Mobilitätssektor bestimmt werden.

Das erste Szenario wird in dieser Arbeit künftig als „**E-Fuel**“-Szenario bezeichnet und umfasst eine leichte Erhöhung der Plug-in-Hybride (PHEV) und Batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV) im Fahrzeugbestand. BEV machen 9 % und PHEV letztlich 12 % des PKW-Bestands aus. Der Anteil an Battery Electric Trucks (BET) bei Fahrzeugen kleiner als 3,5 t wird aufgrund des Markthochlaufes der Elektromobilität in diesem Bereich mit 22 % angenommen. Die restlichen Veränderungen können der Tabelle 31 im Anhang 13.1 entnommen werden.

Das zweite Szenario wird als „**50:50**“-Szenario bezeichnet, wobei jeweils VKM/PHEV und BEV knapp unter 50 % des PKW-Bestands ausmachen. Die restlichen 1 % werden von Fuel-Cell-Electric-Vehicles (FCEV) aufgenommen. BET der Klasse N1 steigen auf 42 %, während der Anteil an Diesel LKW der gleichen Klasse von rund 85 % auf 42 % des LKW-Bestands sinkt. Detaillierte Zahlen zum angenommenen Fahrzeugbestand in diesem Szenario sind in Tabelle 31 im Anhang 13.1 zu finden.

Zuletzt wird noch das **Szenario „100% BEV“** betrachtet. In diesem Szenario machen BEV und Battery Electric Trucks (BET) 100 % des Fahrzeugbestands aus.

Die für die Berechnung des Energiebedarfs im Mobilitätssektor notwendigen Annahmen zum Realverbrauch wurden dem Handbuch für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA) [6] entnommen und lassen sich im Anhang 13.3 finden. Weitere Annahmen zur Fahrleistung sind in [5] und im Anhang 13.2 aufgelistet.

4.1.3 Bereitstellung elektrischer Energie

Im Berechnungsmodell wird angenommen, dass die benötigte elektrische Energie für das Laden von PHEV, BEV und BET und für die Herstellung von Wasserstoff für FCEV und Fuel-Cell Trucks (FCT) vollständig durch das Stromnetz der betrachteten Region bereitgestellt wird. Es wird außerdem vorausgesetzt, dass eine Lade- beziehungsweise Wasserstoffinfrastruktur bereits vorhanden ist. Dabei wurden folgende Wirkungsgrade angenommen:

- Ladewirkungsgrad PHEV, BEV, BET: 85 % [7]
- Wirkungsgrad O-LWK - Netzbezug: 95 % [8]
- Elektrolysewirkungsgrad: 65 % [9], [10], [11]

Mit diesen Werten und mit Annahmen zum Fahrzeugbestand (siehe Anhang 13.1 und [5]), zur Fahrleistung (Tabelle 36 im Anhang 13.2), zum Realverbrauch (Tabelle 38 im Anhang 13.3) und dem Ladeverhalten [7] wird ein Jahresverlauf der notwendigen Netzenergie für PHEV, BEV und BET sowie für die Herstellung von Wasserstoff für FCEV und FCT berechnet. Dieser fungiert als Lastprofil des künftigen Mobilitätssektors für weitere Berechnungen zur Ermittlung des Systemlastgangs der betrachteten Region.

4.1.4 E-Fuels

Des Weiteren wird angenommen, dass der gesamte Kraftstoffbedarf (Benzin und Diesel) in den Szenarien „E-Fuel“ und „50:50“ durch synthetische Kraftstoffe gedeckt wird. Es wird davon ausgegangen, dass die Kraftstoffe in Nordafrika aufgrund der mehr als doppelt so hohen Volllaststunden (2.344 VLH – verglichen mit Österreich (1.034 VLH)) mittels Power-to-Liquid (PtL) Verfahren hergestellt werden. Anschließend werden sie in die Zielregion verschifft, womit auch die Transportinfrastruktur für eine E-Fuel-Wirtschaft vorausgesetzt wird.

Abbildung 2 zeigt den Gesamtprozess der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe. Der für die Herstellung von Wasserstoff (Niedrigtemperaturelektrolyse) notwendige erneuerbare Strom wird mit Photovoltaikanlagen produziert. Das notwendige Wasser wird über Entsalzungsanlagen bereitgestellt. Außerdem wird für die Treibstoffsynthese

Kohlenstoffdioxid benötigt, das über lokale DAC²-Anlagen direkt aus der Umgebungsluft gewonnen wird. In der anschließenden Fischer-Tropsch-Synthese wird schließlich Benzin oder Diesel gewonnen. Für den Gesamtprozess der Umwandlung von elektrischem Strom in Flüssigkraftstoffe wird ein Wirkungsgrad von 45 % (Mittelwert aus [12], [10], [13], [14]) angenommen. Zukünftig könnte sich allerdings durch weitere technologische Verbesserungen eine Wirkungsgrad-steigerung ergeben. Die Auswirkungen einer solchen Steigerung werden in der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 10.2 untersucht.

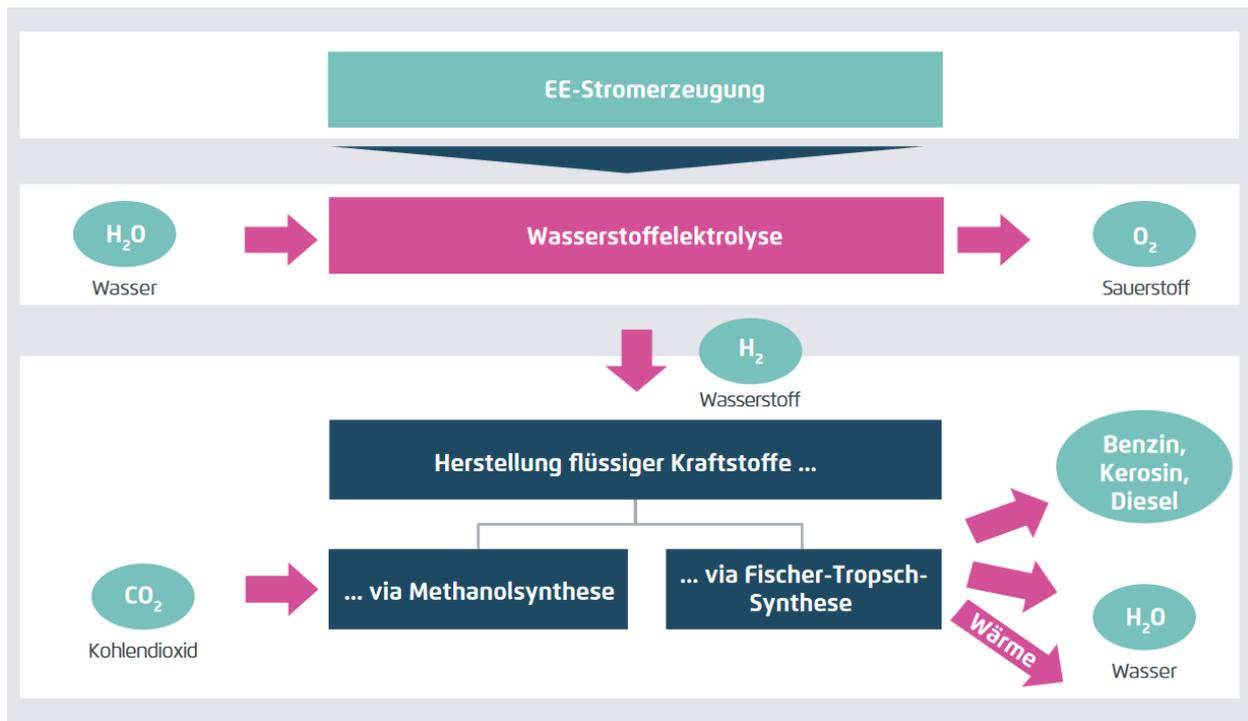


Abbildung 2 - Gesamtprozess der Umwandlung von Strom in synthetische Flüssigkraftstoffe [61]

Die Berechnung der notwendigen Menge an synthetischen Kraftstoffen erfolgt so, dass mit den Annahmen zu den Parametern Fahrzeugbestand, Fahrleistung und Realverbrauch der jährliche Treibstoffbedarf in TWh/Jahr berechnet wird. Diese Menge wird durch den oben angeführten Wirkungsgrad von 45 % geteilt und ergibt damit die jährlich notwendige Netzenergie zur Deckung dieses Bedarfs.

Wie erwähnt soll diese Netzenergie über eine Photovoltaikanlage in Nordafrika zur Verfügung gestellt werden. Für die Berechnung der notwendigen Leistung an

² DirectX-Air-Capture-Technologie (DAC): Methode zur Gewinnung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft. Luft strömt durch einen Filter, der das CO₂ absorbiert.

Freiflächenphotovoltaik $P_{PV,PtL}$ wird die benötigte Netzenergie E_{PtL} durch die angenommenen Volllaststunden einer durchschnittlichen PV-Anlage in Nordafrika (2.344 VLH) geteilt:

$$P_{PV,PtL} = \frac{E_{PtL}}{\text{Volllaststunden}_{PV}} \quad (1)$$

Um den Betrieb der PtL-Produktionsanlage zu verbessern, können Speicher eingesetzt werden, um die Auslastung des Elektrolyseverfahrens zu steigern. Die Verwendung eines solchen Speichers wird jedoch in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt, da nach [15] die damit verbundenen Kosten den Nutzen der erhöhten Auslastung deutlich übersteigen.

4.1.5 Ergebnisse: Jährlicher Strombedarf im Mobilitätssektor

Der Strombedarf im Mobilitätssektor setzt sich aus dem Personenverkehr und dem Transport von Gütern auf der Straße zusammen und ist damit vom betrachteten Fahrzeugbestand abhängig. Es wird nach [16] angenommen, dass in Zukunft die erhöhte elektrifizierte Verkehrsleistung im Schienenverkehr durch Effizienzgewinne kompensiert wird. Daher wird unterstellt, dass der Strombedarf des Schienenverkehrs in Österreich im Basisjahr 2019 bei 3,3 TWh konstant bleibt.

Wie in 4.1.2 aufgezeigt, werden drei Szenarien in der Fahrzeugbestandsentwicklung untersucht. Hierbei wird nur der Strombedarf aller elektrisch angetriebenen Fahrzeuge (BEV, PHEV, BET, FCEV, FCT, O-LKW) berücksichtigt. Unter den getroffenen Annahmen liefern die Berechnungen aus 4.1.3 folgende Ergebnisse in Tabelle 1 für den inländischen Strombedarf des Mobilitätssektors. Ebenfalls angeführt sind Ergebnisse für die EU, USA, China und Japan.

Tabelle 1 - Strombedarf im Mobilitätssektor

Region	Basisjahr 2019 [TWh/Jahr]	„E-Fuel“ [TWh/Jahr]	„50:50“ [TWh/Jahr]	„100% BEV“ [TWh/Jahr]
Österreich	3,3	8,7	20,6	36,2
EU	64,1	398	1.250	2.100
USA	13,8	849	2.440	4.620
China	166	634	1.890	4.250
Japan	17,5	130,9	391	738

Im Szenario „E-Fuel“ in Österreich führt eine leichte Erhöhung der PHEV-, BEV-, FCEV-, BET- und FCT-Anteile im Fahrzeugbestand gegenüber dem Basisjahr 2019 zu einem zusätzlichen Strombedarf von 5,38 TWh.

Im Szenario „50:50“ wird der Anteil an batterieelektrisch angetriebenen KFZ und NFZ auf 49,5 % erhöht. Weitere 49,5 % werden von Verbrennungskraftmotoren (Benzin und Diesel) und Plug-in-Hybriden eingenommen. Mit einem Prozent kommen wasserstoffbasierte Antriebe zum Einsatz. Diese Zusammenstellung führt in Österreich zu einem zusätzlichen Strombedarf von 17,3 TWh.

Das Szenario „100% BEV“ soll einen Einblick dafür bringen, wie sich der Strombedarf bei einem vollständig elektrisch angetriebenen Fahrzeugbestand entwickelt. Mit 32,9 TWh zeigt dieses Szenario den höchsten zusätzlichen Bedarf auf.

Die Ergebnisse der Szenarien für Österreich unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen sind nochmals in [Abbildung 3](#) dargestellt.

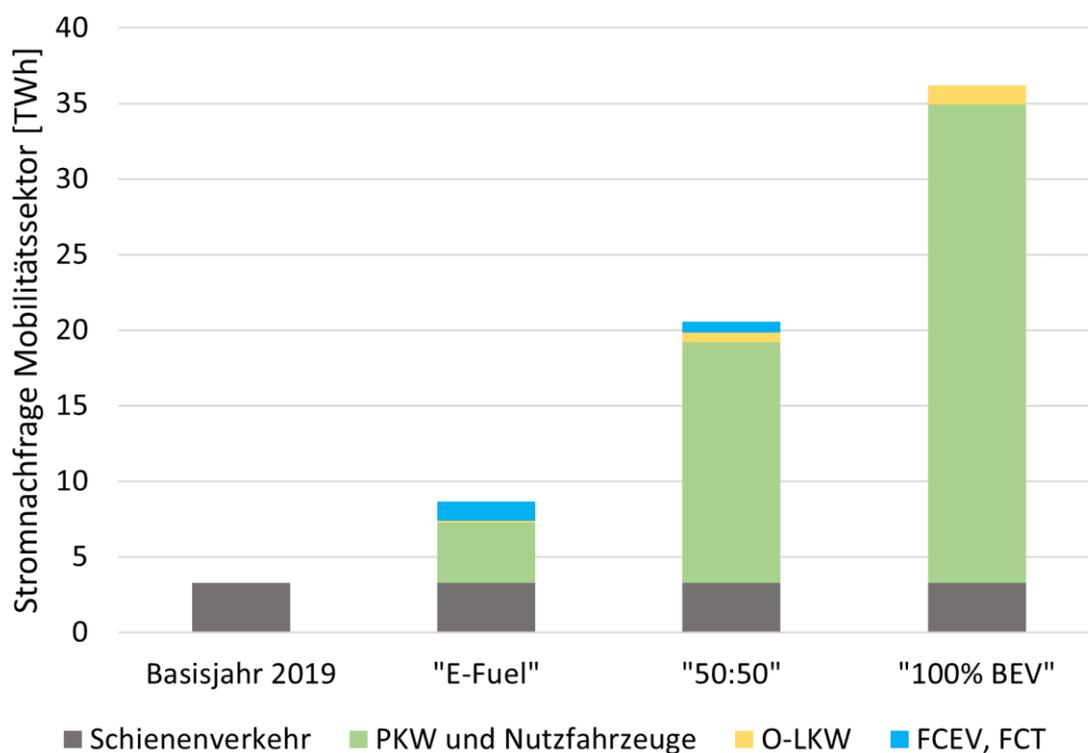


Abbildung 3 - Aufteilung des Strombedarfs im Mobilitätssektor (Österreich)

Ergebnisse für die anderen betrachteten Regionen (EU, USA, China und Japan) sind in Anhang 13.4 zu finden.

4.2 Klimaneutralität in der Industrie

Der künftige industrielle Strombedarf ist ein weiterer wichtiger Bestandteil in der Ermittlung der notwendigen erneuerbaren Energiemenge zur Erreichung der Klimaneutralität. In diesem Kapitel sollen daher die Auswirkungen einer Umstellung der Energieversorgung in der Industrie auf 100 % erneuerbare Energien aufgezeigt werden. Dabei soll zunächst der industrielle Lastgang und in weiterer Folge der jährliche Elektrizitätsbedarf bestimmt werden.

4.2.1 Berechnung: Industrielles Lastprofil und Strombedarf in Österreich

Zur Ermittlung des Strombedarfs eines klimaneutralen Industriesektors werden die Ergebnisse aus [17] herangezogen, in der eine detaillierte Analyse der Energieinfrastruktur für 100 % Erneuerbare Energie in der österreichischen Industrie durchgeführt wird. Aus der Analyse ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf in Österreich von rund 36,7 TWh im Vergleich zu 2019. 33 TWh davon werden laut [18] für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff für die Stahlproduktion benötigt. Der restliche, zu ersetzende, fossile Bedarf wird durch Fernwärme, Umgebungswärme und Biogene gedeckt. Weitere Annahmen zur Entwicklung der österreichischen Industrie im verwendeten Szenario sind in [17] zu finden.

Um die Auswirkungen des erhöhten Strombedarfs im Industriesektor auf die österreichische Strombereitstellung zu untersuchen, muss zunächst der elektrische Industrielastgang bestimmt werden. Die Ermittlung wird im Folgenden kurz umrissen.

Entsprechend der Methode in [19] wird der gesamte Stromlastgang des Jahres 2019 [3] als Berechnungsgrundlage für das industrielle Lastprofil gewählt. Der Endenergielastgang P_{EEG} umfasst dabei den Lastgang des Industriesektors $P_{Industrie}$, des Haushaltssektors P_{HH} , des Gewerbesektors P_{GHD} , der Landwirtschaft $P_{Landwirtschaft}$, des Mobilitätssektors $P_{Mobilität}$, sowie der Netzverluste P_{NV} und der Pumpspeicherkraftwerke P_{PSKW} , wie in Gleichung (2) verdeutlicht.

$$P_{EEG} = P_{Industrie} + P_{HH} + P_{GHD} + P_{Landwirtschaft} + P_{Mobilität} + P_{NV} + P_{PSKW} \quad (2)$$

Die Lastgänge P_{HH} , P_{GHD} und $P_{Landwirtschaft}$ ergeben sich jeweils durch eine Normierung der Standardlastprofile für Haushalte (H0), Gewerbe (G0) und Landwirtschaft (L0) aus [4] auf die Verbräuche der jeweiligen Sektoren im Basisjahr 2019 laut der E-Control [20]. Für P_{EEG} und $P_{Mobilität}$ wird der Summenlastgang aus [3] auf den jeweiligen Verbrauch 2019 laut der E-Control normiert.

Um anschließend den Industrielastgang $P_{Industrie}$ zu ermitteln, werden vom Endenergielastgang P_{EEG} die oben genannten Lastgänge des Haushalts-, Gewerbe-,

Landwirtschafts- und Mobilitätssektors abgezogen (siehe Gleichung (3)). Die Lastgänge der Pumpspeicherkraftwerke P_{PSKW} und Netzverluste P_{NV} werden vereinfachend an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Die Netzverluste werden, wie folgend in Kapitel 6 angeführt, dem erwarteten Gesamtstrombedarf hinzugerechnet.

$$P_{Industrie} = P_{EEG} - (P_{HH} + P_{GHD} + P_{Landwirtschaft} + P_{Mobilität}) \quad (3)$$

Aus der Berechnung in Gleichung (3) ergibt sich das Industrielastprofil in viertelstündlicher Auflösung, welches zuletzt auf den jährlichen Gesamtbedarf der klimaneutralen Industrie normiert wird. Das resultierende Stromlastprofil wird in weiterer Folge für die Erstellung der Systemlast benötigt. In [Abbildung 4](#) und [Abbildung 5](#) ist das Ergebnis der Berechnungen für jeweils eine Woche im Sommer und im Winter 2019 zu sehen.



Abbildung 4 - Österreichischer Industrielastgang 2019 im Sommer [eigene Darstellung]

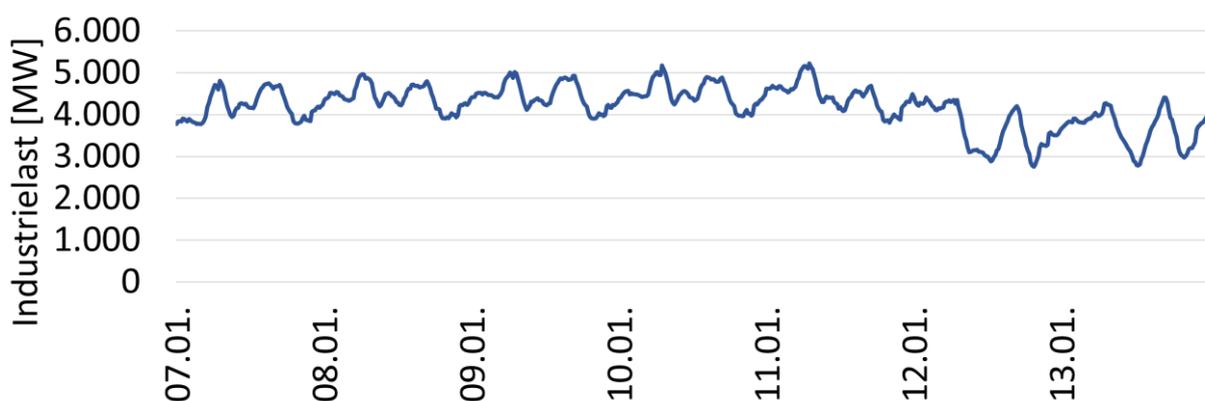


Abbildung 5 - Österreichischer Industrielastgang 2019 im Winter [eigene Darstellung]

Der jährliche Gesamtbedarf der klimaneutralen österreichischen Industrie $E_{Industrie,2050}$ ergibt sich nach Gleichung (4) aus dem industriellen Bedarf des Basisjahres 2019 und dem zusätzlichen Bedarf aus [17].

$$E_{Industrie,2050} = E_{Industrie,2019} + E_{Zusatz} \quad (4)$$

4.2.2 Berechnung: Industrieller Strombedarf (EU, USA, China und Japan)

Da nicht für alle betrachteten geographischen Regionen (EU, USA, China und Japan) Studien zur vollständigen industriellen Defossilisierung vorliegen, wird der künftige Elektrizitätsbedarf dieser Industrien ebenfalls anhand der Erkenntnisse aus [17] und weiteren Annahmen, die im Folgenden beschreiben werden, abgeschätzt.

Zur Berechnung des industriellen Strombedarfs wird für jeden industriellen Subsektor i ein Faktor $e_{i,Ersatz}$ eingeführt, der die notwendige Menge an Elektrizität für die Substitution der bisher verwendeten Menge an fossilen Energien in dem betrachteten Subsektor bestimmt. Dabei wird zunächst der fossile Bedarf für jeden industriellen Subsektor Österreichs aus [17] herangezogen, der in Zukunft durch erneuerbare Energiequellen ersetzt werden muss. Dieser beinhaltet fossile Brennstoffe (flüssig), fossile Kraftstoffe (flüssig), Erdgas, Gicht- und Kokereigas sowie Kohle und Koks.

Der zusätzlich notwendige Elektrizitätsbedarf für den betrachteten Subsektor ergibt sich schließlich aus der Differenz des neuen Elektrizitätsbedarfs $E_{i,\ddot{O},Neu}$ und des Elektrizitätsbedarfs im Basisjahr der Studie $E_{i,\ddot{O},Basis}$. Diese Differenz wird anschließend ins Verhältnis zum fossilen Bedarf des Subsektors $F_{i,\ddot{O},Basis}$ gesetzt. Der resultierende Faktor $e_{i,Ersatz}$ liefert den Anteil an fossiler Energie, der in dem betrachteten Subsektor i durch Elektrizität ersetzt wird:

$$e_{i,Ersatz} = \frac{E_{i,\ddot{O},Neu} - E_{i,\ddot{O},Basis}}{F_{i,\ddot{O},Basis}} \quad (5)$$

Der Rest des fossilen Bedarfs wird nach Angaben in [17] durch Umgebungswärme, Fernwärme, brennbare Abfälle oder Biogene ersetzt.

Die berechneten Faktoren $e_{i,Ersatz}$ für jeden Subsektor können nun mit dem aktuellen fossilen Bedarf der Subsektoren $F_{i,Auswahlregion,Basis}$ der betrachteten Regionen (EU, USA, China und Japan) multipliziert werden, wodurch sich der Strombedarf $E_{i,Auswahlregion,Neu}$ im betrachteten Subsektor, wie in Gleichung (6) verdeutlicht, ergibt. Eine Aufsummierung ergibt schließlich den Gesamtbedarf an Elektrizität $E_{Auswahlregion}$ in der betrachteten Industrie (Gleichung (7)).

$$E_{i,Auswahlregion,Neu} = e_{i,Ersatz} \cdot F_{i,Auswahlregion,Basis} \quad (6)$$

$$E_{Auswahlregion} = \sum_i E_{i,Auswahlregion,Neu} \quad (7)$$

Zuletzt wird das in 4.2.1 berechnete Industrielastprofil auf den neuen Gesamtbedarf normiert, um das industrielle Stromlastprofil der gewählten Region zu erhalten.

4.2.3 Ergebnisse: Jährlicher Strombedarf im Industriesektor

Die Entwicklung der Stromnachfrage der Industrie ist stark von dem fossilen Einsatz des betrachteten Subsektors abhängig. Die wesentliche Steigerung in der Nachfrage der österreichischen Industrie von 28 TWh auf 64,7 TWh ist größtenteils auf die Prozessumstellung in der Eisen- und Stahlerzeugung zurückzuführen. Laut [18] wird rund 33 TWh Strom für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff benötigt. Damit soll die gesamte Versorgung der aktuellen Hochofenroute durch eine Direktreduktion mit Wasserstoff ersetzt werden. Weiterhin sollen energieintensive Prozesse wie die Dampferzeugung, die Trocknung im Sektor Holz und die Raumheizung und -kühlung durch einen hohen Anteil an Wärmepumpen substituiert werden. Biogene und Brennbare Abfälle sollen zudem bei Hochtemperatur-Anwendungen mehr Verwendung finden.

In Tabelle 2 sind die Ergebnisse für alle betrachteten Regionen aufgelistet. Auffällig ist dabei der massive Sprung des industriellen Elektrizitätsbedarfs in den Vereinigten Staaten, China und Japan. Dies liegt an dem derzeit hohen Anteil an fossilen Energieträgern in der Eisen- und Stahlerzeugung dieser Länder, der im angenommenen Industrieszenario durch erneuerbaren Wasserstoff ersetzt wird.

Tabelle 2 - Elektrizitätsbedarf im Industriesektor

Region	Basisjahr 2019 [TWh/Jahr]	Strombedarf im Industriesektor 2050 [TWh/Jahr]	Veränderung zum Basisjahr [%]
Österreich	28	64,7	+131
EU	1.026	1.710	+67
USA	749	3.410	+355
China	3.920	25.600	+553
Japan	343	2.310	+573

4.3 Klimaneutralität im Haushaltssektor

Der künftige Strombedarf im Haushaltssektor stellt eine weitere wichtige Ausgangsgröße für die Ermittlung des Systemlastganges und in weiterer Folge für den notwendigen Ausbau Erneuerbarer Energien dar. Im Folgenden wird die Entwicklung des jährlichen Strombedarfs in einem klimaneutralen Haushaltssektor untersucht.

4.3.1 Berechnung: Strombedarf im Haushaltssektor

Wesentliche Faktoren für das Erreichen von Klimaneutralität im Haushaltssektor sind die Umstellung auf eine Wärmeversorgung basierend auf erneuerbaren Energieträgern und die Verbesserung der Effizienz bei Gebäudehüllen und Anlagen. Im Folgenden soll die Berechnungsgrundlage zur Ermittlung des Strombedarfs im Sektor Haushalt der betrachteten Regionen gezeigt werden.

Für die Berechnung des künftigen Strombedarfs eines Haushalts werden die aktuellen durchschnittlichen Verbräuche der unterschiedlichen Verbrauchskategorien der betrachteten Region als Berechnungsbasis herangezogen. Die Unterteilung erfolgt gemäß [21] in Heizen, Warmwasserbereitstellung, Beleuchtung/Elektrogeräte, Klimatisierung, Kochen und sonstige Endnutzung.

Der Strombedarf in den Kategorien Heizen und Warmwasserbereitstellung ist stark von der vorliegenden Heizungsstruktur abhängig. In Österreich wurden beispielsweise im Jahr 2019 nur 11% aller Haushalte mit Solarwärme und Wärmepumpen versorgt [21]. Im betrachteten Szenario wird davon ausgegangen, dass sich der Anteil der Wärmepumpen in allen Regionen auf 60 % erhöht, wobei die restlichen 40 % durch andere Heizsysteme, wie Fernwärmenetze oder Biomasseheizungen versorgt werden. Weitere Möglichkeiten CO₂-neutraler Heizsysteme sind Elektroheizungen oder mit erneuerbarem Gas betriebene Heizkessel. Diese werden im Folgenden jedoch nicht weiter berücksichtigt.

Um den durchschnittlichen Strombedarf einer Wärmepumpe zu berechnen, wird zunächst der durchschnittliche Erdgasbedarf für Raumheizung und Warmwasser benötigt. Dabei wird vereinfachend der gesamte Erdgasbedarf für Heiz- und Warmwasserzwecke in Österreich herangezogen und durch die Anzahl an Haushalten mit Erdgasheizungen geteilt. Der durchschnittliche Erdgasbedarf für Raumheizung und Warmwasser wird nun jeweils durch die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe (hier mit 4 für Heizung und 3,3 für Warmwasser angenommen) dividiert [22], wodurch sich der durchschnittliche Strombedarf einer Wärmepumpe in kWh/Jahr ergibt. Der jährliche Strombedarf für Heiz- und Warmwasserzwecke ergibt sich anschließend aus dem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch einer Wärmepumpe multipliziert mit der Anzahl an Haushalten mit einer Wärmepumpe in dem betrachteten Land.

Der restliche Bedarf für Beleuchtung/Elektrogeräte, Klimatisierung, Kochen und sonstige Endnutzung ergibt sich durch die Gewichtung der aktuellen durchschnittlichen Verbräuche der betrachteten Region in diesen Kategorien mit Faktoren aus [23]. Hier wird beispielsweise ein höherer künftiger Verbrauch im Bereich der Klimatisierung angenommen, während Haushaltsgeräte, IKT-Geräte und Beleuchtung aufgrund von angenommenen Effizienzverbesserungen einen geringeren Bedarf aufzeigen. Die neuen Durchschnittsverbräuche der Kategorien Beleuchtung/Elektrogeräte, Klimatisierung, Kochen und sonstige Endnutzung werden aufsummiert und wiederum mit der Gesamtanzahl an Haushalten multipliziert, wodurch sich der Gesamtbedarf ergibt.

Zur Ermittlung des Lastprofils des Haushaltssektors wird ein durchschnittliches Lastprofil einer Wärmepumpe aus [24] herangezogen und auf den Bedarf für Heizung und Warmwasser normiert, wodurch sich das Lastprofil der Heizung und Warmwasserbereitstellung ergibt. Der restliche Bedarf der Kategorien Beleuchtung/Elektrogeräte, Klimatisierung, Kochen und sonstige Endnutzung wird dem Standardlastprofil H0 für Haushalte [4] unterworfen. Durch die Überlagerung beider Profile ergibt sich anschließend der gesamte Lastgang des Haushaltssektors in der betrachteten Region.

4.3.2 Ergebnisse: Jährlicher Strombedarf im Haushaltsektor

Der Bedarf des Haushaltssektors ist im Wesentlichen vom durchschnittlichen Strombedarf eines Haushalts in der betrachteten Region abhängig. Dieser wird wie erwähnt nach [21] in die Kategorien Heizen, Warmwasserbereitstellung, Beleuchtung und Elektrogeräte, Klimatisierung, Kochen und sonstige Endnutzung unterteilt und ist für die betrachteten Regionen im Anhang 13.8 zu finden.

Die Berechnungen in 4.3.1 ergeben für Österreich eine Erhöhung des durchschnittlichen Stromverbrauchs eines Haushalts mit Wärmepumpe um 65 %. Durch den Tausch von Öl-, Kohle-, und Erdgaskesseln mit effizienteren Wärmepumpen steigt der jährliche Elektrizitätsbedarf für Heizung und Warmwasserbereitstellung in diesen Haushalten um durchschnittlich 2.305 kWh (siehe Tabelle 47 im Anhang).

Weitere Annahmen zum Strombedarf im Haushaltssektor sind im Folgenden aufgelistet:

- Konstant bleibende Anzahl an Haushalten: 3.964.126 [21]
- Anteil an Wärmepumpen in der Beheizungsstruktur: 60 % [23]
- Durchschnittlicher Erdgasbedarf pro Jahr pro Haushalt: 14.231 kWh für Raumheizung, 1.879 kWh für Warmwasser [21]

Mit den getroffenen Annahmen ergibt sich für Österreich ein Gesamtstrombedarf im Haushaltssektor von 16,7 TWh im Jahr, welches eine Verringerung von rund 9 %

gegenüber dem Basisjahr 2019 darstellt. Dies deckt sich gut mit den Ergebnissen in [23], wo von einem um 14 % geringeren Strombedarf im Haushaltssektor ausgegangen wird. Für die betrachteten Regionen ergibt sich folgend in Tabelle 3 der jährliche Strombedarf im Haushaltssektor.

Tabelle 3 - Strombedarf im Haushaltssektor

Region	Basisjahr 2019 [TWh/Jahr]	Strombedarf im Haushaltssektor 2050 [TWh/Jahr]	Veränderung zum Basisjahr [%]
Österreich	18,4	16,7	-9,2
EU	820	848	+4,7
USA	1.440	1.088	-24,2
China	1.076	1.704	+58,4
Japan	269	240	-10,7

4.4 Klimaneutralität im GHD-Sektor

Eine weitere essenzielle Ausgangsgröße für die Berechnung der Systemlast und in weiterer Folge für die erforderliche Menge an Erneuerbaren Energien bildet der Elektrizitätsbedarf im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor). Nachfolgend soll die Berechnung des jährlichen Bedarfs in einem klimaneutralen GHD-Sektor aufgezeigt werden.

4.4.1 Berechnung: Strombedarf im GHD-Sektor

Zur Ermittlung des Stromlastprofils des „klimaneutralen“ GHD-Sektors muss zunächst der jährliche Bedarf aller betrachteten Regionen berechnet werden. Basierend auf den Erkenntnissen aus [16] zu einem defossilisierten GHD-Sektor wird angenommen, dass die Stromnachfrage aufgrund von „Effizienzgewinne[n] bei der Beleuchtung und weiteren Querschnittstechnologien“, trotz des erhöhten Bedarfs an „Prozesstechnologien, Kühlung und Klimatisierung“ [16], abnimmt. Der aktuelle Bedarf der gewählten Region wird daher mit dem Faktor aus [16] multipliziert. Mit der Normierung des Standardgewerbelastprofils G0 auf den resultierenden Bedarf ergibt sich das Stromlastprofil des GHD-Sektors der gewählten Region.

4.4.2 Ergebnisse: Jährlicher Strombedarf im GHD-Sektor

Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen führt die in 4.4.1 angenommene künftige Zunahme an Klimatisierungs- und Lüftungsanlagen zunächst zu einer Steigerung des Strombedarfs. Effizienzgewinne im Beleuchtungsbereich und bei neuen Querschnittstechnologien führen jedoch insgesamt in Österreich zu einem Rückgang des Strombedarfs gegenüber dem Basisjahr 2019 von 1,8 TWh oder rund 15 %.

Für die anderen betrachteten Regionen ergibt sich durch die Gewichtung mit dem Faktor aus [16] auch jeweils eine Verringerung des Elektrizitätsbedarfs um 15 %. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 aufgelistet.

Tabelle 4 – Strombedarf im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Region	Basisjahr 2019 [TWh/Jahr]	Strombedarf im GHD-Sektor 2050 [TWh/Jahr]
Österreich	12,6	10,8
EU	819	700
USA	1.360	1.160
China	487	416
Japan	318	271

4.5 Gesamtstrombedarf

Der jährliche Gesamtbedarf der drei untersuchten Szenarien unterscheidet sich lediglich durch die Nachfrage im Mobilitätssektor. Durch Addition des jeweiligen Mobilitätsbedarfs mit der Nachfrage der restlichen Sektoren (Industrie, Haushalt, Gewerbe, sonstige Sektoren (Bedarfsentwicklung der sonstigen Sektoren wie Landwirtschaft, Fischerei etc. wird vereinfachend als konstant angenommen)) ergeben sich folgende Werte in Tabelle 5.

Zufolge der erhöhten Nachfrage im Mobilitäts- und des Industriesektor wird erwartet, dass der Strombedarf in Österreich um maximal 94 % (Szenario „100% BEV“) ansteigt. In den USA (+185 %), China (+393 %) und Japan (+275 %) lassen sich deutlich höhere Sprünge aufgrund des immensen Industriestrombedarfs erkennen.

Tabelle 5 - Gesamter Elektrizitätsbedarf je Mobilitätsszenario

Region	Basisjahr 2019 [TWh/Jahr]	„E-Fuel“ [TWh/Jahr]	„50:50“ [TWh/Jahr]	„100% BEV“ [TWh/Jahr]
Österreich	73,7	114	127	143
EU	3.109	4.028	4.930	5.820
USA	3.820	6.910	8.580	10.880
China	7.033	30.900	32.200	34.700
Japan	997	3.102	3.370	3.740

5 Entwicklung der Systemlast

Die Ermittlung des Systemlastganges ist nicht nur für die Berechnung der künftig notwendigen erneuerbaren Energiemenge, sondern auch für die Dimensionierung der erforderlichen kurz- bzw. langfristigen Stromspeicher in Kapitel 7.2 relevant. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse zur Berechnung der resultierenden Systemlast vorgestellt und diskutiert.

5.1 Systemlast im Jahr 2050

Durch die Ermittlung der jährlichen Strombedarfe und anschließende Normierung der verwendeten Lastprofile in Kapitel 4 ergeben sich die Leistungsgänge der Sektoren Industrie, Mobilität, Haushalt und Gewerbe für das Jahr 2050. Diese werden im Anschluss aufsummiert und ergeben damit das kumulierte Lastprofil in der betrachteten Region.

In [Abbildung 6](#) ist das kumulierte Lastprofil für Österreich im Szenario „100% BEV“ zu sehen. Klar ersichtlich ist im Verlauf der erhöhte Bedarf in den Wintermonaten, der zum Teil auf den höheren Heizungsbedarf zurückzuführen ist. Bei weiterer Betrachtung des aufgeteilten Jahresverlaufes (Szenario „100% BEV“) in [Abbildung 7](#) macht sich auch der wesentliche Einfluss des Industrielastganges bemerkbar, wo im Winter deutlich mehr Strom benötigt wird. Die vier diskreten Bereiche im Leistungsgang des Mobilitätssektors sind, wie in [7] erläutert, durch das unterschiedliche Mobilitätsverhalten in den einzelnen Jahreszeiten und den Temperatureinfluss des Verbrauchs begründet. Auffällig sind ebenfalls die hohen Lastspitzen des Mobilitätssektors aufgrund von der Gleichzeitigkeit des Ladens.

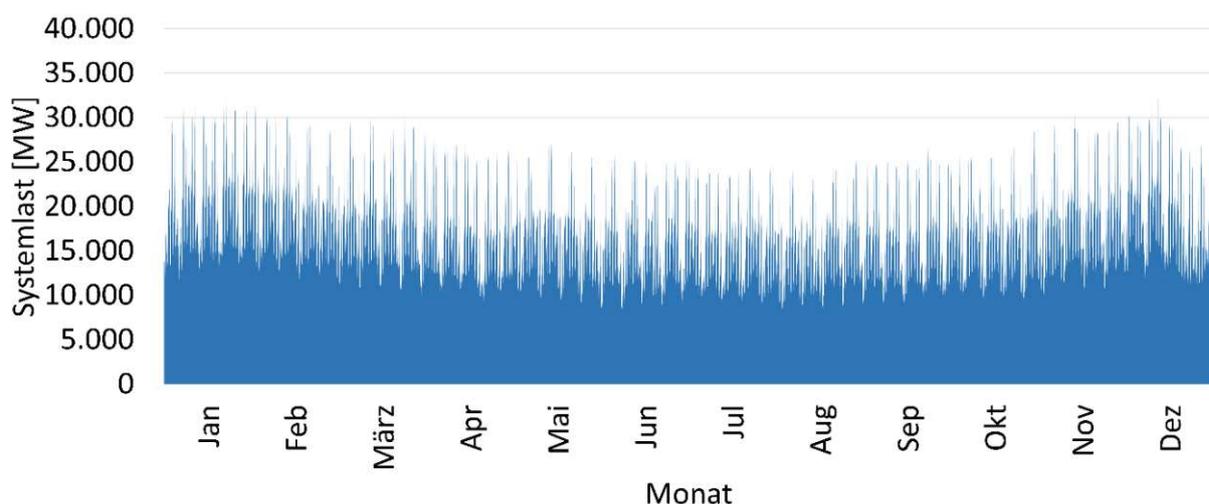


Abbildung 6 – Kumuliertes Lastprofil für Österreich im Szenario „100% BEV“

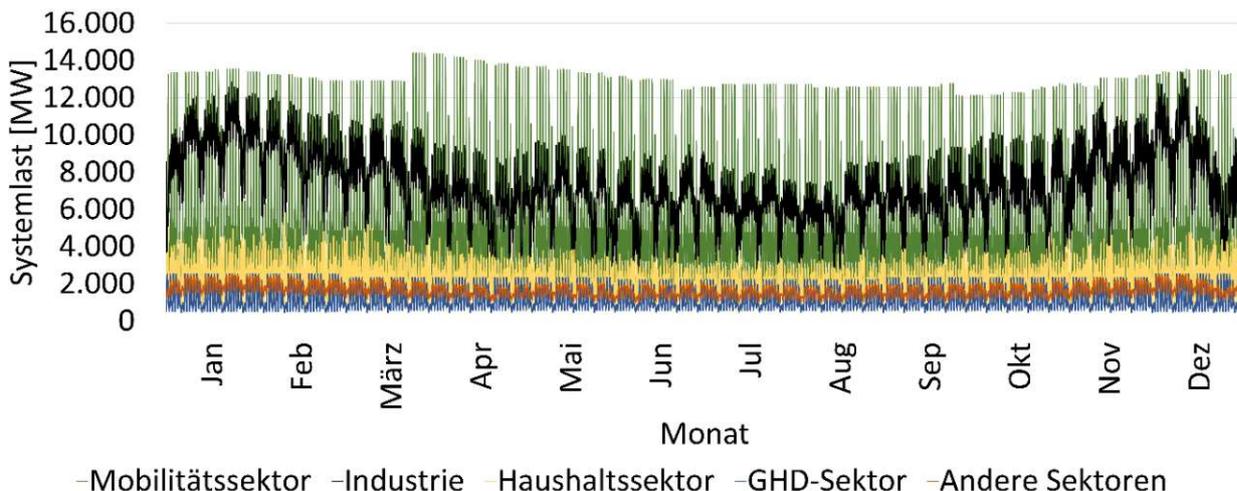


Abbildung 7 - Aufgeteiltes Stromlastprofil für Österreich im Szenario „100% BEV“

5.2 Aufgeteilter Leistungsgang in der Woche mit Maximallast 2050

Der österreichische Lastgang, der in Abbildung 7 gezeigt wurde, wird im Folgenden nochmals am Beispiel des „100% BEV“-Szenarios in der Maximalwoche (KW 50) aufgezeigt. In Abbildung 8 sind die aufgeteilten Lastprofile der Sektoren in der Maximalwoche abgebildet.

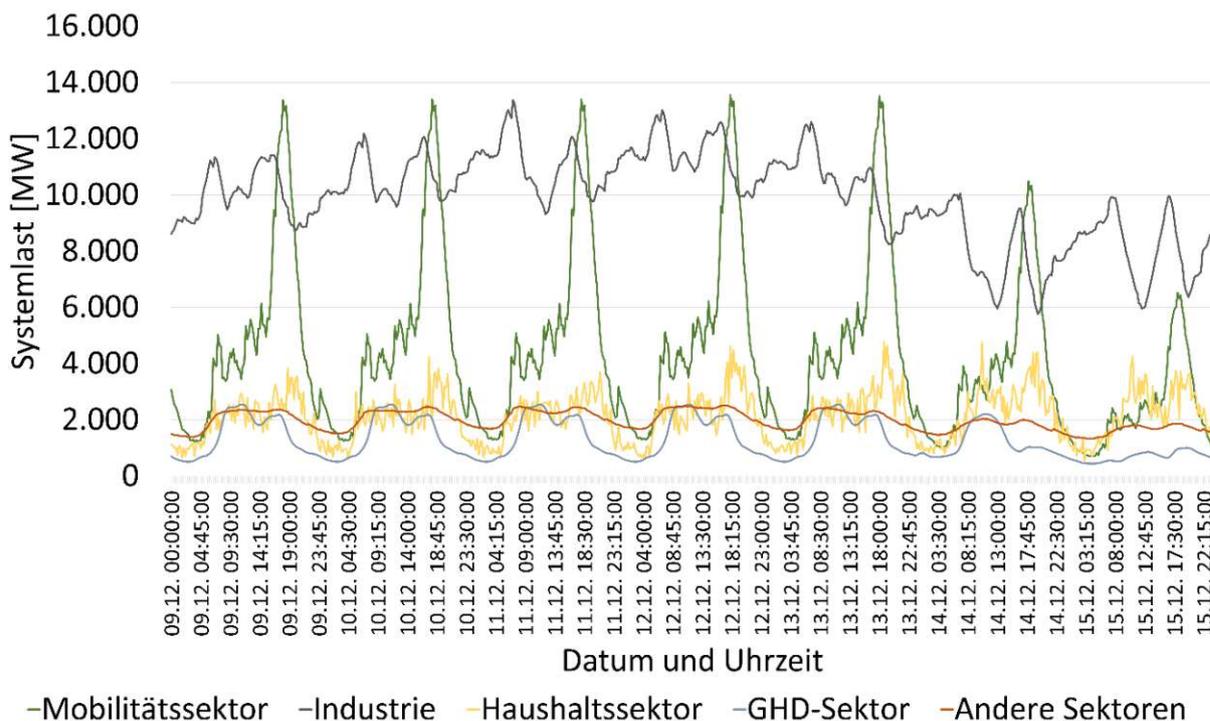


Abbildung 8 - Aufgeteiltes Stromlastprofil nach Sektor in der Maximalwoche (KW 50)

Aus den Verläufen geht nochmals hervor, dass sowohl der Industrielastgang (Maximum bei 13,4 GW in KW 50) als auch der Lastgang des Mobilitätssektors (Maximum bei 14,4 GW in KW 13) den größten Einfluss auf die gesamte Systemlast haben. Vor allem durch die täglichen Lastspitzen im Mobilitäts- und Haushaltssektor rund um 18 Uhr, die mit den Profilen der restlichen Sektoren überlagert werden, ergeben sich in der betrachteten Woche Maximalwerte der Systemlast von über 30 GW.

5.3 Systemlast 2019 vs. Szenarien

Zur Berechnung des kumulierten Lastprofils der drei Szenarien werden die Lastgänge der unterschiedlichen Sektoren überlagert. In Abbildung 9 ist das Resultat der Berechnungen für die Maximalwoche (KW 50) abgebildet.

Zunächst lässt sich im Diagramm erkennen, dass alle kumulierten Lastprofile weit über der Last im Basisjahr 2019 liegen. Auch im „E-Fuel“-Szenario liegt die durchschnittliche Last mit 13.019 MW 55 % höher als die des Basisjahres 2019 (8.418 MW). Mit 14.446 MW und 16.319 MW liegt sie in den Szenarien „50:50“ und „100% BEV“ weit über der Durchschnittslast 2019. Dies ist wiederum auf die hohe Durchschnittslast des Industrie- und Mobilitätssektors zurückzuführen.

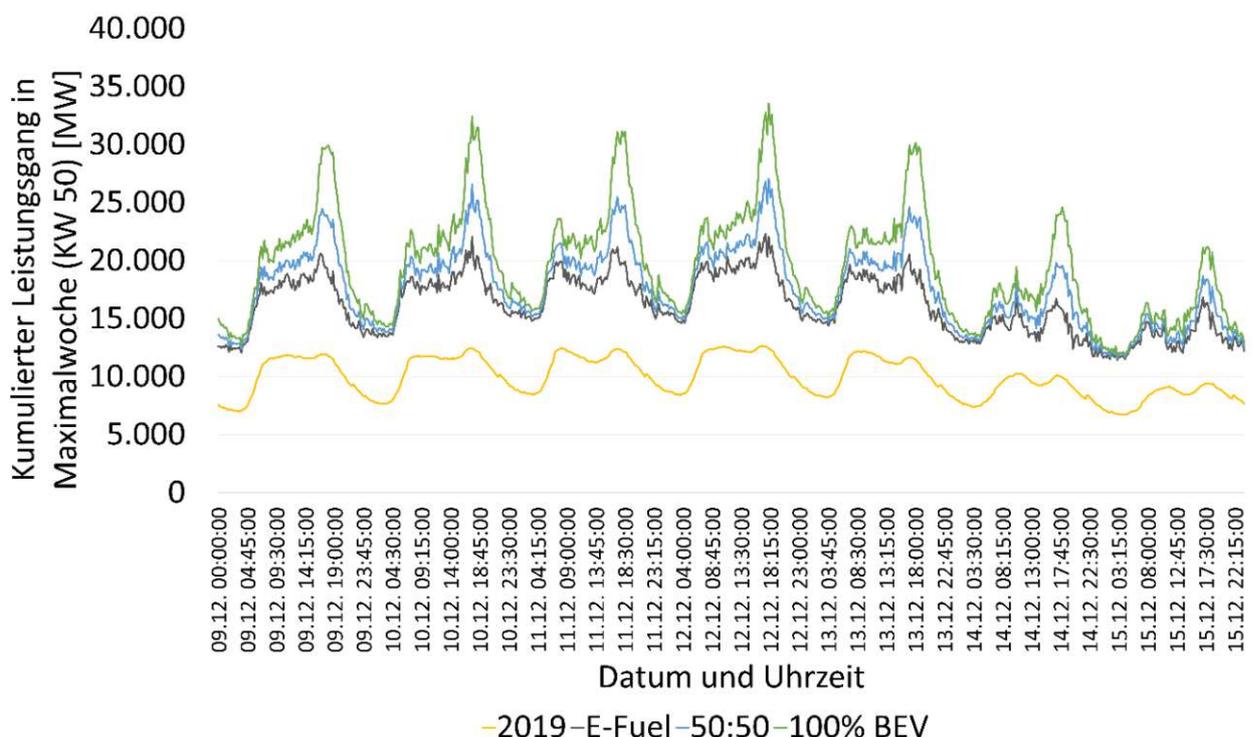


Abbildung 9 - Vergleich der kumulierten Stromlastprofile aller Mobilitätsszenarien

Deutlich sichtbar in Abbildung 9 sind zudem die täglichen Lastspitzen zwischen 16 und 20 Uhr. Diese werden größtenteils durch den Lastgang des Mobilitätssektors beeinflusst. Wie in [7] erwähnt, sind Gründe dafür einerseits die zahlreichen Ladungsvorgänge am Heimstellplatz durch PKW und weiters die erhöhte Ladeleistung bei der Ladung von Nutzfahrzeugen. Die resultierende Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge führt damit zu erhöhten Lastspitzen. Diese können jedoch, wie in [7] angeführt, beispielsweise durch ein verbrauchsorientiertes Lastmanagement (Begrenzung der Ladeleistung) geglättet werden.

Ein weiterer Einflussfaktor ist der Lastverlauf des Haushaltssektors, dessen Maximallast am 12. Dezember um 18 Uhr bei 4,62 GW liegt, wie im aufgeteilten Leistungsgang in Abbildung 8 zu sehen ist. Das ist mehr als doppelt so hoch wie die durchschnittliche Last (1,91 GW) im Haushaltssektor. Grund dafür ist der ansteigende Strombedarf der Wärmepumpen und anderer Haushaltsgeräte im Zeitraum von 17 bis 19 Uhr.

Wie in der Darstellung weiterhin zu erkennen ist, tritt die maximale Systemlast (33,55 GW) im Szenario „100% BEV“ am 12. Dezember (KW 50) um 18:00 Uhr auf. Dies entspricht in etwa 265 % des Maximums des Lastprofils im Basisjahr 2019. Die Maximallasten in den Szenarien „E-Fuel“ und „50:50“ liegen respektive bei 22,3 GW und 27,03 GW und damit auch deutlich über der Spitzenlast aus dem Jahr 2019.

In Abbildung 10 sind die Jahresdauerlinien der Systemlast in den Szenarien abgebildet. Die Verläufe zeigen, an wie vielen Stunden im Jahr sich die Systemlast über einem bestimmten Wert befindet. Die Jahresdauerlinie im „100% BEV“-Szenario lässt beispielsweise erkennen, dass die Systemlast an über 19 % der Stunden im Jahr (1.668,5 h) über 20 GW liegt (bezeichnet durch die rote Linie im Diagramm), während sie sich im „50:50“-Szenario lediglich an 493,5 Stunden über demselben Wert befindet.

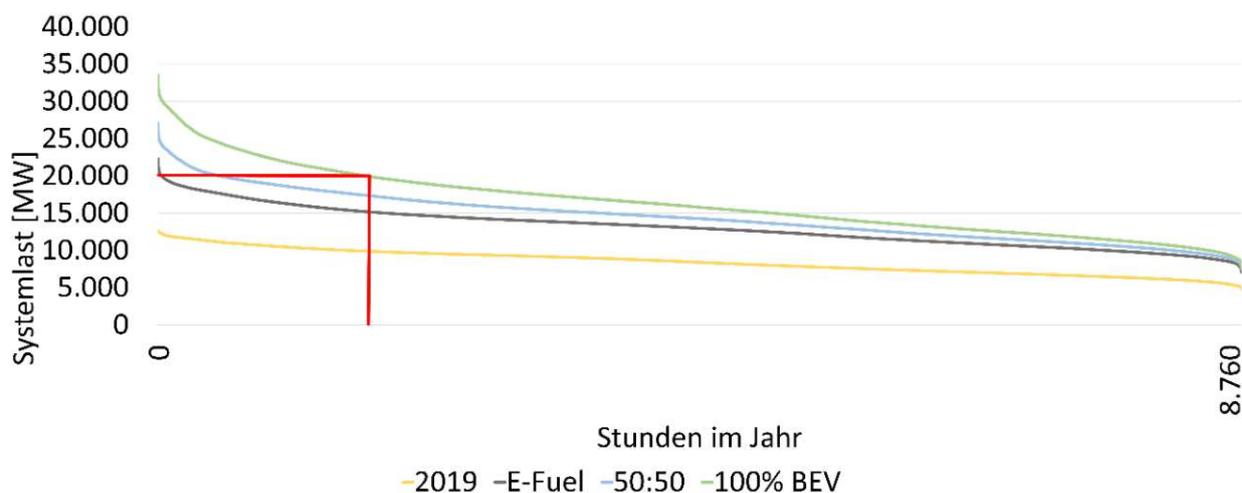


Abbildung 10 – Vergleich der Jahresdauerlinien der Systemlast aller Szenarien

6 Bedarf an Erneuerbarer Energie

Die Ermittlung der notwendigen Menge an erneuerbaren Kraftwerken ist nicht nur zur Deckung des erhöhten Stromverbrauchs, sondern auch in weiterer Folge für den Flächenbedarf und die Kosten der Errichtung und des Betriebs der Kraftwerke relevant. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für die Ermittlung des Kraftwerkbedarfs je nach Mobilitätsszenario in Österreich vorgestellt und diskutiert. Bezüglich der Energieversorgung und -infrastruktur wurden folgende Annahmen getroffen:

- Sowohl Österreich als auch alle anderen betrachteten Regionen (EU, USA, China, Japan) werden als „Inselsystem“ betrachtet. Das bedeutet, dass es keinen Leistungsaustausch mit Nachbarländern gibt.
- Über das betrachtete Jahr wird so viel Elektrizität verbraucht, wie im gleichen Jahr aus regenerativen Quellen gewonnen wird. Jedoch sind Erzeugung und Verbrauch nicht direkt gekoppelt. Erneuerbare Anlagen produzieren also auch bei vollständiger Deckung des Bedarfs überschüssigen Strom.
- Differenzen zwischen der fluktuierenden Erzeugung regenerativer Quellen und der inländischen Nachfrage müssen durch Langzeitspeicher ausgeglichen werden, um das Stromnetz stabil zu halten.
- Netzverluste betragen 5 % des Elektrizitätsbedarfs [25].
- E-Fuels werden nicht inländisch produziert (Import).

Diese Annahmen implizieren, dass die berechnete Verbrauchssteigerung durch einen zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien gedeckt werden muss. Als mögliche auszubauende Energieerzeuger werden im Berechnungsmodell Wasserkraft-, Wind On- und Offshore-, Photovoltaik-, Biomasse-, Geothermie- und Gezeiten/Wellen/Meeresenergie-Anlagen herangezogen (Offshore und Meeresenergie wird nur für EU, USA, China und Japan in Betracht gezogen).

Als Modellierungsgrundlage werden für Wasserkraft, Wind, PV und Biomasse die Erzeugungsprofile des Basisjahres 2019 aus [2] genutzt. Für Geothermie und sonstige Erzeuger wird ein konstantes Erzeugungsprofil angenommen.

Für die Umsetzbarkeitsanalyse wird von einem technischen Gesamtpotential in Österreich von 119,8 TWh ausgegangen. Die berücksichtigten erneuerbaren Potentiale in Österreich liegen bei 50,1 TWh Wasserkraft, 33 TWh Photovoltaik, 22,5 TWh Windkraft, 11,7 TWh Biomasse und rund 2,5 TWh für Geothermie und sonstige Erzeuger. Die technischen Potentiale der anderen betrachteten Regionen (EU, USA, China und Japan) sind im Anhang 13.5 zu finden.

Aufgrund der erhöhten fluktuierenden Einspeisung durch regenerative Energiequellen wird auch ein Zubau von Speicherkapazitäten notwendig sein, um die folglich

schwankende Residuallast auszugleichen. Der Speicherbedarf wurde im Rahmen eines Forschungsprojekts am Institut für Fahrzeugantriebe der TU Wien berechnet (siehe [5]) und wird in dieser Arbeit herangezogen. Eine detailliertere Beschreibung wird in Kapitel 7.2 aufgezeigt.

6.1 Berechnung des Kraftwerkbedarfs für Österreich

Basierend auf den oben angeführten Annahmen, dass über das betrachtete Jahr genau so viel Elektrizität verbraucht, wie im gleichen Jahr aus regenerativen Quellen gewonnen wird, kann der Kraftwerksbedarf anhand des sich ergebenden Gesamtbedarfs an Strom ermittelt werden:

$$\text{Strombedarf [TWh]} = \text{Erzeugung [TWh]} \quad (8)$$

In einem ersten Schritt wird dabei die Differenz aus dem Bedarf E_i je Szenario i und der Summe der Erzeugung jedes erneuerbaren Kraftwerks j im Basisjahr 2019 $\sum_j EE_{j,Basis}$ gebildet. Da die fossile Erzeugung im Berechnungsmodell auf 0 reduziert wird, ergibt sich damit die Menge an erneuerbarem Strom $EE_{i,Zusatz}$ (in TWh), die zusätzlich erzeugt werden muss, um den neu errechneten Bedarf decken zu können. Dies wird in Gleichung (9) verdeutlicht:

$$EE_{i,Zusatz} = E_i - \sum_j EE_{j,Basis} \quad (9)$$

Anschließend wird für jeden auszubauenden erneuerbaren Erzeuger j (Wasserkraft, Wind On- sowie Offshore, Photovoltaik, Geothermie, Biomasse und Gezeiten/Wellen/Meeresenergie) ein Faktor n_j eingeführt, der den Anteil des jeweiligen Erzeugers an der benötigten Ausbaumenge $EE_{i,Zusatz}$ angibt. Die Menge des betrachteten Erzeugers $EE_{j,Zusatz}$ errechnet sich dann wie folgt:

$$EE_{j,Zusatz} = n_j \cdot EE_{i,Zusatz} \quad (10)$$

Die gesamte Ausbaumenge $EE_{i,Zusatz}$ je Szenario i muss sich nun aus der Summe aller Ausbaumengen $EE_{j,Zusatz}$ ergeben:

$$EE_{i,Zusatz} = \sum_j EE_{j,Zusatz} \quad (11)$$

Zuletzt werden die einzelnen Ausbaumengen $EE_{j,Zusatz}$ mit den Mengen des Basisjahres 2019 $EE_{j,Basis}$ addiert, wodurch sich die Menge an Strom je Erzeuger $EE_{j,Neu}$ für das klimaneutrale Jahr 2050 ergibt:

$$EE_{j,Neu} = EE_{j,Zusatz} + EE_{j,Basis} \quad (12)$$

Mit diesen Berechnungen kann die erneuerbare Erzeugung stets an den Bedarf des jeweiligen Szenarios angepasst werden. Die neu berechnete erneuerbare Erzeugung $EE_{j,Neu}$ jedes Erzeugers wird vereinfachend durch die Volllaststunden des Basisjahres 2019 geteilt, womit sich die installierte Leistung im Jahr 2050 ergibt:

$$P_{j,Neu} = \frac{EE_{j,Neu}}{Volllaststunden_{j,Basis}} \quad (13)$$

Es muss hier nochmals angemerkt werden, dass die notwendigen installierten Erzeugungskapazitäten anhand der Volllaststunden des Basisjahres 2019 berechnet werden. Diese können künftig aufgrund von technologischer Weiterentwicklung, Wettereinflüssen und regulatorischen Rahmenbedingungen (Merit-Order oder vorrangige Einspeisung Erneuerbarer Energien) stark abweichen. Im Anhang 13.7 sind die verwendeten Volllaststunden aller Erzeuger in den betrachteten Regionen aufgelistet.

6.2 Ergebnisse: Entwicklung der Erzeugungsstruktur in Österreich

Die folgenden Annahmen in Tabelle 6 wurden in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Erzeugung in Österreich getroffen:

Tabelle 6 - Beschreibung der angenommenen Ausbauszenarien

Ausbauszenario 1	Ausbauszenario 2
<ul style="list-style-type: none"> Wasserkraft erreicht jährliches Erzeugungspotential von 50,1 TWh, welches einen Zubau von 1,9 GW voraussetzt (Volllaststunden 2019). Das angenommene Potential von 11,7 TWh für Stromerzeugung aus Biomasse wird ausgeschöpft (Zubau von 1,4 GW mit Volllaststunden 2019). Windkrafterzeugung erreicht eine jährliche Erzeugung von 22,5 TWh, die aus den Potentialstudien erhoben wurde (Zubau von 6,4 GW mit Volllaststunden 2019). Um die fehlende Erzeugung zu decken, wird die Freiflächenphotovoltaik als Variationsparameter gewählt. 	<ul style="list-style-type: none"> Wasserkraft erreicht jährliches Erzeugungspotential von 50,1 TWh, welches einen Zubau von 1,9 GW voraussetzt (Volllaststunden 2019). Das angenommene Potential von 11,7 TWh für Stromerzeugung aus Biomasse wird ausgeschöpft (Zubau von 1,4 GW mit Volllaststunden 2019). Photovoltaik erreicht eine jährliche Erzeugung von 33 TWh, die aus den Potentialstudien erhoben wurde (Zubau von 30,2 GW mit Volllaststunden 2019). Um die fehlende Erzeugung zu decken, wird die Windkraft als Variationsparameter gewählt.

6.2.1 Ausbauszenario 1

Mit den Annahmen für das Ausbauszenario 1 und den Berechnungen in 6.1 lässt sich der notwendige Kapazitätenzubau bis 2050 ermitteln. Die Ergebnisse sind nach Mobilitätsszenario in Tabelle 7 angeführt.

Tabelle 7 - Notwendige installierte Leistung im Ausbauszenario 1 zur Deckung des Strombedarfs

Bestand [GW]	Basisjahr 2019	„E-Fuel - 1“	„50:50 - 1“	„100% BEV - 1“
Österreich	26,2	55,1	67,1	83

Den Ergebnissen lässt sich entnehmen, dass trotz des nur ca. doppelt so hohen jährlichen Bedarfs im „100% BEV“-Szenario (+94 %, siehe Kapitel 5.1.6) die Kapazität um den Faktor 3,2 erhöht werden muss. Dies liegt an dem hohen angenommenen Photovoltaikausbau (+52,7 GW) und den damit verbundenen geringen Volllaststunden (1.037 VLH).

Betrachtet man das „50:50“-Szenario, so ist bei einem 72 % höheren Strombedarf eine Erhöhung der Gesamtkapazität um den Faktor 2,6 notwendig.

Im „E-Fuel“-Szenario muss die installierte Leistung 2019 um den Faktor 2,1 ausgebaut werden, um den Bedarf von 114,05 TWh decken zu können. Hier kommt es zu keiner Überschreitung der erhobenen technischen Potentiale.

Wird nun die erzeugte elektrische Energie jedes Szenarios unter den getroffenen Annahmen dargestellt, ergeben sich folgende Ergebnisse in Abbildung 11. Die Grafik zeigt die Erzeugungsstruktur der Szenarien im Vergleich zum Basisjahr 2019. Zu erkennen ist der hohe Anteil an PV-Anlagen, die notwendig ist, um die jährliche Stromnachfrage in den Szenarien zu decken.

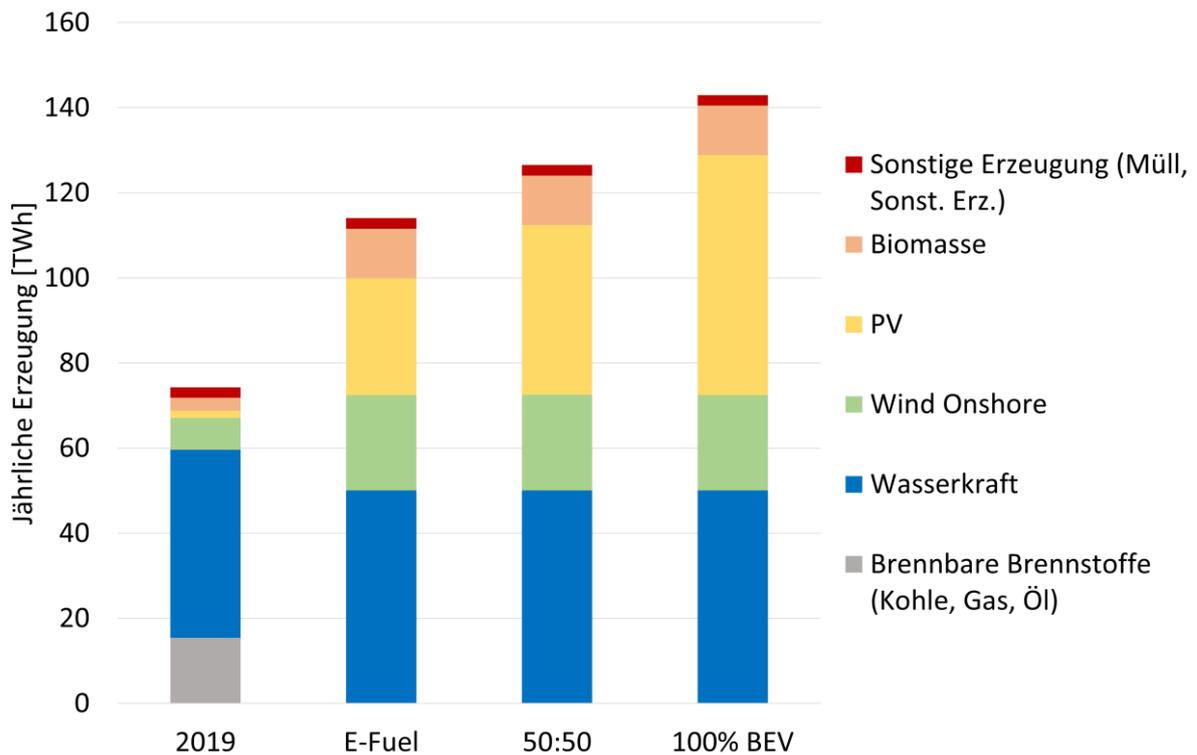


Abbildung 11 - Vergleich der Erzeugungsstrukturen im Ausbauszenario 1

Ein Vergleich mit der Potentialerhebung für Österreich zeigt, dass das Photovoltaik-Potential im Szenario „50:50“ um 21 % und im „100% BEV“-Szenario um gar 71 % höher sein müsste als das angenommene technische Potential von 33 TWh in [26]. In einer Studie zum österreichischen PV-Flächenpotential wird sogar davon ausgegangen, dass das wirtschaftlich, ökologisch und sozial realisierbare Potential nur bei 11 TWh/Jahr liegt. In den Szenarien „50:50“ und „100% BEV“ wären demnach jeweils 262 % und 412 % mehr als dieses Potential notwendig, um eine energetische Deckung überhaupt zu ermöglichen.

6.2.2 Ausbauszenario 2

Tabelle 8 - Notwendige installierte Leistung im Ausbauszenario 2 zur Deckung des Strombedarfs

Bestand [GW]	Basisjahr 2019	„E-Fuel - 2“	„50:50 - 2“	„100% BEV - 2“
Österreich	26,2	58,1	63,4	70,5

Unter der Annahme, dass das Photovoltaik-Potential nur bis 33 TWh/Jahr ausgeschöpft und der restliche Bedarf durch zusätzlichen Windausbau gedeckt wird, müsste die

installierte Kapazität im Vergleich zum Ausbauszenario 1 nur um den Faktor 2,7 erhöht werden, um den knapp doppelt so hohen Bedarf des „100% BEV“-Szenarios zu decken.

Im „50:50“-Szenario muss die installierte Leistung bei einem 72 % höheren Strombedarf um den Faktor 2,4 erhöht werden, wie in [Tabelle 8](#) zu sehen ist.

Beim „E-Fuel“-Szenario ist die Stromnachfrage 55 % höher als im Jahr 2019, wobei hier eine Kapazitätserhöhung um den Faktor 2,2 notwendig wäre. Auch hier kommt es zu keiner Überschreitung der verwendeten technischen Potentiale.

[Abbildung 12](#) zeigt wiederum die erzeugte Elektrizitätsmenge in den Szenarien unter den getroffenen Annahmen zum Ausbau. In Anbetracht der Potentialstudien zur Windkraft in Österreich lässt sich klar erkennen, dass die jährliche Erzeugungsmenge in den Szenarien „50:50“ (29,4 TWh/Jahr) und „100% BEV“ (45,8 TWh/Jahr) das angenommene Potential von 22,5 TWh/Jahr bei weitem übersteigt.

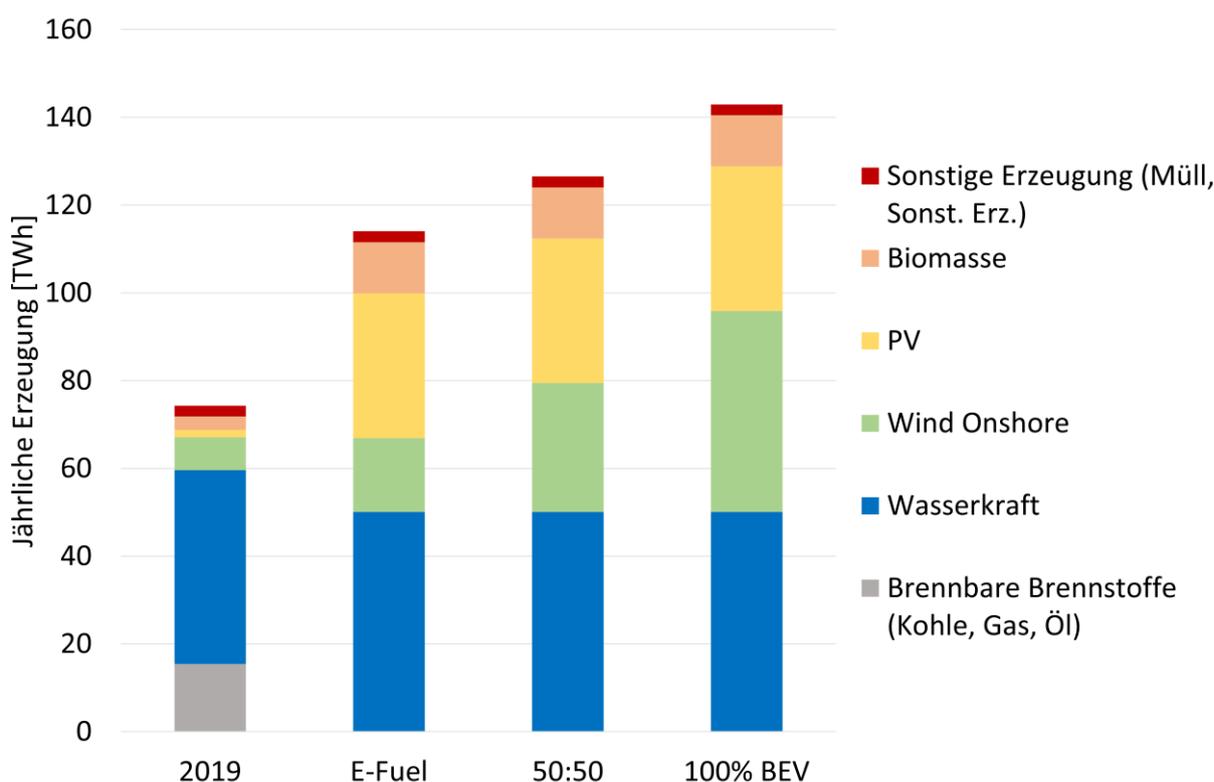


Abbildung 12 - Vergleich der Erzeugungsstrukturen im Ausbauszenario 2

In [Tabelle 9](#) sind nochmals die Ergebnisse des notwendigen Kapazitätenszubaues für alle Mobilitäts- und Ausbauszenarien aufgelistet. Zu erkennen ist der höhere Gesamtzubau im Ausbauszenario 1 in den Mobilitätsszenarien „50:50“ (46,6 GW) und „100% BEV“ (62,4 GW) im Vergleich zum Ausbauszenario 2 (42,8 GW und 50 GW). Dies ist durch den höheren Anteil an Photovoltaikleistung begründet, der aufgrund von den im Vergleich zur Windkraft geringeren PV-Volllaststunden erforderlich ist (siehe [Tabelle 46](#)).

Tabelle 9 - Notwendiger Kapazitätsaufbau je nach Mobilitäts- und Ausbauszenario

Notwendiger Zubau je Szenario [GW]	„E-Fuel – 1“	„E-Fuel – 2“	„50:50 – 1“	„50:50 – 2“	„100% BEV – 1“	„100% BEV – 2“
Wasserkraft	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Windkraft	6,5	4,1	6,5	9,4	6,4	16,5
Photovoltaik	24,8	30,2	36,8	30,1	52,7	30,2
Biomasse	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Gesamt	34,6	37,6	46,6	42,8	62,4	50

In der späteren Betrachtung der Speichernotwendigkeit (Kapitel 7.2 und [5]) wird verdeutlicht, dass ein weiterer Kapazitätsaufbau notwendig ist, um die anfallenden Ein- und Ausspeicherverluste zu decken. Diese zusätzlich erforderliche Erzeugung wird in Kapitel 7.2 getrennt berücksichtigt.

6.3 Kraftwerksbedarf für die Erzeugung von E-Fuels (Österreich)

Basierend auf den Annahmen und Berechnungen in 4.1.4 ergibt sich die notwendige Leistung der in Nordafrika platzierten Photovoltaikparks zur Gewinnung erneuerbaren Stroms für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe. Mit einem Treibstoffbedarf von 57,7 TWh/Jahr im Szenario „E-Fuel“ ergibt sich nach Gleichung (1) eine notwendige Anlagenleistung von 54,7 GW. Im Szenario „50:50“ sinkt die notwendige PV-Kapazität in Nordafrika bei einem Treibstoffbedarf von 33,01 TWh/Jahr auf 31,3 GW.

6.4 Umsetzbarkeit – Erneuerbares Potential in Österreich

Wie in 6.2 erwähnt, wird in den Ausbauszenarien 1 und 2 in den Mobilitätsszenarien „50:50“ und „100% BEV“ das angenommene Potential erneuerbarer Stromerzeuger in Österreich (siehe Tabelle 40) bei weitem überstiegen. Es stellt sich nun die Frage, ob ein derart hoher Ausbau an erneuerbaren Energien bis 2050 umsetzbar ist. Bei Betrachtung des jährlich notwendigen Kapazitätsaufbaus von Wind und Photovoltaik ergeben sich die folgenden Werte in Tabelle 10 und Tabelle 11.

Tabelle 10 – Notwendiger jährlicher Zubau an Windkraft bis 2050

Notwendiger Zubau an Windkraft pro Jahr [MW/Jahr]	„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
Ausbauszenario 1	215	215	215
Ausbauszenario 2	135	314	550

Tabelle 11 - Notwendiger jährlicher Zubau an Photovoltaik bis 2050

Notwendiger Zubau an Photovoltaik pro Jahr [MW/Jahr]	„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
Ausbauszenario 1	826	1.230	1.760
Ausbauszenario 2	1.005	1.005	1.005

Im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [27] wurden im Jahr 2021 Ausbauziele für die künftige Stromerzeugung in Österreich beschlossen. Diese beinhalten, dass innerhalb von 9 Jahren die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis 2030 um insgesamt 27 TWh gesteigert werden soll. Dabei sollen zusätzlich 10 TWh Windkraft, 11 TWh Photovoltaik, 5 TWh Wasserkraft und weitere 1 TWh durch Biomasse gedeckt werden. Eine Umrechnung dieser Zielwerte mit den Volllaststunden aus dem Jahr 2019 ergibt einen notwendigen Zubau bis 2030 von 4,3 GW Windkraft und 10,6 GW Photovoltaik.

Im Vergleich zu den errechneten Werten für die Windkraft aus Tabelle 10 zeigt sich, dass ein solcher Ausbau in 5 aus 6 Szenarien in Übereinstimmung mit den Zielen im EAG stehen würde (grün hinterlegt). Gleichzeitig müssen jedoch die notwendigen Photovoltaikleistungen untersucht werden, um ein Gesamtbild zu schaffen. Hierbei würden lediglich 4 aus 6 Szenarien im Einklang mit dem EAG stehen (Tabelle 11 - grün hinterlegt). In den Szenarien „50:50“ und „100% BEV“ mit dem Ausbauszenario 1 würden die jährlich notwendigen Ausbaumengen die EAG-Ziele übersteigen (rot hinterlegt).

Insgesamt würde das bedeuten, dass lediglich beide „E-Fuel“-Szenarien und das „50:50“-Szenario in Kombination mit dem Ausbauszenario 2 mit den EAG-Zielen übereinstimmen würde (dunkelgrün hinterlegt).

Laut [28] sind ausreichend Flächen in Österreich vorhanden, um die im Regierungsprogramm angeführten Wind- und Photovoltaikausbaumengen zu realisieren. Neben der technischen Umsetzbarkeit sind jedoch auch wirtschaftliche und soziale

Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Zudem dürfen die für die Kraftwerkserneuerung notwendigen Abbaumengen der Windkraftanlagen nicht außer Acht gelassen werden. In [28] wird mit einem Abbau von insgesamt 1.100 MW (2 TWh Erzeugungskapazität), oder 650 Windkraftanlagen bis 2030 gerechnet.

In [29] wurde das technische Flächenpotential für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich ermittelt. Das errechnete technische Potential berechnet sich dabei aus 13,4 TWh PV auf Gebäuden, 1,2 TWh auf Deponien, 4,5 TWh im Verkehrssektor und rund 30 TWh Freiflächenphotovoltaik. Dabei werden jedoch ökologische und gesellschaftliche Verträglichkeiten nicht berücksichtigt, wodurch hier mit großen Einschränkungen zu rechnen sein wird. Des Weiteren müssten allein 82 % aller technischen Potentiale an Gebäuden ausgenutzt werden, um das Ziel von 11 TWh zusätzlicher Erzeugung im Jahr 2030 zu realisieren. Insgesamt wird daher in [29] die Umsetzbarkeit der mittelfristigen Ziele in Frage gestellt.

6.5 PV-Leistung für synthetischen Kraftstoffbedarf (EU, USA, China und Japan)

Die notwendige Photovoltaikleistung zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe in Nordafrika für die Regionen EU, USA, China und Japan ist in Tabelle 12 aufgelistet:

Tabelle 12 - Notwendige Photovoltaikleistung für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe in Nordafrika zur Deckung des Treibstoffbedarfs

Notwendige PV-Leistung für E-Fuel Erzeugung [GW]	Region	„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
	EU	3.680	2.120	0
	USA	7.490	4.440	0
	China	5.460	3.038	0
	Japan	888	503	0
	Summe	17.500	10.100	0

7 Lastgang durch volatile Erzeuger und Verbraucher

Nach der vorangehenden Betrachtung des Kraftwerkbedarfs bei künftigen Szenarien des elektrischen Energiebedarfs wird nun der Lastgang durch volatile erneuerbare Energieerzeuger und Verbraucher untersucht. Dieser stellt eine wichtige Größe für die Energieversorgung und -verteilung und damit der Netzstabilität dar. Um die Frequenz des elektrischen Energienetzes konstant zu halten, müssen Erzeugung und Systemlast zu jedem Zeitpunkt gleich groß sein. Im Folgenden wird daher das Zusammenspiel von volatilen Erzeugern und Verbrauchern genauer untersucht.

7.1 Residuallast

Zur Analyse des Zusammenwirkens der erneuerbaren Erzeugung und der Systemlast wird der Begriff der Residuallast eingeführt. Diese wird als die Differenz zwischen den Zeitreihen der Erzeugung und des Strombedarfs definiert und umfasst damit die zum Ausgleich dieser Differenzen notwendige Leistung.

Die Residuallast kann sowohl positiv als auch negativ sein und muss mithilfe von Flexibilitätsoptionen wie disponiblen Erzeugern, Speichern oder Demand Side Management ausgeglichen werden. Zu einer Unterdeckung (positive Residuallast) kommt es, wenn nicht disponible Erzeuger wie Wind oder Photovoltaik die Systemlast nicht decken können. Um diese auszugleichen, kommen meist Speicherkraftwerke zum Einsatz, dessen flexible Betriebsweise eine rasche Regelung der Residuallast ermöglicht.

Eine Überdeckung (negative Residuallast) tritt bei einem Übersteigen des nicht disponiblen Angebots über die Systemlast auf. Um hier die Netzfrequenz aufrecht zu erhalten, wird der überschüssige Strom zum Beispiel in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert oder in andere Energieformen umgewandelt (z.B. Power-to-X). Weitere Möglichkeiten sind das Abregeln von Wind- oder Wasserkraftwerken, um die erzeugungsseitige Einspeisung zu reduzieren.

Stromimporte und -exporte bieten sich auch als Option an, allerdings ist dies bei defossilisierten Elektrizitätssystemen angrenzender Nachbarländer problematisch, da es oft aufgrund von ähnlichen Wetterverhältnissen zu einem zeitgleichen Stromüberschuss kommen würde.

Die Residuallast wird zum Zeitpunkt t in der Zeitspanne von einem Jahr in viertelstündlicher Auflösung nach Gleichung (14) berechnet. Dabei ergibt sich eine Zeitreihe aus 35.040 Werten (365 Tage * 24 Stunden * 4 = 35.040 Viertelstunden).

$$\begin{aligned} \text{Residuallast}(t) &= \text{Systemlast}(t) - \text{Erzeugung}(t) \\ t &\in \{1, \dots, 35040\} \end{aligned} \quad (14)$$

Die Zeitreihe der gesamten Erzeugung ergibt sich dabei, wie in Kapitel 6.1 bereits angemerkt, durch die Aufsummierung der Zeitreihen jedes Erzeugers j :

$$\text{Erzeugung}(t) = \sum_j EE_{j, \text{Neu, Zeitreihe}}(t) \quad (15)$$

$$j \in \{\text{Wasserkraft, Windkraft, PV, Biomasse, Geothermie, etc.}\}$$

Die zeitabhängige Systemlast lässt sich durch die Überlagerung der Lastprofile $E_i(t)$ aller betrachteten Sektoren i ermitteln:

$$\text{Systemlast}(t) = \sum_i E_i(t) \quad (16)$$

$$i \in \{\text{Mobilitätssektor, Industriegesektor, etc.}\}$$

Da die Residuallast sowohl von der Verbrauchsseite als auch von der Erzeugungsstruktur abhängig ist, werden im Folgenden die Ergebnisse anhand der zwei Ausbauszenarien aus Kapitel 6.2 erläutert.

7.1.1 Veränderung der Residuallast durch den Ausbau Erneuerbarer Energien

Im Folgenden werden die Residuallasten je nach vorliegender Erzeugungsstruktur (Kapitel 6.2) für das Beispielszenario „50:50“ berechnet und näher untersucht.

Ausbauszenario 1:

Mit der neu installierten Gesamtkapazität von 67,12 GW ergeben sich beispielsweise im Szenario „50:50“ folgende Verläufe für die Systemlast (gelb) und die erneuerbare Stromerzeugung (grün), die in [Abbildung 13](#) im Verlauf über ein Jahr dargestellt sind.

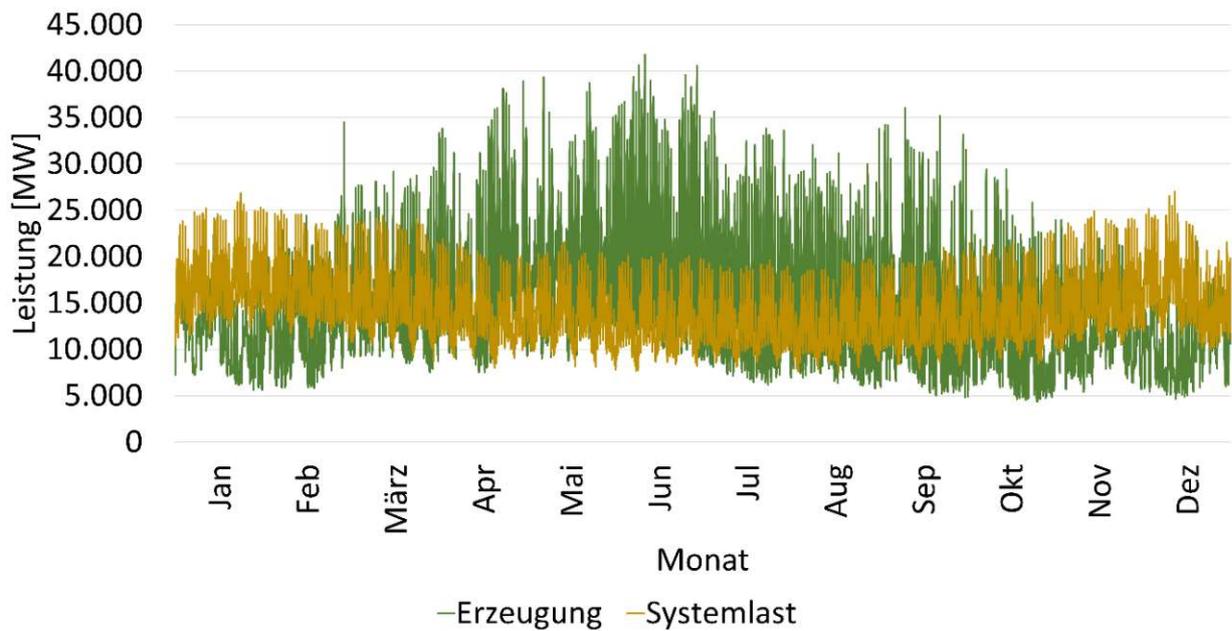


Abbildung 13 - Systemlastgang (gelb) und erneuerbare Stromerzeugung (grün)

Die Residuallast ergibt sich, wie in Gleichung (14) erläutert, aus der Differenz zwischen Systemlast und Erzeugung. Der resultierende zeitliche Verlauf der Residuallast für das „50:50“-Szenario ist in [Abbildung 14](#) zu sehen. Die Grafik zeigt zunächst in den Wintermonaten hohe positive Residuallasten. Daraus geht hervor, dass der hohe Energiebedarf im Winter durch die Industrie, die Mobilität und den Haushalt durch die fluktuierende Erzeugung nicht gedeckt werden kann (Unterdeckung). Es fällt weiterhin die hohe negative Residuallast in den Sommermonaten auf, die durch den immensen Überschuss an erneuerbarer Energie entsteht (Überdeckung).

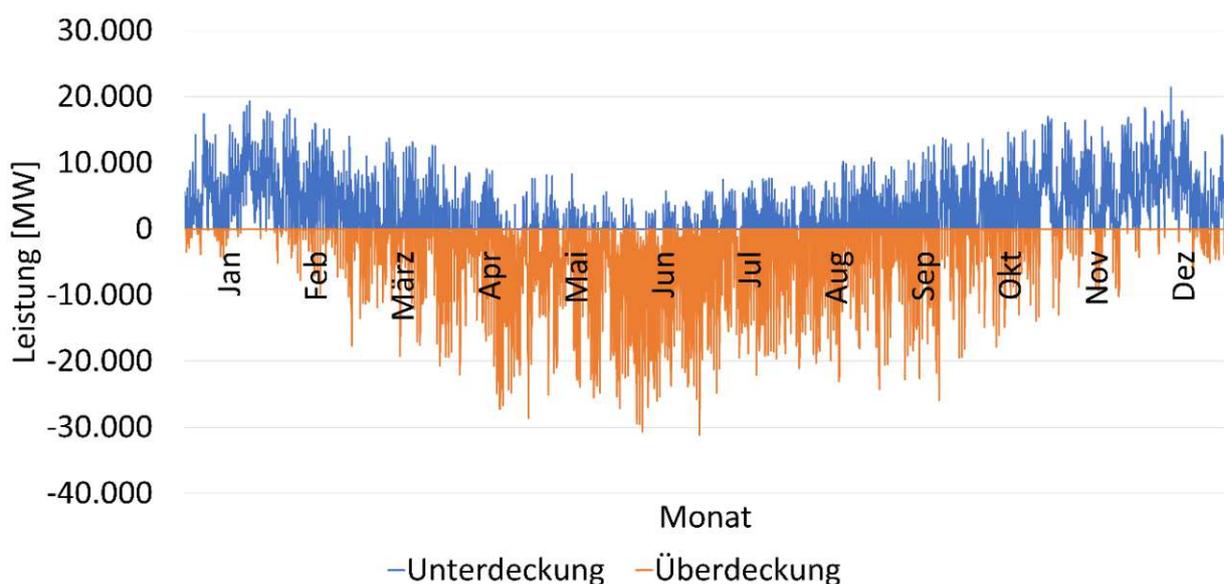


Abbildung 14 – Zeitlicher Verlauf der Residuallast im "50:50"-Szenario

Betrachtet man die monatlich kumulierten Fehlmengen und Stromüberschüsse, so ergibt sich die folgende in Abbildung 15 dargestellte Verteilung. Dem Diagramm lassen sich nochmals die hohen Fehlmengen im Winter und Überschüsse im Sommer entnehmen. Für das betrachtete Szenario ergibt sich im Monat Juni beispielsweise ein kumulierter Überschuss von 5,7 TWh, was fast 8 % der gesamten elektrischen Energieerzeugung im Jahr 2019 in Österreich ausmacht. Dies lässt sich auch in der hohen mittleren Residuallast (-7.632 MW) im Juni erkennen. Das bedeutet, dass im Durchschnitt in diesem Monat rund 60 % der mittleren Systemlast (12.835 MW) überschüssig produziert werden.

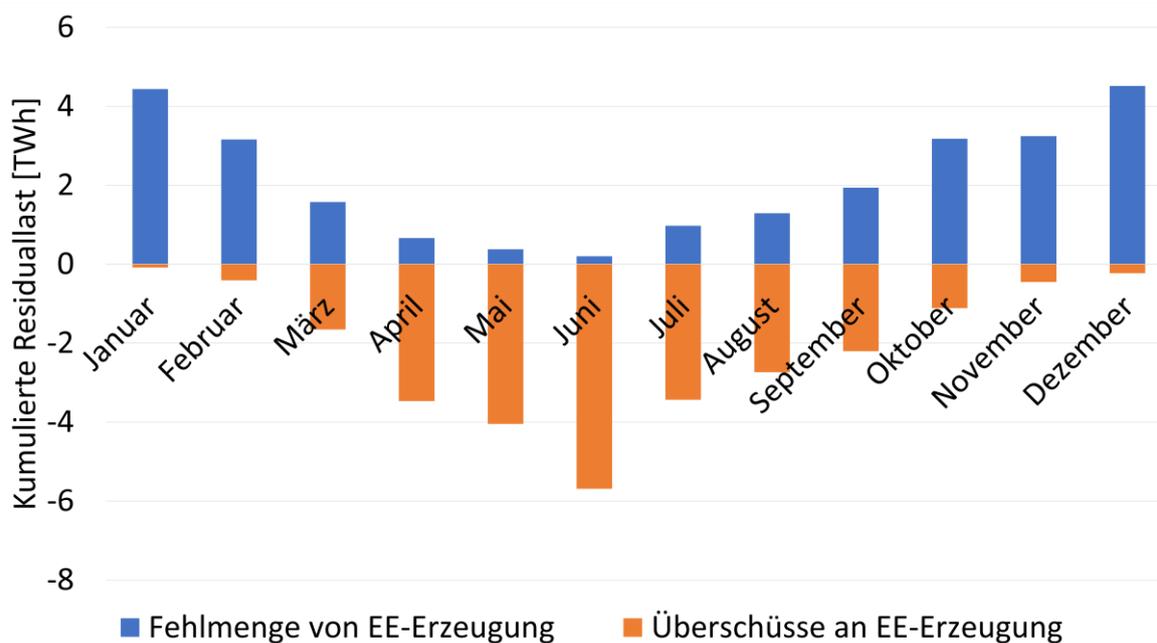


Abbildung 15 - Monatliche Fehlmengen und Überschüsse an erneuerbarer Energie im Ausbauszenario 1 (Szenario „50:50“)

In den Wintermonaten lässt sich eine gegenläufige Tendenz erkennen. Hier liegt beispielsweise im Dezember eine Fehlmenge von 4,4 TWh vor. Die mittlere Residuallast beträgt -5.759 MW, was rund 36 % der mittleren Systemlast im gleichen Monat ausmacht.

Ausbauszenario 2:

Im zweiten Ausbauszenario erreicht die Photovoltaik-Erzeugung das technische Potential von 33 TWh. Die fehlende Strommenge wird durch zusätzlichen Windausbau gedeckt, welches in den Szenarien „50:50“ und „100% BEV“ die Windpotentiale weit übersteigt (siehe Kapitel 6.2.2).

Für das Szenario „50:50“ ergibt sich in diesem Fall eine installierte Kapazität von 63,43 GW bei einer jährlichen Windkraftherzeugung von 29,4 TWh. Der erhöhte

Windausbau spiegelt sich in der Stromüberschussmenge im Juni wider, die in diesem Fall im Vergleich zum Ausbauszenario 1 nur noch 4,97 TWh beträgt (siehe [Abbildung 16](#)). Auch die mittlere Residuallast sinkt in demselben Monat von 7.632 MW (Ausbauszenario 1) auf 6.631 MW. Beide Effekte sind auf die weniger fluktuierende Windkraftherzeugung zurückzuführen.

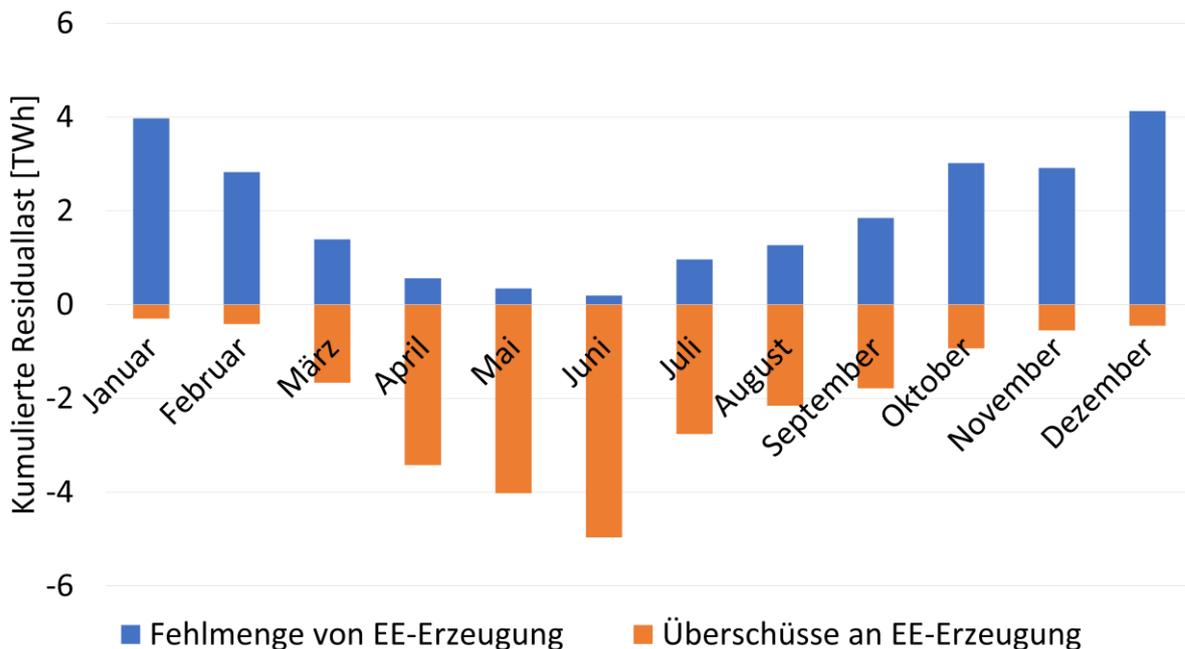


Abbildung 16 - Monatliche Fehlmengen und Überschüsse an erneuerbarer Energie im Ausbauszenario 2 (Szenario „50:50“)

Ein Vergleich der Ausbauszenarien zeigt, dass ein erhöhter Windkraftausbau (Ausbauszenario 2) geringere Überschüsse in den Sommermonaten bewirkt. Zudem sinken die Fehlmengen in den Wintermonaten im Vergleich zum Ausbauszenario 1, wie in [Abbildung 15](#) und [Abbildung 16](#) zu erkennen ist. Dies ist durch die geringere saisonale Schwankung der Windkraft im Vergleich zur Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen begründet.

Ein weiteres Indiz ist die Anzahl an Stunden, in denen die Systemlast die Erzeugung übersteigt. Aus den Berechnungen für eine Beispielwoche im Sommer (10.06. – 16.06.) geht hervor, dass im Ausbauszenario 1 rund 17 Stunden oder 10 % der Stunden in der betrachteten Woche ungedeckt bleiben. Bei Erhöhung des Windanteils in der Erzeugungsstruktur (Ausbauszenario 2) sinkt diese Zahl aufgrund des weniger fluktuierenden Profils der Windkraftherzeugung und der damit besseren Deckung der Last auf 13,5 Stunden. Die Beispielwoche ist in [Abbildung 17](#) dargestellt.

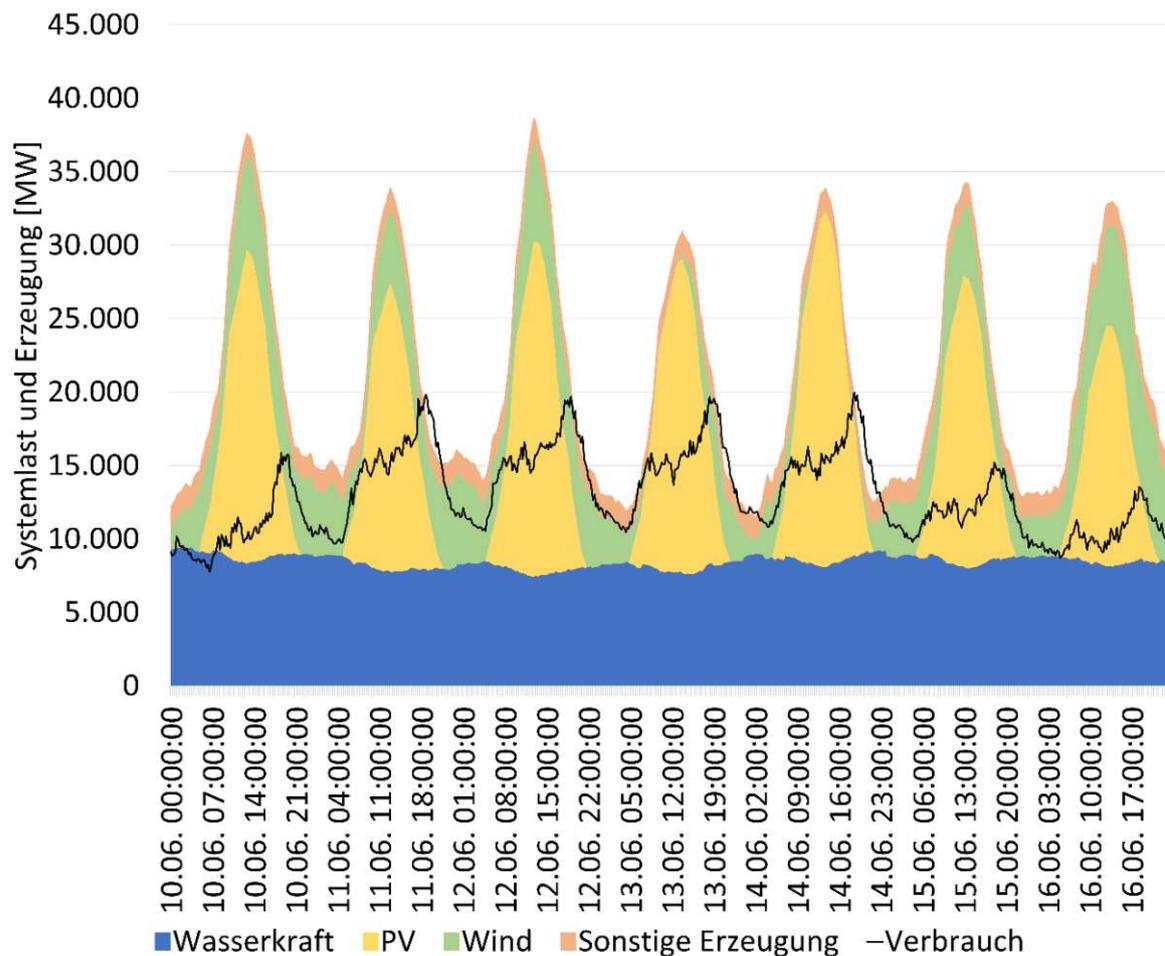


Abbildung 17 – Ausbauszenario 2: Gegenüberstellung von Erzeugung und Strombedarf in einer Beispielwoche

Die unterschiedlichen szenariospezifischen Ausbau- und Stromnachfragepfade lassen sich anhand der in [Abbildung 18](#) dargestellten sortierten Residuallastkurven zusammenfassen. In allen Szenarien nimmt die Häufigkeit von hohen negativen und positiven Werten aufgrund des steigenden fluktuierenden Ausbaus und der steigenden Stromnachfrage in den verschiedenen Sektoren zu. Rund 40 % der Residuallastwerte im Szenario „100% BEV“ sind negativ (Überdeckung), während es im Jahr 2019 gerade einmal 13 % waren.

Für die Szenarien „50:50“ und „E-Fuel“ ergeben sich trotz des geringeren erneuerbaren Ausbaus höhere Überdeckungen von 41 % und 45 %. Diese Entwicklung lässt sich dadurch erklären, dass die Stromnachfrage verschiedener Sektoren im „100% BEV“-Szenario, die den EE-Ausbau überlagern, ansteigt.

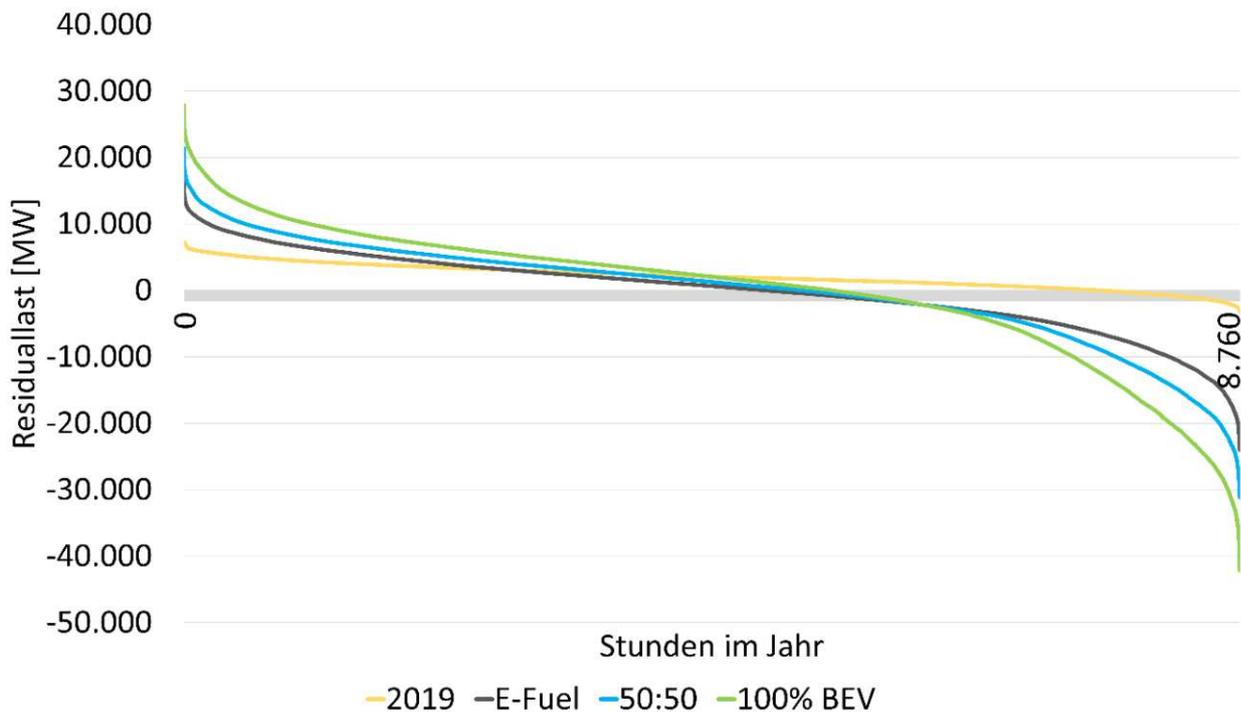


Abbildung 18 - Vergleich der sortierten Residuallastkurven (Jahresdauerlinien) aller Mobilitätsszenarien in Österreich

7.1.2 Stündlicher Gradient der Residuallast

Neben dem langfristigen Flexibilitätsbedarf durch die saisonale Schwankung erneuerbarer Erzeuger ist auch der kurzfristige Flexibilitätsbedarf des Stromnetzes zu berücksichtigen. Um diesen zu beurteilen, wird der stündliche Gradient, also die maximale Leistungsmenge, die innerhalb von einer Stunde aufgebracht oder abgeregelt werden muss, für alle Szenarien berechnet. Zur Erläuterung werden für das Ausbauszenario 1 im Mobilitätsszenario „50:50“ die Tage mit den maximalen positiven und negativen stündlichen Gradienten der Residuallast, dargestellt in [Abbildung 19](#) und [Abbildung 20](#), untersucht.

Abbildung 19 zeigt den maximalen positiven stündlichen Gradienten in den Abendstunden vom 20. September 2050. Die Residuallast steigt hierbei von 16:30 bis 17:30 Uhr um 8,9 GW, was durch die geringer werdende Einspeisung von Photovoltaikanlagen während des Sonnenuntergangs und dem Zusammenfallen einer Windfront zu der Uhrzeit begründet ist. In diesem Fall müssen alternative Stromerzeuger oder Speicherkraftwerke ihre Leistung innerhalb von einer Stunde um 8,9 GW erhöhen, um die Systemlast decken zu können.

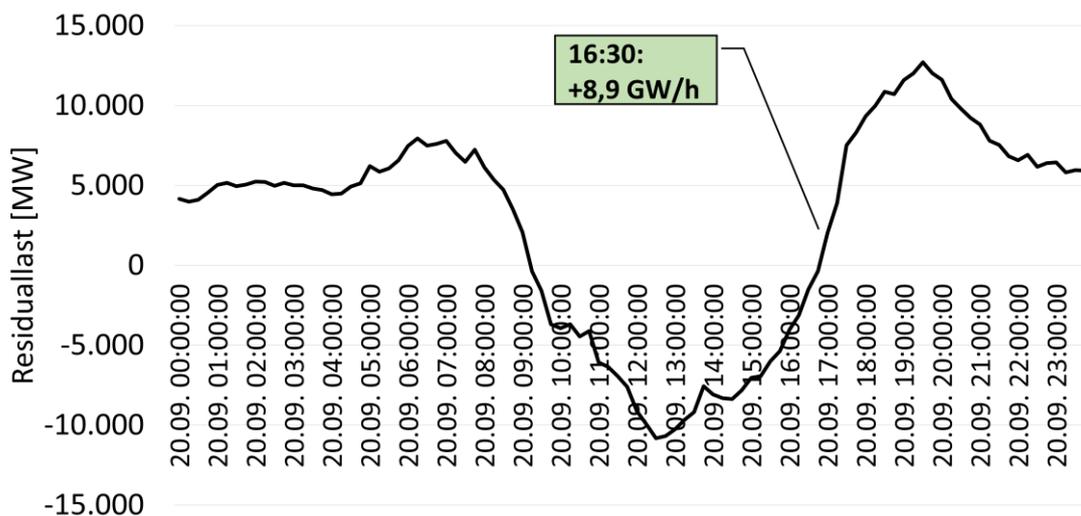


Abbildung 19 - Maximaler positiver stündlicher Gradient der Residuallast im Szenario "50:50"

Abbildung 20 zeigt hingegen die stark abnehmende Residuallast in den Morgenstunden des Monats Mai. Dies ist durch den Sonnenaufgang und der zugleich steigenden Erzeugung aus Windkraftanlagen begründet. Der Gradient von 7,8 GW/h bedeutet, dass die Leistung steuerbarer Erzeuger innerhalb von einer Stunde um 7,8 GW gedrosselt werden muss, damit der erzeugte Strom bei stabilem Netzbetrieb aufgenommen werden kann. In den späten Nachmittagsstunden zeigt sich wieder ein positiver Gradient, bedingt durch die sinkende PV-Erzeugung während des Sonnenuntergangs.

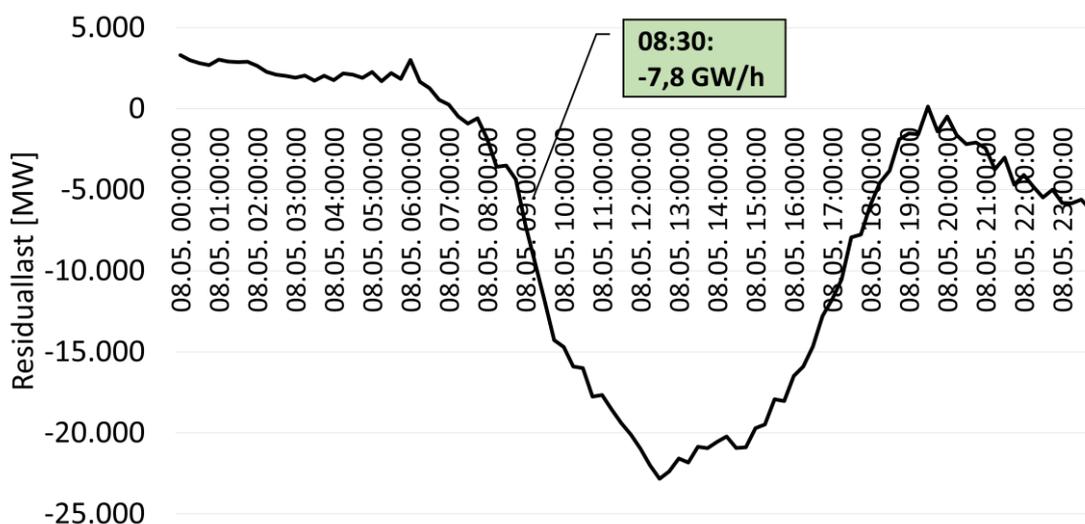


Abbildung 20 - Maximaler negativer stündlicher Gradient der Residuallast im Szenario "50:50"

Für die restlichen Szenarien sind die Resultate der Berechnungen in Tabelle 13 aufgelistet. Die maximalen stündlichen Gradienten im Jahr 2019 betragen im Vergleich dazu +1,2 GW bzw. -1,4 GW.

Tabelle 13 - Maximale positive und negative stündliche Gradienten aller Mobilitäts- und Ausbauszenarien in Österreich

Österreich		„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
Ausbauszenario 1	Max. pos. Gradient der Residuallast [GW/h]	+5,6	+8,9	+13,3
	Max. neg. Gradient der Residuallast [GW/h]	-5,8	-7,8	-10,7
Ausbauszenario 2	Max. pos. Gradient der Residuallast [GW/h]	+6,4	+7,9	+9,8
	Max. neg. Gradient der Residuallast [GW/h]	-6,3	-7,5	-9,6

Aus den Ergebnissen in Tabelle 13 geht hervor, dass in den Szenarien „50:50“ und „100% BEV“ die maximalen positiven und negativen stündlichen Gradienten bei erhöhtem fluktuierendem Photovoltaikausbau (Ausbauszenario 1) höher ausfallen als im Ausbauszenario 2 (siehe Kapitel 6.2). Hier werden im „100% BEV“-Szenario Maximalwerte von +13,3 GW und -10,7 GW erreicht. Das impliziert, dass vom Netz einerseits eine Abregelung von 10,7 GW innerhalb von einer Stunde verlangt wird. Andererseits müssen alternative Erzeuger oder Speicherkraftwerke in einer Stunde eine Leistung von 13,3 GW aufbringen.

Im „E-Fuel“-Szenario hingegen lässt sich ein gegenläufiger Trend beobachten. Hier liegen die stündlichen Gradienten im Ausbauszenario 2 höher als im Ausbauszenario 1. Dies liegt daran, dass im Ausbauszenario 1 die angenommenen Photovoltaikpotentiale nicht überschritten werden und folgend im Ausbauszenario 2 mehr Strom aus Photovoltaikanlagen produziert wird. Die genauen Mengen können Abbildung 11 und Abbildung 12 entnommen werden.

7.1.3 Auswirkungen einer fluktuierenden Residuallast

Wie aus den Ergebnissen aus 7.1.1 hervorgeht, führt die sich stark verändernde stündliche Stromnachfrage in Kombination mit einer zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu einer höheren Schwankung der Residuallast. Eine Übersteigerung der erneuerbaren Erzeugung über die Systemlast führt zu einer negativen Residuallast, welches, unter Mangel notwendiger Flexibilitätsoptionen

wie Pumpspeicherkraftwerken oder Power-to-X Technologien, zu einer Drosslung erneuerbarer Erzeuger führen würde. In den Berechnungen zu den monatlichen Fehlmengen und Überschüssen lassen sich weiterhin die sehr hohen Energiemengen in allen Mobilitätsszenarien erkennen, die letztendlich ausgeglichen werden müssen, um den Netzbetrieb aufrecht zu erhalten. Der Bedarf konventioneller Erzeugungskapazitäten würde sich bei fehlenden Speichermöglichkeiten erhöhen, während Auslastung und Rentabilität erneuerbarer Erzeuger sinken.

Die in 7.1.2 errechneten hohen stündlichen Leistungsgradienten bewirken, dass bedeutend hohe positive und negative Residuallasten im Netz ausgeglichen werden müssen. Dabei könnten, wie in [30] erwähnt, falsche Prognosen bei dynamischen Dargebotsänderungen, wie zum Beispiel bei einer Gewitterfront mit Starkwind, die „Anforderungen an die Regelzonen und die Leistungsfrequenzregelung massiv steigern“ [30].

In [30] wird weiterhin darauf hingewiesen, dass insbesondere Umspannwerke an ihre Grenzen stoßen könnten, da hohe Einspeisungsleistungen und lokale Clusterungen von Erzeugungsanlagen (vor allem Windparks) große Probleme bieten. Die durch den Ausbau erneuerbarer Energien resultierende zeitweise lokale Abnahme der Kurzschlussleistung stellt ein weiteres Problem dar. Um eine „sichere Erfassung von Kurzschlussereignissen durch die entsprechenden Schutzgeräte“ [31] und die „Spannungsqualität und -stabilität im Netz“ [30] zu gewährleisten, ist die Aufrechterhaltung einer Mindestkurzschlussleistung notwendig.

7.2 Möglichkeiten zur Deckung der Residuallast

Wie in 7.1 bereits erwähnt, kann die Residuallast mithilfe verschiedener Flexibilitätsoptionen wie disponiblen Erzeugern, Speicherkraftwerken, Power-to-X-Technologien, Stromimporten und -exporten oder Demand Side Management ausgeglichen werden. In dieser Arbeit wird auf die Möglichkeit des Ausgleichs der Residuallast durch Stromspeicher zurückgegriffen.

Zur Bestimmung der theoretisch notwendigen Leistung und Größe eines solchen virtuellen Stromspeichers wurden anhand der Residuallastdaten aller Mobilitätsszenarien mit dem Ausbauszenario 1 Berechnungen zur Dimensionierung des Speichers im Rahmen eines Forschungsprojekts am Institut für Fahrzeugantriebe der TU Wien (siehe [5]) durchgeführt. Im Folgenden werden diese Ergebnisse kurz vorgestellt und erläutert.

Für die Speicherberechnungen wurde angenommen, dass die Residuallasten durch ein Pumpspeicherkraftwerk in Form einer saisonalen Speicherung gedeckt werden. Zum Speicherkraftwerk wurden folgende Annahmen getroffen [5]:

- Wirkungsgrad AC-to-AC: 80 %
- Wirkungsgrad Einspeicherung/Ausspeicherung: 89,4 %
- Speicherverluste: 0,05 %/Tag
- Entladungstiefe: 90 %
- EFC (Vollladezyklen): 20.000
- Dimensionen der Malta-Kraftwerke zum Vergleich: Energieinhalt: 588,3 GWh; Engpassleistung Turbinen- bzw. Pumpbetrieb: 891 MW bzw. 406 MW [32]

Tabelle 14 zeigt eine Auflistung der wichtigsten Ergebnisse aus [5]. Im Folgenden werden die Ergebnisse für das Szenario „100% BEV“ erläutert.

Tabelle 14 - Ergebnisse der Speicherberechnungen aus [5]

	„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
Speichergröße [TWh]	19,5	24	28
Max. Netzenergie zur Einspeicherung [GW]	17,6	24	32
Zusätzlicher Ausbau PV [GW]	3,3	4,1	5,3
Zusätzlicher Ausbau Windkraft [GW]	1,5	1,8	2,4

Die Berechnungen aus [5] für das Szenario „100% BEV“ resultieren in einem theoretisch notwendigen Speichervolumen von 28 TWh. Dies entspricht in etwa dem 48-fachen des Energieinhalts der Malta-Kraftwerke.

Des Weiteren wird durch die anfallenden Speicherverluste ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien benötigt. Die zusätzlich erforderliche Jahresarbeitsmenge in diesem Szenario beläuft sich auf 11 TWh. Hier wird davon ausgegangen, dass jeweils 50 % durch Windkraft und Photovoltaikanlagen produziert wird, womit sich ein zusätzlich notwendiger Ausbau von 2,4 GW Windkraft und 5,3 GW Photovoltaik ergibt.

Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass durch die beträchtlichen Energiemengen der saisonalen Speicherung auch große Netzenergien zur Einspeicherung notwendig sind. Diese belaufen sich unter den getroffenen Annahmen auf 32 GW. Damit kann der errechnete Leistungsbedarf aus 5.1 und der maximale Gradient der Residuallast aus 0 des Szenarios „100% BEV“ in jedem Fall gedeckt werden.

Für die Szenarien „E-Fuel“ und „50:50“ ergeben sich ähnliche Speichergrößen (siehe Tabelle 14), da die Mobilitätsszenarien nur einen Teil der Residuallast des Gesamtsystems Österreich beeinflussen.

8 Flächenbedarf der Energieerzeugung

Der Flächenbedarf der Energieerzeugung stellt eine weitere kritische Ausgangsgröße in der Umsetzbarkeitsanalyse der verschiedenen Ausbau- und Stromnachfragepfade dar. Hierbei wird im Folgenden zunächst der anfallende Flächenbedarf durch den zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien in Österreich berechnet und erläutert. In dieser Arbeit wird primär der Flächenbedarf des Wasserkraft-, Wind- und Photovoltaikausbaus untersucht. Die Ergebnisse werden im Anschluss mit Potentialstudien gegenübergestellt und auf Realisierbarkeit geprüft. Zuletzt wird auf den Flächenbedarf der E-Fuel-Erzeugung am Beispiel Nordafrika eingegangen.

8.1 Flächenbedarf für Erzeugungsausbau in Österreich

Der Flächenbedarf der Stromerzeugung in Österreich wird anhand der zusätzlich benötigten Leistung je Szenario ermittelt. Hierbei werden, wie in Kapitel 6.2 erwähnt, die benötigten Strommengen je Erzeuger durch die Volllaststunden des Basisjahres 2019 geteilt, wodurch sich die notwendige Leistung in MW ergibt. Die Leistung wird anschließend mit einem Flächenfaktor [km^2/MW] multipliziert und ergibt somit den Flächenbedarf des betrachteten Erzeugers.

Die Flächenfaktoren ergeben sich aus der Mittelung von recherchierten Daten zum spezifischen Flächenbedarf von erneuerbaren Erzeugern und sind in Tabelle 15 angeführt. Dabei muss beim Flächenbedarf von Windkraftwerken beachtet werden, dass 99% der notwendigen Fläche für Windkraftanlagen (wegen den Abständen zwischen Anlagen) zusätzlich der land- oder forstwirtschaftlichen Nutzung zur Verfügung steht und daher nicht „verbraucht“ ist [33].

Tabelle 15 - Flächenbedarf pro MW installierter Leistung

	Flächenfaktor [km^2/MW]	Quelle(n)
Wind Onshore	0,051	[34]
Wind Offshore	0,139	[34]
Wasserkraft	0,5	[34]
Photovoltaik Freifläche	0,014	[29], [34], [35]

Durch die Kombination der zwei Ausbauszenarien (Kapitel 6.2) mit den drei Szenarien im Mobilitätssektor ergeben sich für Österreich insgesamt 6 Szenarien, die in Tabelle 16 aufgelistet sind.

Tabelle 16 - Szenarien bzgl. der Entwicklung der Erzeugungsstruktur und des jährlichen Strombedarfs in Österreich

	Strombedarf [TWh/a]		
	114	127	143
Ausbauszenario 1	"E-Fuel - 1"	"50:50 - 1"	"100% BEV - 1"
Ausbauszenario 2	"E-Fuel - 2"	"50:50 - 2"	"100% BEV - 2"

Mit den angenommenen Werten zur Stromnachfrage und damit zum Ausbau erneuerbarer Energien ergibt sich der Flächenbedarf je Erzeuger und Szenario in Tabelle 17.

Tabelle 17 - Flächenbedarf je nach Ausbauszenario

Flächenbedarf [km ²]	"E-Fuel - 1"	"E-Fuel - 2"	"50:50 - 1"	"50:50 - 2"	"100% BEV - 1"	"100% BEV - 2"
Wasserkraft	966	966	966	965	965	965
Wind Onshore	326	205	326	476	326	833
Photovoltaik Freifläche	350	426	519	426	744	426
Gesamt	1.640	1.600	1.810	1.890	2.035	2.220

Es ist zu erkennen, dass im „E-Fuel – 1“-Szenario der Windausbau trotz des geringeren Ausbaus im Vergleich zur Photovoltaik (6,5 GW vs. 24,8 GW) einen ähnlich hohen Flächenbedarf hat, was durch den für die Vermeidung von gegenseitiger Beeinflussung zwischen Windkraftanlagen notwendigen Abstand begründet ist. Würde man die Abstandsflächen, dessen Nutzung bekanntlich von der Land- und Forstwirtschaft in Anspruch genommen werden kann, wegdenken, so hätte die Windkraft einen geringeren Flächenbedarf als Photovoltaik-Freiflächenanlagen bei gleichem Energieertrag.

Für die „E-Fuel“-Szenarien ergeben sich Gesamtflächenbedarfe von 1.642 km² und 1.596 km², was in beiden Fällen rund 1,9 % der Gesamtfläche Österreichs (83.879 km²) beträgt.

Für die Szenarien „50:50“ ergeben sich Flächenbedarfe von 1.811 km² und 1.886 km² oder 2,1 % bzw. 2,2 % der österreichischen Gesamtfläche. Hier lässt sich der erhöhte Photovoltaikausbau im Ausbauszenario 1 gegenüber dem Ausbauszenario 2 erkennen.

In den Szenarien „100% BEV – 1“ und „100% BEV – 2“ lassen sich weiterhin starke Anstiege im Flächenbedarf der Wind- und Photovoltaikerzeugung erkennen, die auf den hohen Ausbau zurückzuführen sind (siehe Tabelle 9). Die Gesamtflächenbedarfe steigen hier auf 2.035 km² und 2.224 km² oder 2,4 % bzw. 2,7 % der Gesamtfläche Österreichs.

8.2 Flächenbedarf der Stromspeicherung

In der Berechnung des Flächenbedarfs der Stromspeicherung wird zunächst die anfallende Fläche der zusätzlich notwendigen Energieerzeugung zur Deckung der Speicherverluste betrachtet. Aus den Berechnungen in 7.2 ergibt sich je nach Mobilitätsszenario ein zusätzlicher Ausbau von 3,3 bis 5,3 GW Photovoltaik und 1,5 bis 2,4 GW Windkraft. Mit den Flächenfaktoren aus 8.1 ergibt sich damit ein zusätzlicher Flächenbedarf von 123 bis 197 km².

Die benötigte Fläche des virtuellen Pumpspeicherkraftwerks ergibt sich aus der Multiplikation der errechneten Speichergröße aus 7.2 mit dem angenommenen Oberflächenbedarf von 4,3 km²/TWh aus [5]. Damit ergibt sich ein Flächenbedarf der Stromspeicherung von 84 bis 121 km².

In [5] wird auch die Möglichkeit eines Ringwallspeichers untersucht. Hier ist der spezifische Flächenbedarf jedoch weitaus höher (54,3 km²/TWh), wodurch sich die benötigte Fläche des Stromspeichers auf zwischen 1.059 und 1.520 km² erhöhen würde. Aufgrund des hohen Flächenbedarfs kann hier die Machbarkeit in Frage gestellt werden, wodurch möglicherweise andere Speichertechnologien, wie beispielsweise Wasserstoff, trotz der höheren Kosten zukünftig Anwendung finden könnten, was in [5] untersucht und in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet wird.

8.3 Flächenbedarf für die E-Fuel Erzeugung in Nordafrika (Österreich)

Zur Bestimmung des Flächenbedarfs der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe wird die notwendige Kraftwerksleistung je Szenario aus Kapitel 6.3 herangezogen. Diese wird, gleich wie im vorangehenden Kapitel 8.1, mit dem Flächenfaktor der Freiflächenphotovoltaik multipliziert, wodurch sich die notwendige Fläche der Energieerzeugung ergibt. Für die Mobilitätsszenarien in Österreich ergeben sich folgende Werte in Tabelle 18 für eine Stromerzeugung aus Photovoltaik in Marokko:

Tabelle 18 - Notwendige Photovoltaikfreifläche für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe in Nordafrika

Region		„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
Österreich	Notwendige Leistung [GW]	54,7	31,3	0
	Flächenbedarf [km ²]	772	442	0
	Anteil an Gesamtfläche Marokko [%]	0,15	0,09	0

In den Ergebnissen spiegelt sich der rund doppelt so hohe Anteil an Verbrennungskraftmotoren bzw. Plug-in-Hybriden im Fahrzeugbestand des „E-Fuel“-Szenarios im Vergleich zum „50:50“-Szenario wider. Da in allen Szenarien zwecks Klimaneutralität angenommen wird, dass die Kraftstoffe (Benzin und Diesel) zu 100 % über erneuerbare Energien synthetisch hergestellt werden, zeigt sich der Zusammenhang zwischen dem Anteil der Verbrenner im Bestand und der notwendigen Fläche für die E-Fuel-Erzeugung in den Ergebnissen der Tabelle 18. An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass der Flächenbedarf für etwaige Stromzwischenpeicher, Elektrolyseure, DAC- sowie Umwandlungsanlagen nicht berücksichtigt wird.

Weitere Berechnungen zeigen, dass bei einer E-Fuel-Erzeugung mit Freiflächenphotovoltaik in Österreich aufgrund der geringeren Volllaststunden (1.037 VLH, Basisjahr 2019 [36]) eine rund doppelt so große Fläche notwendig wäre. Zur besseren Vorstellung ist in [Abbildung 21](#) die zur Erzeugung des österreichischen Treibstoffbedarfs im Szenario „50:50“ notwendige PV-Fläche über die Stadt Wien gelegt worden. Der resultierende Flächenbedarf würde in etwa 1 % der österreichischen Gesamtfläche entsprechen. Im „E-Fuel“-Szenario würde sich bei dem rund 75 % höheren Treibstoffbedarf die Fläche auf 1.512 km² erhöhen, was circa 1,8 % der Gesamtfläche Österreich entspricht.

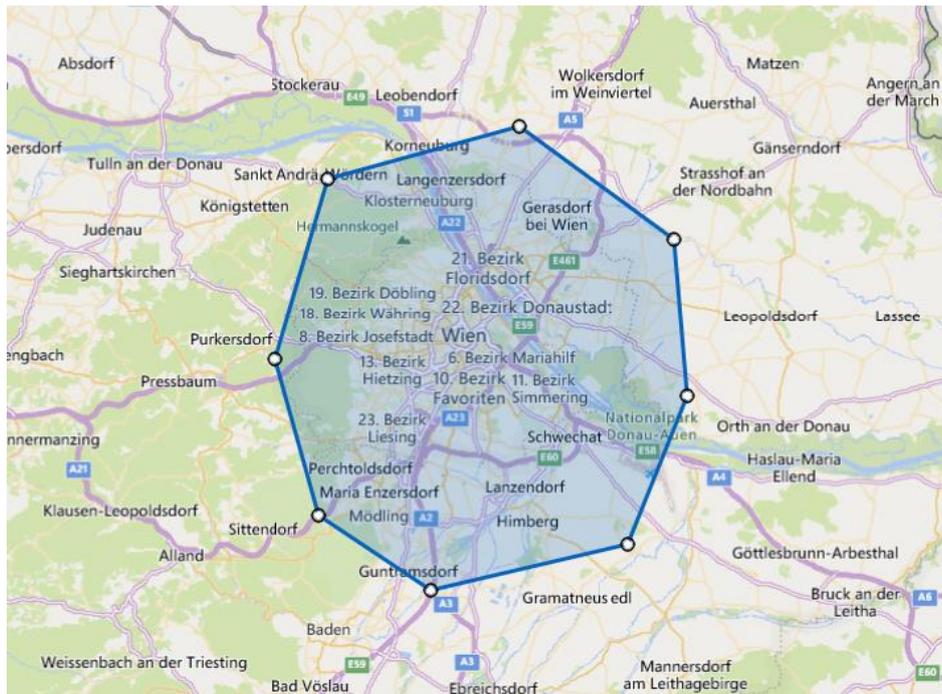


Abbildung 21 – PV-Flächenbedarf zur inländischen Erzeugung der notwendigen Strommenge für die synthetische Treibstoffherstellung im Szenario „50:50“ [62]

8.4 Umsetzbarkeit

Wie in 6.4 erwähnt, beträgt laut [29] das wirtschaftlich, ökologisch und sozial realisierbare Flächenpotential für Photovoltaikanlagen in Österreich bis 2030 in den Sektoren Gebäude, Deponien und Verkehr rund 5,3 TWh. Damit wären 5,7 TWh Erzeugung durch Freiflächenphotovoltaikanlagen notwendig, um im Einklang mit den EAG-Zielen für das Jahr 2030 zu bleiben. Bei Betrachtung der Ergebnisse aus Tabelle 11 übersteigen zwei der sechs Szenarien das realisierbare Flächenpotential aus [29]. Damit wäre in diesen Szenarien ein vermehrter Ausbau auf Freiflächen notwendig, um den jährlich notwendigen Ausbau zu realisieren.

Aus 6.4 ergibt sich je nach Szenario ein notwendiger jährlicher PV-Ausbau zwischen 0,8 und 1,8 GW. Dies würde bis 2050 bei angenommenen 0,014 km²/MW aus Kapitel 8.1 einen zusätzlichen Flächenbedarf je nach Szenario von 347 bis 738 km² ergeben. Das entspricht etwa 2,3 bis 2,8 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche Österreichs [37].

Grundsätzlich müssen bei der Untersuchung der Durchführbarkeit des Photovoltaikausbaus weitere Faktoren berücksichtigt werden. Zum einen werden Potentiale durch technologische Entwicklungen und die einhergehende Wirkungsgradsteigerung von PV-Systemen beeinflusst. Neben physikalischen Grenzen dürfen auch klimatische Änderungen nicht vernachlässigt werden. Einen großen Einfluss haben klarerweise auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel

Strompreise, Einspeisetarife oder Anlagenkosten. Hinzu kommt die soziale Akzeptanz, in der sich die Haltung gegenüber Photovoltaikanlagen und die Investitionsfähigkeit widerspiegelt. Diese Faktoren erschweren die Umsetzbarkeit zusätzlich.

Auch im errechneten Flächenbedarf für die E-Fuel-Erzeugung stellt sich die Frage nach der Umsetzbarkeit. Im „E-Fuel“-Szenario, bei dem 100 % des österreichischen Treibstoffbedarfs in Nordafrika produziert wird, werden in etwa 770 km² für die Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Freiflächenphotovoltaikanlagen benötigt. Das entspricht rund 0,15 % der Gesamtfläche Marokkos. Für den Treibstoffbedarf in der EU würde diese Fläche sogar auf 51.864 km² (11,6 % der Gesamtfläche Marokkos) steigen. Der Flächenbedarf für weitere große Märkte, welcher im nachfolgenden Kapitel gezeigt wird, unterstreicht die Problematik der Umsetzbarkeit.

8.5 Flächenbedarf für die E-Fuel Erzeugung in Nordafrika (EU, USA, China und Japan)

Der Flächenbedarf für die Regionen EU, USA, China und Japan wird, wie in 8.3, anhand der notwendigen Kraftwerksleistung und dem Flächenfaktor für die Freiflächenphotovoltaik bestimmt. Für eine Erzeugung in Nordafrika ergibt sich somit die folgende Tabelle 19.

Tabelle 19 - Notwendige Photovoltaikfreifläche für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe in Nordafrika nach Region

Region		„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
EU	Flächenbedarf [km ²]	51.900	30.000	0
	Anteil an Gesamtfläche Marokko [%]	11,6	6,7	0
USA	Flächenbedarf [km ²]	106.800	63.400	0
	Anteil an Gesamtfläche Marokko [%]	23,9	14,2	0
China	Flächenbedarf [km ²]	119.000	66.300	0
	Anteil an Gesamtfläche Marokko [%]	26,7	14,8	0
Japan	Flächenbedarf [km ²]	26.500	15.000	0

	Anteil an Gesamtfläche Marokko [%]	5,9	3,35	0
Summe	Flächenbedarf [km²]	304.400	175.000	0

Betrachtet man die Summe der Flächenbedarfe am Beispiel des Szenarios „E-Fuel“, so ergibt sich ein Gesamtflächenbedarf aller Regionen (EU, USA, China, Japan) von rund 304.000 km². Dies entspricht in etwa 70 % der Gesamtfläche Marokkos. Abbildung 22 zeigt die notwendige Photovoltaikfläche über Marokko.



Abbildung 22 - Notwendige Freiflächenphotovoltaik zur Deckung des flüssigen Kraftstoffbedarfs aller Regionen (EU, USA, China, Japan) im Szenario "E-Fuel" [62]

9 Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Auf Basis des zuvor ermittelten Ausbaubedarfs je nach Mobilitätsszenario sollen nachfolgend die Kosten des Erzeugungsausbaus abgeschätzt werden. Hierbei wird zunächst auf die Investitions- und Betriebskosten für den Ausbau erneuerbarer Energien eingegangen. Zuletzt wird noch eine Abschätzung der Kosten für die synthetische Kraftstoffherstellung durchgeführt.

9.1 Kosten des Erzeugungsausbaus in Österreich

Die Kosten des Kapazitätenausbaus je Erzeuger werden auf Basis der Investitionskosten pro installiertem MW hochgerechnet. Dabei wurde zunächst auf die Richtwerte in [38] zurückgegriffen. In weiterer Folge wurden für eine Abschätzung der künftigen Investitionskosten prognostizierende Werte des Referenzszenarios aus [39] für das Jahr 2050 herangezogen. Für die Betriebskosten wurden auch Richtwerte aus [39] übernommen. Die Kostenerhebung ist in Tabelle 20 zu sehen.

Tabelle 20 - Investitions- und Betriebskosten für regenerative Stromerzeugungsanlagen aus [38] und [39]

	Investitionskosten 2020 [€/kW]	Investitionskosten 2050 [€/kW]	Betriebskosten pro Jahr [% der Investitionskosten]
Wasserkraft	2.012	2.389	2,5
Photovoltaik	907	456	1,5
Wind Onshore	1.422	1.078	2,5
Wind Offshore	3.253	1.600	3,2
Geothermie	3.261	2.254	2,0

Mit den in Tabelle 20 angegebenen durchschnittlichen Investitionskosten im Jahr 2020 ergibt sich für die 6 Szenarien in Österreich die in Tabelle 21 aufgelistete Kostenzusammensetzung für den inländischen Ausbau erneuerbarer Energien:

Tabelle 21 - Ergebnisse der Kostenberechnung für Österreich je nach erreichter Erzeugungsstruktur und aktuellen Kosten

Ausbauszenario		Wasserkraft	Wind Onshore	Photovoltaik	Gesamt
„E-Fuel – 1“	Investitionskosten [Mrd. €]	3,9	9,2	22,5	35,6
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,1	0,23	0,34	0,66
„E-Fuel – 2“	Investitionskosten [Mrd. €]	3,9	5,8	27,4	37,02
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,1	0,14	0,41	0,65
„50:50 – 1“	Investitionskosten [Mrd. €]	3,9	9,2	33,4	46,5
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,1	0,23	0,5	0,83
„50:50 – 2“	Investitionskosten [Mrd. €]	3,9	13,4	27,3	44,6
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,1	0,34	0,41	0,84
„100% BEV - 1“	Investitionskosten [Mrd. €]	3,9	9,2	47,8	60,9
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,1	0,23	0,72	1,04
„100% BEV – 2“	Investitionskosten [Mrd. €]	3,9	23,5	27,4	54,7
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,1	0,59	0,41	1,09

Werden die Berechnungen nun anhand der prognostizierenden Werte aus Tabelle 20 für das Jahr 2050 durchgeführt, ergeben sich folgende Kosten in Tabelle 22:

Tabelle 22 - Ergebnisse der Kostenberechnung für Österreich je nach erreichter Erzeugungsstruktur für das Jahr 2050

Ausbauszenario		Wasserkraft	Wind Onshore	Photovoltaik	Gesamt
„E-Fuel – 1“	Investitionskosten [Mrd. €]	4,6	7	11,3	22,9
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,12	0,17	0,17	0,46
„E-Fuel – 2“	Investitionskosten [Mrd. €]	4,6	4,4	13,8	22,7
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,12	0,11	0,21	0,43
„50:50 – 1“	Investitionskosten [Mrd. €]	4,6	7	16,8	28,4
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,12	0,17	0,25	0,54
„50:50 – 2“	Investitionskosten [Mrd. €]	4,6	10,2	13,7	28,6
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,12	0,25	0,21	0,58
„100% BEV - 1“	Investitionskosten [Mrd. €]	4,6	6,9	24	35,6
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,12	0,17	0,36	0,65
„100% BEV – 2“	Investitionskosten [Mrd. €]	4,6	17,8	13,8	36,2
	Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	0,12	0,44	0,21	0,77

Im Vergleich der beiden Ergebnistabellen ergeben sich prozentuelle Einsparungen der Gesamtkosten für Österreich, die im Folgenden für jedes Szenario aufgelistet sind. In Tabelle 23 ist außerdem eine Abschätzung der Kosten pro Person bei den Investitionskosten 2050 angeführt.

Tabelle 23 - Einsparungen in der Gesamtkostenrechnung bei Verwendung prognostizierender Kosten für 2050 in Österreich

Ausbauszenario	Einsparung Investitionskosten [%]	Abgeschätzte Kosten pro Person für Investitionskosten [€/pro Person]
„E-Fuel – 1“	-35,7	2.570
„E-Fuel – 2“	-38,7	2.550
„50:50 – 1“	-38,9	3.180
„50:50 – 2“	-35,9	3.200
„100% BEV - 1“	-41,5	4.000
„100% BEV - 2“	-33,8	4.060

Die Ergebnisse in Tabelle 23 zeigen zunächst mögliche Einsparungen zwischen rund 33 und 42 Prozent, sollten künftige Investitionskosten die angenommenen Werte aus [39] erreichen. Bei der Abschätzung der Kosten pro Person sind in den verschiedenen Ausbauszenarien nur geringe Unterschiede zu erkennen.

Interessant ist auch der Kostenvergleich der Ausbauszenarien 1 und 2 und die Veränderung der Gesamtkosten bei Verwendung der Investitionskosten aus 2050. In den Szenarien „100% BEV - 1“ und „100% BEV - 2“ ergeben sich beispielsweise Gesamtkosten nach aktuellen Investitionskosten von 60,9 bzw. 54,7 Mrd. €. Sollten sich die Investitionskosten auf die Annahmen in [39] reduzieren, so fallen die Gesamtkosten des „100% BEV - 2“-Szenarios diesmal höher aus als im Szenario „100% BEV - 1“. Dies ist durch die angenommene Halbierung der Kosten pro kW für Photovoltaikanlagen bis 2050 begründet, die sich bei hohem PV-Zubau im Ausbauszenario 1 (siehe Kapitel 6.2) stark auf die Gesamtkosten auswirkt.

9.2 Kosten der Herstellung von E-Fuels

Die Gestehungskosten (Levelized Cost of Production, LCOP) für die strombasierten Kraftstoffe in Betrachtung der Mobilitätsszenarien aus 4.1.2 werden mithilfe des Kostenrechners von Agora [39] am Beispiel einer Erzeugung in Nordafrika bestimmt. Dabei werden sowohl die Stromgestehungskosten, Umwandlungskosten der Wasserstoffelektrolyse und Treibstoffsynthese, Netzkosten sowie die Transportkosten je nach Erzeugungsort berücksichtigt. Die Annahmen, die im Agora-Rechner getroffen wurden, sind in folgender Tabelle 24 aufgelistet:

Tabelle 24 - Annahmen zur Berechnung der Kosten synthetischer Kraftstoffe [39]

Ursprungsland des synthetischen Kraftstoffes	Nordafrika
Quelle der Erneuerbaren Energie	Photovoltaik (Single-axis tracking)
Methode der CO ₂ -Gewinnung	Direct Air Capture
Quelle des benötigten Wassers	Meerwasserentsalzungsanlagen
Technologie der Wasserstoffelektrolyse	Niedrigtemperatur
Zinssatz	6 %

Dabei wird zunächst angenommen, dass die notwendige Elektrizität für die Wasserstoffelektrolyse (Niedrigtemperaturverfahren) auf Basis von Photovoltaikanlagen in Nordafrika mit nachgeführten Systemen (Single-axis tracking) bereitgestellt wird. Die Auslastung der Photovoltaikanlage und damit auch der Wasserstoffelektrolyse wird mit 2.344 Vollaststunden angenommen. Wie in Kapitel 4.1.4 bereits angesprochen, könnte die Auslastung des Elektrolyseverfahrens prinzipiell durch den Gebrauch von Stromspeichern gesteigert werden, jedoch übersteigen laut [15] die damit verbundenen Kosten den Nutzen der erhöhten Auslastung deutlich.

Die spezifischen Investitions- sowie Betriebskosten für die technologischen Bausteine der synthetischen Kraftstofferzeugung können [39] entnommen werden. In die jeweiligen Investitionskosten der Anlagen fließen sowohl die Vollaststunden und Lebensdauer der Anlage als auch die Zinsen ein, während die Betriebskosten vom Wirkungsgrad der Prozesse abhängig sind. Als Resultat der Annahmen und Berechnungen in [39] ergibt sich die in Tabelle 25 angeführte Aufteilung der Kosten für synthetische flüssige Kraftstoffe.

Tabelle 25 - Kostenaufteilung der Herstellungskosten synthetischer Kraftstoffe nach [39]

Referenzszenario 2050	Kosten [ct/kWh(PtL)]
Stromkosten Wasserstoffelektrolyse	2,837
Umwandlung Wasserstoffelektrolyse	3,248
Umwandlung in flüssigen Kraftstoff (inkl. H ₂ Speicher)	3,761
Transport	0,022
Netz/Vertrieb	1,000
Gesamtkosten synthetischer flüssiger Kraftstoffe	10,87

Durch Anwendung dieser Ergebnisse auf den Treibstoffbedarf je Mobilitätsszenario in Österreich ergeben sich folgende Gesamtkosten pro Jahr in Tabelle 26.

Tabelle 26 - Ergebnisse der Berechnungen für Österreich, ermittelt mit Kosten aus [39]

Studie		„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
	Treibstoffbedarf [TWh(PtL)/Jahr]	57,7	33	0
<u>Agora</u> : Nordafrika PV	Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]	6,27	3,59	0

9.3 Kosten der Herstellung von Wasserstoff

Zur Bedarfsdeckung der FCEV und FCT wird eine Herstellung von Wasserstoff über lokale Elektrolyseanlagen in Österreich angenommen. In [40] wird ein Szenario gezeigt, in dem Wasserstoff in Deutschland über den Netzbezug von erneuerbaren Energien produziert wird. Dabei werden 4.000 Volllaststunden für die Elektrolyse und 5 % WACC (Weighted Average Cost of Capital) angenommen. Für den Transport wird von einem Pipelinetransport über eine Distanz von 500 km ausgegangen. In Tabelle 27 sind die Kosten für den betrachteten Fall aufgelistet:

Tabelle 27 - Kostenaufteilung der Bereitstellungskosten von Wasserstoff nach [40]

Referenzszenario 2050	Kosten [ct/kWh(H ₂)]
Stromkosten	8
CAPEX	2,5
Betriebskosten	1,1
Transport und Verteilung	1,8
Bereitstellungskosten beim Endverbraucher	13,4

Mit einer benötigten jährlichen Wasserstoffmenge von rund 835 GWh im „E-Fuel“-Szenario bzw. 458 GWh im Szenario „50:50“ lassen sich die Gesamtkosten errechnen. Diese belaufen sich im „E-Fuel“-Szenario auf 111,9 Mio. Euro und im „50:50“-Szenario auf 61,4 Mio. Euro pro Jahr.

9.4 Gesamtkosten für Österreich

Für die Berechnung der Gesamtkosten wurde das Ausbauszenario 1 in Kombination mit Kosten für die E-Fuel-Erzeugung aus Tabelle 25 gewählt. Durch die Aufsummierung der Kosten für die zusätzliche inländische Stromerzeugung, die Herstellung synthetischer Kraftstoffe in Nordafrika und den Speicherkosten ergeben sich die folgenden in Tabelle 28 aufgelisteten Gesamtkosten pro Jahr je nach Mobilitätsszenario.

Tabelle 28 - Gesamtkosten für die Speicherung, den inländischen Erzeugungsausbau und die Herstellung synthetischer Kraftstoffe - Szenarien im Vergleich

Ausbauszenario	Inländischer Erzeugungsausbau Investitionskosten + Betriebskosten [Mrd. €/Jahr]	Herstellung synthetischer Kraftstoffe [Mrd. €/Jahr]	Speicherkosten CAPEX + OPEX [Mrd. €/Jahr]	Gesamt [Mrd. €/Jahr]
„E-Fuel – 1“	1,9	6,3	0,8	9
„50:50 – 1“	2,4	3,6	1	7
„100% BEV – 1“	3,1	0	1,4	4,5

Damit ergeben sich für die Szenarien folgende Abschätzung für die jährlichen Kosten pro Kopf in Österreich:

- „E-Fuel – 1“: **1010 €/Person**
- „50:50 – 1“: **785 €/Person**
- „100% BEV – 1“: **505 €/Person**

Das Szenario „E-Fuel“ zeigt mit 9 Mrd. Euro pro Jahr die höchsten Kosten auf. An zweiter Stelle liegt das Szenario „50:50“ mit 7 Mrd. Euro pro Jahr. Das Szenario „100% BEV“ hat im Vergleich zu den anderen Szenarien aufgrund des erhöhten Strombedarfs im Mobilitätssektor zwar höhere jährliche Errichtungskosten, liegt dennoch weit unter den anderen Szenarien.

Des Weiteren ist hier anzumerken, dass nur die Investitions- und Betriebskosten für den zusätzlichen inländischen Ausbau beachtet werden. Stromgestehungskosten der bestehenden Erzeugungsstruktur werden nicht berücksichtigt. Auch die Kosten für notwendige Netzerweiterungsmaßnahmen sind hier nicht berücksichtigt.

9.5 Kosten für die EU, USA, China und Japan

Die Berechnung der Kosten für die anderen Regionen werden auch auf Basis der zuvor angeführten Bereitstellungskosten beim Endverbraucher berechnet. Hier ist anzumerken, dass die Kosten in den betrachteten Regionen aufgrund der größeren Transportwege und unterschiedlichen Stromkosten wesentlich höher sein könnten. Die Ergebnisse in Tabelle 29 stellen eine grobe Abschätzung der Kosten unter den getroffenen Mobilitätsszenarien und Annahmen in 9.2 und 9.3 dar.

Annahmen zu den Kosten der E-Fuel Herstellung:

- Bereitstellungskosten E-Fuel: 10,87 ct/kWh(PtL)
- Bereitstellungskosten Wasserstoff: 13,4 ct/kWh(Hs)

Tabelle 29 - Kosten der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe für die EU, USA, China und Japan nach Mobilitätsszenario

Herstellung synthetischer Kraftstoffe	Region		„E-Fuel“	„50:50“	„100% BEV“
	EU	Treibstoffbedarf [TWh(PtL)/Jahr]		3880	2240
Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]			421	243	0
USA	Treibstoffbedarf [TWh(PtL)/Jahr]		7901	4680	0
	Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]		859	508,8	0
China	Treibstoffbedarf [TWh(PtL)/Jahr]		5760	3204	0
	Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]		626	348	0
Japan	Treibstoffbedarf [TWh(PtL)/Jahr]		937	530	0
	Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]		102	57,6	0
Herstellung von Wasserstoff	EU	Wasserstoffbedarf [TWh/Jahr]	66	31,8	0
		Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]	8,9	4,3	0
	USA	Wasserstoffbedarf [TWh/Jahr]	163	72,2	0
		Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]	21,9	9,7	0
	China	Wasserstoffbedarf [TWh/Jahr]	94,5	49,6	0
		Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]	12,7	6,7	0
	Japan	Wasserstoffbedarf [TWh/Jahr]	25,4	11,1	0
		Gesamtkosten [Mrd. €/Jahr]	3,4	1,5	0

10 Sensitivitätsanalyse

Aus den bisherigen Kapiteln geht hervor, dass die unterschiedlichen Bestandszenarien im Mobilitätssektor („E-Fuel“, „50:50“ und „100% BEV“) einen wesentlichen Einfluss nicht nur auf den jährlichen Strombedarf und die notwendige Menge an erneuerbarer Energie, sondern auch auf den Systemlastgang haben. Im Folgenden sollen die wichtigsten Einflussgrößen im Verkehrssektor variiert und deren Einfluss auf die Ergebnisse zum Strom- und Flächenbedarf sowie auf die Kosten gezeigt werden.

10.1 Variation des BEV-Verbrauchs

In Anlehnung an [7] werden die Auswirkungen eines geänderten BEV-Verbrauchs auf den Leistungsgang des Mobilitätssektors in Österreich aufgezeigt. Dabei werden die Fälle „Erhöhung des BEV-Verbrauchs um 20 %“ und „Reduktion des BEV-Verbrauchs um 20 %“ in Anbetracht der Maximallast, des Energie- und Flächenbedarfs sowie der Kosten untersucht. Für die Erzeugungsstruktur wird das Ausbauszenario 1 gewählt. Die Variationen liefern die folgenden Ergebnisse in Tabelle 30.

Tabelle 30 - Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Variation des BEV-Verbrauchs um +20 % bzw. -20 % je Mobilitätsszenario

		„E-Fuel“ - 1	„50:50“ - 1	„100% BEV“ - 1
Referenz	Maximallast [MW]	2350	7560	14400
	Strombedarf Mobilitätssektor [TWh/Jahr]	8,7	20,6	36,2
	Gesamte installierte Leistung [GW]	55,1	67,1	83
	Flächenbedarf [km ²]	1640	1810	2035
	Kosten [Mrd. €]	22,9	28,4	35,6
+20%	Maximallast [MW]	2700	8970	17200
	Strombedarf Mobilitätssektor [TWh/Jahr]	9,5	23,9	42,8
	Gesamte installierte Leistung [GW]	55,9	70,5	89,7
	Flächenbedarf [km ²]	1660	1860	2130
	Kosten [Mrd. €]	23,3	29,9	38,6

-20%	Maximallast [MW]	2000	6160	11600
	Strombedarf Mobilitätssektor [TWh/Jahr]	7,8	17,2	29,6
	Gesamte installierte Leistung [GW]	54,2	63,8	76,3
	Flächenbedarf [km ²]	1630	1760	1940
	Kosten [Mrd. €]	22,5	26,8	32,6

Abbildung 23 zeigt die Ergebnisse der vorangehenden Sensitivitätsanalyse am Beispiel des „100% BEV“-Szenarios. Es ist auffällig, dass eine Änderung des BEV-Verbrauchs eine in etwa gleich hohe Änderung der Maximallast des Mobilitätssektors herbeiführt. Auch der Strombedarf ändert sich in diesem Szenario um rund 20 %. Bei der installierten Leistung führt die Änderung des Verbrauchs um 20 % zu einem um 8 % höheren bzw. geringeren Bedarf an erneuerbarer Kapazität. Der Flächenbedarf ändert sich lediglich um 4 %, während sich die Kosten um gute 8 % erhöhen bzw. verringern.

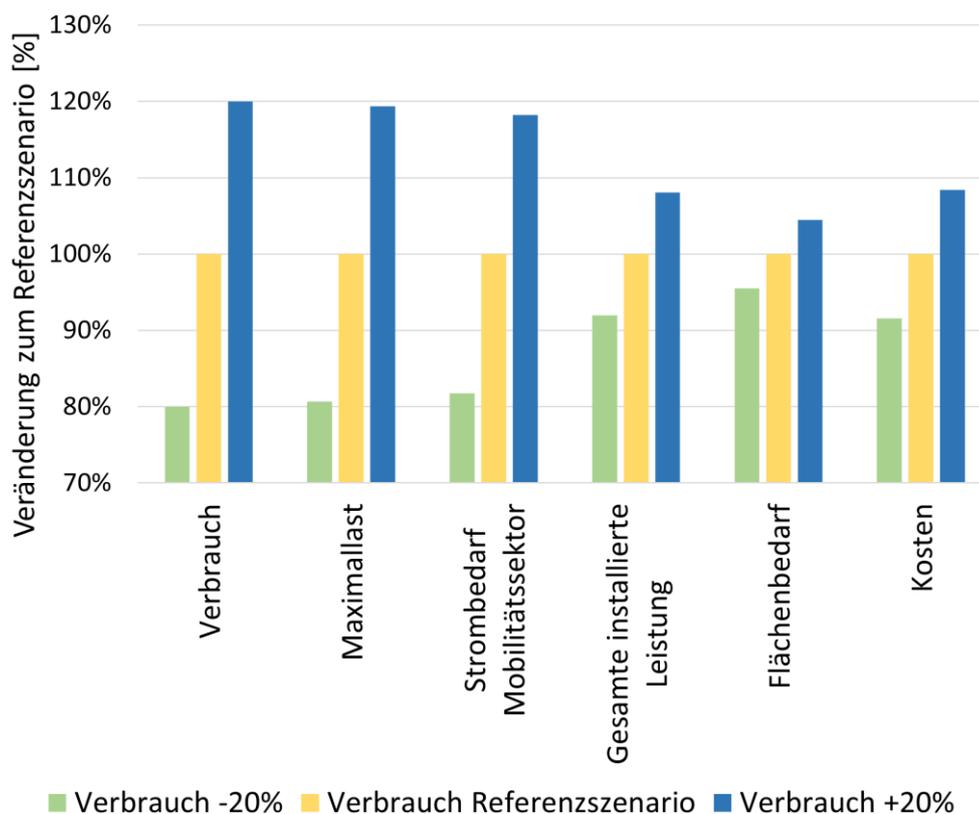


Abbildung 23 - Sensitivitätsanalyse unter Variation des BEV-Verbrauchs für das Szenario „100% BEV – 1“

10.2 Auswirkungen eines erhöhten PtL- und Elektrolysewirkungsgrades

In [40] wird in einer Entwicklung der **Elektrolysewirkungsgrade** bis 2050 angenommen, dass sich die Wirkungsgrade der AEL-, PEMEL- und HTEL-Anlagen auf zwischen 70 % und 77 % steigern. Während in dieser Arbeit ein eher konservativer Wert von 65 % angenommen wurde, wird in den folgenden Berechnungen 73 % als mittlerer Wert über die drei Technologien verwendet. Die Auswirkung des erhöhten Wirkungsgrades auf den Strombedarf im Mobilitätssektor wird im Folgenden kurz umrissen.

Die Berechnungen der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass der Anteil des inländischen Strombedarfs für die Herstellung von Wasserstoff in allen Mobilitätsszenarien um knappe 11 % sinkt, was durch die angenommene Steigerung des Wirkungsgrades begründet ist. Der inländischer Strombedarf des Mobilitätssektors sinkt im Szenario „E-Fuel“ um 1,63 % und im „50:50“-Szenario um 0,38 %. Dies resultiert aus dem im „E-Fuel“-Szenario höher angenommenen Anteil an Fuel Cell Trucks (FCT) im Nutzfahrzeugbestand (siehe Anhang 13.1).

Folgend werden die Auswirkungen eines erhöhten **Power-to-Liquid Wirkungsgrades** auf den Strom- und Flächenbedarf der E-Fuel Herstellung diskutiert. In [12] wird für das Jahr 2050 von einem durchschnittlichen Wirkungsgrad des Power-to-Liquid-Prozesses von 49,5 % ausgegangen (Annahme in dieser Arbeit: 45 %).

Unter diesen Annahmen sinkt der Strombedarf für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe im Szenario „E-Fuel“ von 128,2 TWh auf 116,6 TWh. Die notwendige PV-Anlagenleistung sinkt damit von 54,7 GW auf 49,7 GW. Daraus resultiert eine Reduktion des Flächenbedarfs der PV-Anlagen in Nordafrika um rund 9 %.

Im Szenario „50:50“ sinkt der Strombedarf der E-Fuel-Herstellung von 73,4 TWh auf 66,7 TWh. Die notwendige PV-Anlagenleistung sinkt um 9 % auf 28,4 GW, womit sich der Flächenbedarf von 441,6 km² auf 401,5 km² reduziert.

Insgesamt ist durch die Wirkungsgradsteigerungen eine Reduktion des Gesamtstrombedarfes in den Szenarien „E-Fuel“ und „50:50“ (Inländischer Strombedarf und Strombedarf für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe) von 12 TWh bzw. 6,8 TWh zu erwarten, wobei der Großteil auf den relativ hohen Bedarf an synthetischen Kraftstoffen im Vergleich zum Wasserstoff zurückzuführen ist (siehe 13.1 Daten zum Fahrzeugbestand).

11 Zusammenfassung

Die Erreichung der Klimaziele im Rahmen des Pariser Abkommens tritt in Bezug auf die Entwicklung der Energieversorgung immer weiter in den Vordergrund. Um Klimaneutralität im Jahr 2050 zu erreichen, bedarf es neben der notwendigen Umstellung der noch größtenteils durch fossile Energien geprägten Stromerzeugung einer Änderung der Verbraucherseite. Durch die Einführung zahlreicher Technologien wie die Stahlerzeugung durch Direktreduktion von grünem Wasserstoff, die Elektrifizierung des Antriebsstrangs oder die Einführung synthetischer Kraftstoffe können Treibhausgasemissionen reduziert werden. Dafür sind jedoch auch große Mengen an erneuerbarem Strom notwendig, wobei Flexibilitätsoptionen wie Stromspeicher oder grundlastfähige Erzeuger eine weitere kritische Rolle in der Energiewende einnehmen.

In dieser Arbeit wurde ein Modell zur Bewertung der Umsetzbarkeit verschiedener Technologien zur Erreichung der Klimaziele sämtlicher Sektoren hinsichtlich des Energie- und Flächenbedarfs sowie der anfallenden Kosten erstellt. Das Modell kann für beliebige Regionen verwendet werden und wurde in dieser Arbeit an den Beispielen Österreich, EU, USA, China und Japan angewendet.

Der künftige jährliche Strombedarf ist stark von den angenommenen Entwicklungen der untersuchten Sektoren abhängig. Im Mobilitätssektor wurden drei Szenarien betrachtet, die je nach Fahrzeugbestand in einem unterschiedlichen Strombedarf resultieren. Für das „E-Fuel“-Szenario (Anteil BEV im PKW-Bestand: 9 %, Treibstoffbedarf der VKM wird zu 100 % durch E-Fuels gedeckt) ergibt sich dabei ein jährlicher Strombedarf von 8,7 TWh. Für die Szenarien „50:50“ und „100% BEV“ ergeben sich respektive Werte von 20,6 TWh und 36,2 TWh elektrischer Energie pro Jahr.

Im Industriesektor wird von einem zusätzlichen Strombedarf von rund 33 TWh für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ausgegangen. Der Gesamtstrombedarf des Industriesektors steigt dadurch auf 64,7 TWh jährlich.

In den Sektoren Haushalt und Gewerbe wird ein leichter Rückgang im Strombedarf von rund 10 % auf 16,7 beziehungsweise 10,8 TWh pro Jahr erwartet.

Damit ergeben sich für die drei Szenarien jährliche Gesamtstrombedarfe in Österreich von 114 TWh („E-Fuel“), 127 TWh („50:50“) und 143 TWh („100% BEV“).

Durch die Überlagerung der errechneten Lastgänge sämtlicher Sektoren ergeben sich in der Systemlast Spitzenlasten im Szenario „100% BEV“ von knapp über 30 GW. Dies entspricht in etwa 265 % der Maximallast des Basisjahres 2019. In den Szenarien „50:50“ und „E-Fuel“ liegt sie bei 27 GW und 22,3 GW.

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist von der angenommenen Entwicklung der Erzeugungsstruktur abhängig. Bei Betrachtung der untersuchten Ausbauszenarien ergibt sich je nach Mobilitätsszenario ein notwendiger Leistungsausbau von rund 55 bis 83 GW.

Durch die volatile Erzeugungsstruktur ergibt sich in Kombination mit dem Ausbauszenario 1 eine erwartete Speichergröße im Szenario „100% BEV“ von 28 TWh, womit die errechneten Residuallasten ausgeglichen werden können. In den Szenarien „E-Fuel“ und „50:50“ beläuft sich diese auf 19,5 und 24 TWh.

In der Untersuchung des kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs des Stromnetzes ergeben sich im Szenario „100% BEV“ maximale positive und negative stündliche Gradienten von 13,3 GW und -10,7 GW. Das impliziert, dass vom Netz einerseits eine Abregelung von 10,7 GW innerhalb von einer Stunde verlangt wird. Andererseits müssen alternative Erzeuger oder Speicherkraftwerke in einer Stunde eine Leistung von 13,3 GW aufbringen.

In der Berechnung des Flächenbedarfs für den inländischen Ausbau Erneuerbarer Energien ergibt sich je nach Mobilitätsszenario eine benötigte Fläche von zwischen 1.600 und 2.200 km². Zur Deckung anfallender Speicherverluste sind weitere Windkraft- und Photovoltaikanlagen notwendig, wodurch ein weiterer Flächenbedarf von 123 bis 197 km² anfällt. Für das benötigte Pumpspeicherkraftwerk ergibt sich ein Flächenbedarf von 84 bis 121 km². Bei Verwendung eines Ringwallspeichers würde sich die benötigte Fläche des Stromspeichers auf zwischen 1.059 und 1.520 km² erhöhen. Aufgrund des hohen Flächenbedarfs kann hier die Machbarkeit in Frage gestellt werden, wodurch möglicherweise andere Speichertechnologien, wie beispielsweise Wasserstoff, trotz der höheren Kosten zukünftig Anwendung finden könnten.

In Österreich ergibt sich damit ein Gesamtflächenbedarf von rund 1.800 bis 2.500 km² für Speicherkraftwerke und den Ausbau Erneuerbarer Energien. Für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe in Marokko in den Szenarien „50:50“ und „E-Fuel“ wären PV-Flächen von 440 bzw. 770 km² notwendig. Bei einer Erzeugung in Österreich würde sich diese Fläche aufgrund der niedrigeren Volllaststunden verdoppeln.

Die kumulierten Kosten für den Ausbau Erneuerbarer Energien, die Errichtung und den Betrieb eines virtuellen Großspeichers und die Gestehungskosten synthetischer Kraftstoffe belaufen sich auf 9 („E-Fuel“), 7 („50:50“) und 4,5 („100% BEV“) Mrd. Euro pro Jahr.

12 Literaturverzeichnis

- [1] „Ihr Schlüssel zur europäischen Statistik,“ Eurostat, 2022. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/main/data/database>. [Zugriff am 24 08 2021].
- [2] „Erzeugung nach Typ,“ APG, 2022. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung-pro-Typ>. [Zugriff am 10 09 2021].
- [3] „Last,“ APG, 2022. [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/last>. [Zugriff am 12 07 2021].
- [4] „Standardlastprofile Strom,“ bdew, 2017. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 22 08 2021].
- [5] M. Lichtenwallner, „Entwicklung eines Modells zur Berechnung des Speicherbedarfs für erneuerbare Energie unter Berücksichtigung alternativer Antriebstechnologien in Österreich,“ Diplomarbeit an der Technischen Universität Wien, Wien, 2022.
- [6] „Handbuch für Emissionsfaktoren des Strassenverkehrs (HBEFA),“ INFRAS, 11 09 2019. [Online]. Available: <https://www.hbefa.net/d/>. [Zugriff am 20 04 2022].
- [7] T. Bruckmüller, „Entwicklung einer Methodik zur Bewertung des Ladeinfrastrukturbedarfs für Elektrofahrzeuge hinsichtlich Anzahl, Kosten und Auswirkungen auf die Energieversorgung am Beispiel Österreichs bis 2030,“ Dissertation am IFA der TU Wien, 2020.
- [8] „Siemens testet Hybrid-Lkw auf Autobahn mit Oberleitung,“ Siemens, 09 06 2015. [Online]. Available: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/verkehr/siemens-testet-hybrid-lkwautobahn-oberleitung/>. [Zugriff am 20 04 2022].
- [9] T. F. D. M. Axel Liebich, „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien,“ 05 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/systemvergleich-speicherbarer-energietraeger-aus>. [Zugriff am 13 04 2022].

- [10] H. D. Florian Ausfelder, „Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-To-X Technologien,“ Frankfurt am Main, 2019.
- [11] M. W. e. al., „Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw,“ Karlsruhe, 2019.
- [12] U. N. t. Z. Sebastian Drünert, „Power-to-Liquid fuels for aviation - Processes, resources and supply potential under German conditions,“ Applied Energy, Hamburg, 2020.
- [13] P. Schmidt, „Hydrogen from electrolysis as a key element in PtX pathways - Scenarios for a massive scale-up,“ Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, München, 2019.
- [14] D. G. K. A. P. Dr. Karin Arnold, „Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts,“ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2018.
- [15] Agora Verkehrswende, „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe,“ Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018.
- [16] R. Hartel und V. Slednev, „Dekarbonisierung des Energiesystems durch verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor bei gleichzeitigen Stilllegungen von Kraftwerken - Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland,“ KIT; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2018.
- [17] R. Geyer, S. Knöttner, C. Diendorfer und G. Drexler-Schmid, „IndustRiES - Energieinfrastruktur für 100% Erneuerbare Energie in der Industrie,“ Austrian Institute of Technology (AIT), Wien, 2019.
- [18] B. Kohl, „Energiebedarf H2 - Stahlherstellung,“ 2018. [Online]. Available: https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/image/projekte/energie_klimapolitik/Hylaw_ExCo_Nov18/Praesentationen/voestalpineBeitrag_HyLaw_NationalWorkshopAustriaNovember2018.pdf. [Zugriff am 02 08 2021].
- [19] S. Moser, R. Hofmann, T. Kienberger und A. W. C. B. Markus Haider, „Renewables4Industry - Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren,“ 2018.

- [20] „Strom - Betriebsstatistik 2019,“ E-Control, 2019. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2019>. [Zugriff am 10 08 2021].
- [21] Statistik Austria, „Energieeinsatz der Haushalte,“ 2019. [Online]. Available: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html. [Zugriff am 04 09 2021].
- [22] „Wie viel Strom eine Wärmepumpe benötigt,“ Hoval, 06 2020. [Online]. Available: https://www.hoval.at/de_AT/Wie-viel-Strom-eine-W%C3%A4rmepumpe-ben%C3%B6tigt/strombedarf-waermepumpe. [Zugriff am 05 09 2021].
- [23] Prognos AG; Öko-Institut e. V.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, „Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende,“ Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2020.
- [24] E-Control, „Der Tarifkalkulator der E-Control,“ E-Control, [Online]. Available: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/infos/tarifkalkulator#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_hOTOCquhAp7M_. [Zugriff am 11 09 2021].
- [25] „Netzverluste,“ APG, [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/netzverluste>. [Zugriff am 18 04 2022].
- [26] A. Veigl, „Energie- und Klimazukunft Österreich: Szenario für 2030 und 2050,“ Im Auftrag von Global 2000, Greenpeace und WWF, Wien, 2017.
- [27] B. Österreich, „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen,“ 01 03 2022. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>. [Zugriff am 01 03 2022].
- [28] S. Moidl, M. Jaksch-Fliegenschnee und E. Welss, „Outlook 2024 - Windenergie in Österreich,“ IG Windkraft, Wien, 2020.
- [29] H. Fechner, „Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer

- Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können,“ Österreichs Energie, Wien, 2020.
- [30] Austrian Power Grid AG, „Masterplan 2030: Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich, Planungszeitraum 2013-2030, Mit Ausblick bis 2050,“ APG, Wien, 2013.
- [31] „Kurzschlussleistung,“ enArgus, [Online]. Available: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d6363-2/*/*Kurzschlussleistung.html?op=Wiki.getwiki. [Zugriff am 16 01 2022].
- [32] Verbund Hydro Power AG, „Strom aus den Hohen Tauern und aus der Drau. Die Wasserkraftwerke in Kärnten,“ Wien, 2013.
- [33] Z. Salameh, Renewable Energy System Design, Academic Press, 2014.
- [34] M. Z. Jacobson und A.-K. v. Krauland, „Zero air pollution and zero carbon from all energy at low cost and without blackouts in variable weather throughout the U.S. with 100% wind-water-solar and storage,“ Elsevier, Stanford, USA, 2022.
- [35] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Freiburg, 2022.
- [36] „Strom - Bestandsstatistik,“ E-Control, 2022. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/bestandsstatistik>. [Zugriff am 04 11 2021].
- [37] „Land- und Forstwirtschaft,“ Statistik Austria, 2019. [Online]. Available: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/land_und_forstwirtschaft/index.html. [Zugriff am 02 03 2022].
- [38] IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2020,“ International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021.
- [39] M. Deutsch, „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.agora-energiewende.de/projekte/die-zukuenftigen-kosten-strombasierter-synthetischer-brennstoffe-1/>. [Zugriff am 15 12 2021].
- [40] S. Kreidelmeyer, H. Dambeck, D. A. Kirchner und M. Wunsch, „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger,“ Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2020.

- [41] P. A. GmbH, „Wasserkraftpotenzialstudie Österreich,“ Wien, 2018.
- [42] S. Moidl und H. Winkelmeier, „Neubewertung des Potentials zur Nutzung der Windkraft in Österreich bis zum Jahr 2030,“ IG Windkraft, St. Pölten, 2018.
- [43] G. Brauner, Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung, Springer-Verlag GmbH, 2019.
- [44] Eurelectric und V. P. e.V., „Facts of Hydropower in the EU,“ 2018.
- [45] P. Riuz, A. Sgobbi, W. Nijs und C. Thiel, „Bioenergy potentials for EU and neighboring countries,“ Joint Research Centre, 2015.
- [46] F. Dalla Longa und T. Kober, „Wind potentials for EU and neighboring countries,“ JRC Technical Reports, Luxembourg, 2018.
- [47] K. Bodis, I. Kougias und A. Jäger-Waldau, „A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019.
- [48] A. Lopez und B. Roberts, „U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analytics,“ National Renewable Energy Laboratory , 2012.
- [49] W. Liu, H. Lund und B. V. Mathiesen, „Potential of renewable energy systems in China,“ Elsevier, China, 2011.
- [50] IEA, „Offshore Wind Outlook 2019,“ November 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>. [Zugriff am 04 01 2022].
- [51] „Bestandsstatistik,“ E-Control, 2019. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik>. [Zugriff am 14 08 2021].
- [52] I. R. E. A. (IRENA), „Renewable Capacity Statistics 2021,“ Abu Dhabi, 2021.
- [53] „Renewables 2020 Data Explorer,“ IEA, 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/renewables-2020-data-explorer?mode=market®ion=United+States&product=Wind>. [Zugriff am 08 11 2021].
- [54] „Electricity explained - Electricity generation, capacity, and sales in the United States,“ eia, 19 04 2022. [Online]. Available:

- <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us-generation-capacity-and-sales.php>. [Zugriff am 17 01 2022].
- [55] „Tracking China's transition to sustainable energy,“ China Energy Portal, 21 01 2020. [Online]. Available: <https://chinaenergyportal.org/en/2019-electricity-other-energy-statistics-preliminary/>. [Zugriff am 20 12 2021].
- [56] „Renewables,“ IEA, 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>. [Zugriff am 12 10 2021].
- [57] U.S. Energy Information Administration, „Residential Energy Consumption Survey (RECS),“ 2020. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/consumption/residential/data/2015/c&e/pdf/ce4.6.pdf>. [Zugriff am 09 12 2021].
- [58] U.S. Energy Information Administration, „Use of energy explained - Energy use in homes,“ 2015. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/energyexplained/use-of-energy/electricity-use-in-homes.php>. [Zugriff am 03 01 2022].
- [59] National Bureau of Statistics of China, „China Statistical Yearbook,“ 2019. [Online]. Available: <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2019/indexeh.htm>. [Zugriff am 12 12 2021].
- [60] Agency for Natural Resources and Energy, „Final Energy Consumption for Residential and Commercial Industry Use by Energy Sources,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.stat.go.jp/data/nenkan/68nenkan/zuhyou/y681104000.xls>. [Zugriff am 13 12 2021].
- [61] Agora Verkehrswende, „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe,“ Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018.
- [62] „CalcMaps,“ CalcMaps, 2015. [Online]. Available: <https://www.calcmaps.com/de/>. [Zugriff am 10 01 2022].

13 Anhang

13.1 Daten zum Fahrzeugbestand

Tabelle 31 – Annahmen zum Fahrzeugbestand 2050 in Österreich [5]

Prozentanteile nach Szenario	Österreich Ist-Zustand Mai 2021	Österreich E- Fuel	Österreich 50:50	Österreich 100% BEV
Technologie/Typ	[%]	[%]	[%]	[%]
ICE + HEV Diesel	53,7	36	20,5	0
ICE + HEV Otto	43,1	42	24	0
PHEV Diesel	0,397	4	2	0
PHEV Otto	1,67	8	3	0
BEV	1,089	9	49,5	100
FCEV	0,000939	1	1	0
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t hzG)	84,9	59,5	42	0
LKW N1 BET (bis 3,5t hzG)	0	22	42	84,9
LKW N1 FCT (bis 3,5t hzG)	0	3,25	0,85	0
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t hzG)	1,79	1,55	0,891	0
LKW N2 BET (3,5 - 12t hzG)	0	0,2	0,891	1,8
LKW N2 FCT (3,5 - 12t hzG)	0	0,05	0,018	0
LKW N3 Diesel + HEV + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	13,4	12	6,61	0
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	1,15	6,61	13,3
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	0,3	0,13	0

Tabelle 32 - Annahmen zum Fahrzeugbestand 2050 in der EU [5]

Prozentanteile nach Szenario	EU Ist- Zustand	EU E-Fuel	EU 50:50	EU 100% BEV
Technologie/Typ	[%]	[%]	[%]	[%]
ICE + HEV Diesel	45	31	21	0
ICE + HEV Otto	54,5	53	24,5	0
PHEV Diesel	0,1	2	1	0
PHEV Otto	0,1	6	3	0
BEV	0,3	7	49,5	100
FCEV	0	1	1	0
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t hzG)	80,2	56,2	39,7	0
LKW N1 BET (bis 3,5t hzG)	0	21	39,7	84,9
LKW N1 FCT (bis 3,5t hzG)	0	3	0,75	0
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t hzG)	3,1	2,7	1,53	0
LKW N2 BET (3,5 - 12t hzG)	0	0,3	1,53	1,8
LKW N2 FCT (3,5 - 12t hzG)	0	0,1	0,03	0

LKW N3 Diesel +HEV + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	16,7	15	8,3	0
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	1,3	8,3	13,3
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	0,4	0,16	0

Tabelle 33 - Annahmen zum Fahrzeugbestand 2050 in den USA [5]

Prozentanteile nach Szenario	USA Ist-Zustand	USA E-Fuel	USA 50:50	USA 100% BEV
Technologie/Typ	[%]	[%]	[%]	[%]
ICE + HEV Diesel	3	2,7	1,25	0
ICE + HEV Otto	93,7	85,4	45,6	0
PHEV Diesel	0,1	0,1	0,15	0
PHEV Otto	2,1	1,8	2,55	0
BEV	1,1	9	49,5	100
FCEV	0	1	1	0
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t hzG)	90,9	63,8	44,9	0
LKW N1 BET (bis 3,5t hzG)	0	23,6	44,9	90,9
LKW N1 FCT (bis 3,5t hzG)	0	3,5	0,9	0
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t hzG)	1,8	1,5	0,891	0
LKW N2 BET (3,5 - 12t hzG)	0	0,2	0,891	1,8
LKW N2 FCT (3,5 - 12t hzG)	0	0,05	0,018	0
LKW N3 Diesel +HEV + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	7,3	6,6	3,69	0
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	0,6	3,69	7,3
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	0,15	0,08	0

Tabelle 34 - Annahmen zum Fahrzeugbestand 2050 in China [5]

Prozentanteile nach Szenario	China Ist-Zustand	China E-Fuel	China 50:50	China 100% BEV
Technologie/Typ	[%]	[%]	[%]	[%]
ICE + HEV Diesel	2	1,8	0,99	0
ICE + HEV Otto	95,1	87,2	47,9	0
PHEV Diesel	0,1	0,1	0,05	0
PHEV Otto	1	0,9	0,5	0
BEV	1,8	9	49,5	100
FCEV	0	1	1	0
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t hzG)	58,9	41,1	29,1	0
LKW N1 BET (bis 3,5t hzG)	0	15,3	29,1	45,8
LKW N1 FCT (bis 3,5t hzG)	0	2,3	0,6	0
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t hzG)	12,43	10,7	6,15	0
LKW N2 BET (3,5 - 12t hzG)	0	1,4	6,15	12,4

LKW N2 FCT (3,5 - 12t hzG)	0	0,35	0,13	0
LKW N3 Diesel +HEV + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	28,7	25,8	14,2	0
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	2,5	14,2	41,8
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	0,6	0,29	0

Tabelle 35 - Annahmen zum Fahrzeugbestand 2050 in Japan [5]

Prozentanteile nach Szenario	Japan Ist-Zustand	Japan E-Fuel	Japan 50:50	Japan 100% BEV
Technologie/Typ	[%]	[%]	[%]	[%]
ICE + HEV Diesel	0	2,7	1,5	0
ICE + HEV Otto	0	86,9	47,8	0
PHEV Diesel	0	0,1	0,05	0
PHEV Otto	0	0,3	0,15	0
BEV	100	9	49,5	100
FCEV	0	1	1	0
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t hzG)	0	42,3	29,8	0
LKW N1 BET (bis 3,5t hzG)	90,9	15,6	29,8	60,2
LKW N1 FCT (bis 3,5t hzG)	0	2,3	0,6	0
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t hzG)	0	21,6	12,4	0
LKW N2 BET (3,5 - 12t hzG)	1,8	2,8	12,4	25,1
LKW N2 FCT (3,5 - 12t hzG)	0	0,7	0,25	0
LKW N3 Diesel +HEV + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	13,1	7,28	0
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	7,3	1,3	7,28	14,7
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	0	0,3	0,15	0

13.2 Daten zur Fahrleistung

Tabelle 36 - Annahmen zur Fahrleistung [5]

Grunddaten Fahrleistung	Österreich	EU	USA	China	Japan
Technologie/Typ	[km/Jahr]	[km/Jahr]	[km/Jahr]	[km/Jahr]	[km/Jahr]
ICE + HEV Diesel	15200	17500	18667	11660	6020
ICE + HEV Otto	9100	10500	18667	11660	6020
PHEV Diesel	15200	17500	18667	11660	6020
PHEV Otto	9100	10500	18667	11660	6020
BEV	12700	14100	18667	11660	6020
FCEV	12700	14100	18667	11660	6020
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t hzG)	17900	17900	18667	11660	6020
LKW N1 BET (bis 3,5t hzG)	17900	17900	18667	11660	6020

LKW N1 FCT (bis 3,5t hzG)	17900	17900	18667	11660	6020
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t hzG)	89900	89900	96446	81500	67640
LKW N2 BET (3,5 - 12t hzG)	89900	89900	96446	81500	67640
LKW N2 FCT (3,5 - 12t hzG)	89900	89900	96446	81500	67640
LKW N3 Diesel +HEV + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	66900	66900	96446	81500	67640
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	66900	66900	96446	81500	67640
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	66900	66900	96446	81500	67640

13.3 Daten zum Realverbrauch

Tabelle 37 - Annahmen zum Realverbrauch Kraftstoff [5]

Grunddaten Realverbrauch Kraftstoff	Österreich	EU	USA	China	Japan
Technologie/Typ	[l/100km]	[l/100km]	[l/100km]	[l/100km]	[l/100km]
ICE + HEV Diesel	6,9	6,9	6,92	6,65	5,44
ICE + HEV Otto	7,4	7,4	9,79	7,6	6,2
PHEV Diesel	5,9	5,9	5,92	5,7	5,12
PHEV Otto	6,5	6,5	6,52	6,42	5,8
BEV					
FCEV					
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t hzG)	9,6	9,6	9,2	9,6	9,4
LKW N1 BET (bis 3,5t hzG)					
LKW N1 FCT (bis 3,5t hzG)					
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t hzG)	19,4	19,4	13,1	12,6	14,1
LKW N2 BET (3,5 - 12t hzG)					
LKW N2 FCT (3,5 - 12t hzG)					
LKW N3 Diesel +HEV + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)	29,6	29,6	35,6	37,5	35,2
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)					
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t hzG)					

Tabelle 38 - Annahmen zum elektrischen Realverbrauch [5]

Grunddaten Realverbrauch elektrisch	Österreich, EU, USA, China, Japan
Technologie/Typ	[kWh/100km]
ICE + HEV Diesel	
ICE + HEV Otto	
PHEV Diesel	7,1
PHEV Otto	6,8
BEV	21
FCEV	

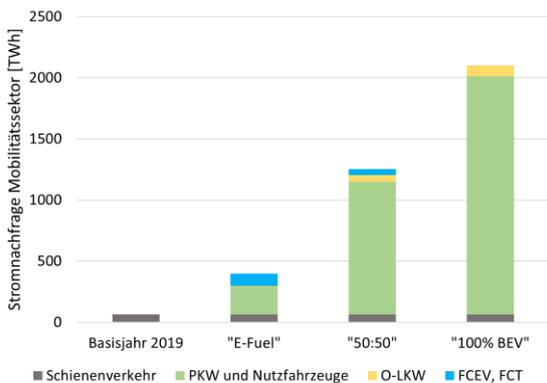
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t HzG)	
LKW N1 BET (bis 3,5t HzG)	29
LKW N1 FCT (bis 3,5t HzG)	
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t HzG)	
LKW N2 BET (3,5 - 12t HzG)	110
LKW N2 FCT (3,5 - 12t HzG)	
LKW N3 Diesel + HEV + SZM + Omnibusse (über 12t HzG)	
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t HzG)	175
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t HzG)	

Tabelle 39 - Annahmen zum Realverbrauch Wasserstoff [5]

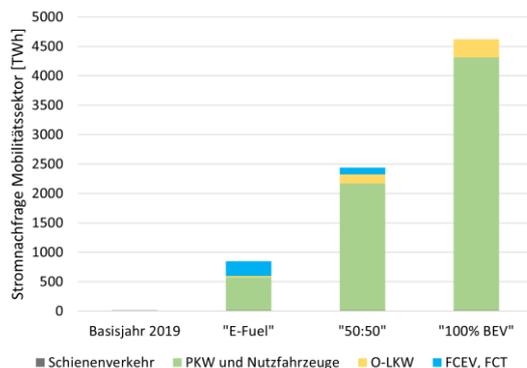
Grunddaten Realverbrauch Wasserstoff	Österreich, EU, USA, China, Japan
Technologie/Typ	[kg/100km]
ICE + HEV Diesel	
ICE + HEV Otto	
PHEV Diesel	
PHEV Otto	
BEV	
FCEV	0,96
LKW N1 Diesel + HEV (bis 3,5t HzG)	
LKW N1 BET (bis 3,5t HzG)	
LKW N1 FCT (bis 3,5t HzG)	1,4
LKW N2 Diesel + HEV (3,5 - 12t HzG)	
LKW N2 BET (3,5 - 12t HzG)	
LKW N2 FCT (3,5 - 12t HzG)	6,1
LKW N3 Diesel + HEV + SZM + Omnibusse (über 12t HzG)	
LKW N3 BET + SZM + Omnibusse (über 12t HzG)	
LKW N3 FCT + SZM + Omnibusse (über 12t HzG)	9,5

13.4 Aufteilung des Strombedarfs im Verkehrssektor

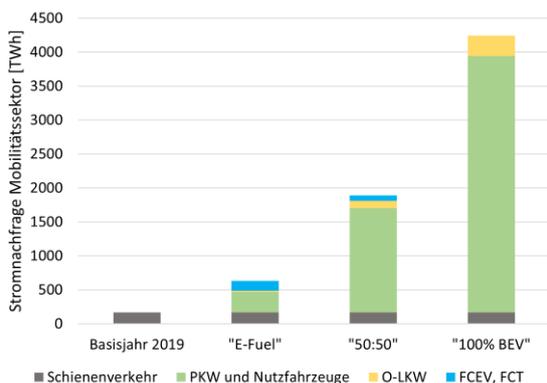
EU:



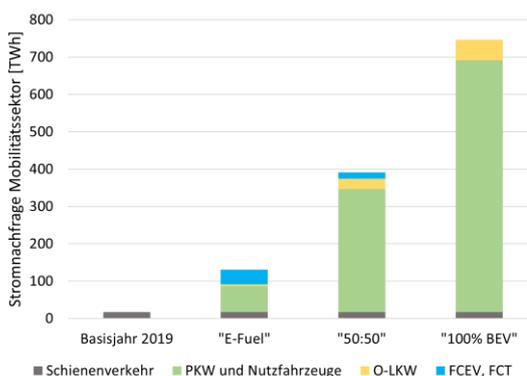
USA:



China:



Japan:



13.5 Verwendete Potenziale Erneuerbarer Energien

Tabelle 40 - Potentiale Erneuerbarer Erzeuger in Österreich

Energieträger	Österreich	
	Potenzial [TWh/Jahr]	Quelle(n)
Wasserkraft	50,1	[41]
Wind Onshore	22,5	[42]
Photovoltaik	33	[26]
Biomasse	11,7	[19]
Geothermie	0,000199	[43]

Tabelle 41 - Potentiale Erneuerbarer Erzeuger in der EU

Energieträger	EU	
	Potenzial [TWh/Jahr]	Quelle(n)
Wasserkraft	540	[44], [43], [45]
Wind Onshore	5200	[43], [46]
Wind Offshore	1000	[43]
Photovoltaik	1090	[43], [47]
Biomasse	300	[43]
Geothermie	60	[43]

Tabelle 42 - Potentiale Erneuerbarer Erzeuger in den USA

Energieträger	USA	
	Potenzial [TWh/Jahr]	Quelle(n)
Wasserkraft	444	[34]
Wind Onshore	32700	[48]
Wind Offshore	17000	[48]
Photovoltaik	285455	[34]
Biomasse	500	[48]
Geothermie	31300	[48]

Tabelle 43 - Potentiale Erneuerbarer Erzeuger in China

Energieträger	China	
	Potenzial [TWh/Jahr]	Quelle(n)
Wasserkraft	4280	[49]
Wind Onshore	16172	[49]
Wind Offshore	8323	[50]
Photovoltaik	3888	[49]
Biomasse	6120	[49]
Geothermie	278	[49]

13.6 Erzeugungskapazität und Jahresarbeitsmenge im Basisjahr 2019

Tabelle 44 - Installierte Leistung je Erzeugungstyp im Basisjahr 2019

Erzeugungstyp	Erzeugungskapazität 2019 [GW]				
	Österreich	EU	USA	China	Japan
Wasserkraft	14,6	156	103	356	50
Wind Onshore	3,2	169	103,5	210	3,8
Wind Offshore	0,0	22	0,0	-	-
PV	1,6	131	76,0	204,7	63
Biomasse	0,5	20,6	13,5	23,1	4,6
Geothermie	0,0	0,9	3,6	0,0	0,5
Gezeiten-/Wellen-/Meeresenergie	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
Gesamt	26,2	1004	1130	2034	327
Quelle(n)	[51], [52]	[1], [52]	[52], [53], [54]	[52], [55]	[52], [53]

Tabelle 45 - Stromerzeugung je Erzeugungstyp im Basisjahr 2019

Erzeugungstyp	Jahresarbeitsmenge 2019 [TWh]				
	Österreich	EU	USA	China	Japan
Wasserkraft	44,2	353	311	1304	87,3
Wind Onshore	7,5	359	303	406	7,7
Wind Offshore	0,0	72,3	0,1	-	-
PV	1,7	133	93,9	224	69
Biomasse	3,1	174	43	111	25
Geothermie	0,0	6,7	18,4	0,1	2,8
Gezeiten-/Wellen-/Meeresenergie	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
Gesamt	74,3	3230	4380	7540	1045
Quelle(n)	[51]	[56]	[56]	[56]	[56]

13.7 Volllaststunden

Tabelle 46 - Verwendete Volllaststunden verschiedener Erzeuger (Berechnet mit Werten aus Tabelle 44 und

Tabelle 45)

Erzeugungstyp	Volllaststunden				
	Österreich	EU	USA	China	Japan
Wasserkraft	3.028	2.270	3.015	3.660	1.750
Wind Onshore	2.330	2.120	2.930	1.930	2.019
Wind Offshore	-	3.290	3.450	-	-
PV	1.037	1.012	1.240	1.094	1.094
Biomasse	6.340	8.470	3.190	4.810	5.440
Geothermie	217	7.780	5.101	4.170	5.240
Gezeiten-/Wellen-/Meeresenergie	-	2.340	-	1.200	-

13.8 Durchschnittlicher Stromverbrauch im Haushaltssektor

Tabelle 47 - Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe (Österreich) [21]

Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe	Österreich	
	Verbrauch [kWh]	
	2019	2050
Gesamt	3.560	5.870
Heizen	816	3.560
Warmwasserbereitstellung	344	569
Beleuchtung/Elektrogeräte	1.690	1.150
Klimatisierung	1,9	4,6
Kochen	343	259
Sonstige Endnutzung	363	322

Tabelle 48 - Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe (EU)
[1]

Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe	EU	
	Verbrauch [kWh]	Verbrauch [kWh]
	2019	2050
Gesamt	3.650	5.460
Heizen	512	3.560
Warmwasserbereitstellung	412	569
Beleuchtung/Elektrogeräte	2.160	827
Klimatisierung	47,6	114
Kochen	411	309,5
Sonstige Endnutzung	106,4	78

Tabelle 49 - Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe (USA)
[57], [58]

Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe	USA	
	Verbrauch [kWh]	Verbrauch [kWh]
	2019	2050
Gesamt	11.000	12.600
Heizen	1.630	3.560
Warmwasserbereitstellung	1.507	569
Beleuchtung/Elektrogeräte	3.560	2.250
Klimatisierung	1.860	4.460
Kochen	154	116
Sonstige Endnutzung	2.290	1.680

Tabelle 50 - Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe (China) [59]

Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe	China	
	Verbrauch [kWh]	Verbrauch [kWh]
	2019	2050
Gesamt	2.330	5.340
Heizen	1.085	3.560
Warmwasserbereitstellung	287	569
Beleuchtung/Elektrogeräte	116	87,4
Klimatisierung	299	717
Kochen	543	409
Sonstige Endnutzung	0	0

Tabelle 51 - Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe (Japan) [60]

Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts mit Wärmepumpe	Japan	
	Verbrauch [kWh]	Verbrauch [kWh]
	2019	2050
Gesamt	5.047	6.160
Heizen	959	3.560
Warmwasserbereitstellung	1.620	569
Beleuchtung/Elektrogeräte	1.920	1.440
Klimatisierung	100,9	242
Kochen	454	342
Sonstige Endnutzung	0	0