



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria



Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieur

der Studienrichtung Elektrotechnik
an der TU Wien
über das Thema

Auswirkungen von verschiedenen Ladestrategien der Elektromobilität auf künftige Kraftwerksinvestitionen in Österreichs Stromsektor

eingereicht am
Institut für Energiesysteme und elektrische Anlagen

Begutachter: Ao.Univ.Prof. Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn Reinhard Haas
Assistent: Jasper Geipel, MSc

von

Florian Hasengst
00826755

Krems, März 2021



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Danksagung

Während meines langen Studiums und der Erarbeitung dieser Diplomarbeit haben mich viele Menschen begleitet und unterstützt. Einigen möchte ich an dieser Stelle einen Dank aussprechen.

Ein besonderer Dank gebührt meinem Diplomarbeitbetreuer Jasper Geipel, MSc für die fachlichen Anregungen und die Mitwirkung bei der Bearbeitung dieser Diplomarbeit. Jasper war jederzeit für Hilfestellungen erreichbar und daher eine große Unterstützung. Danke auch an Ao.Univ.Prof. Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas für die wissenschaftliche Betreuung dieser Arbeit.

Weiters möchte ich Dipl.-Ing. Dr.techn. Gustav Resch und Dipl.-Ing. Franziska Schöniger für die Anregungen und die Hilfe bei der Schärfung der Forschungsfrage danken.

Ein großer Dank gilt meiner Familie und meinen Freunden. Ohne den jahrelange Beistand, besonders meiner Eltern, wäre ein Studium an der Technischen Universität Wien nicht möglich gewesen. Bedanken möchte ich mich auch bei all meinen Freunden und speziell bei denen, die mit mir studiert haben. Gemeinsam meisterten wir so manche schwierige Phase des Studiums.

Von ganzem Herzen gilt mein Dank der wichtigsten Person in meinem Leben, meiner zukünftigen Frau Sandra. Ihr Zuspruch, ihr Ansporn und ihre beruhigenden Worte gaben mir stets Kraft und Motivation.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kurzfassung

Die Staaten der Europäischen Union bekennen sich zur Einhaltung der Klimaziele des Übereinkommens von Paris und damit der Begrenzung des globalen Temperaturanstieges deutlich unter 2°C, besser auf unter 1,5°C. Um den Kohlendioxid (CO₂)-Ausstoß zu reduzieren, ist eine Transformation im Energie- und Transportsektor notwendig. Sowohl die Energieerzeugung, als auch der Transportsektor müssen dazu dekarbonisiert werden. Dabei sollen batterie-elektrische Fahrzeuge (BEV) und Fahrzeuge mit Plug-in-Hybridantrieb (PHEV) zunehmend Personenkraftwagen (PKW) mit Verbrennungsmotoren ersetzen.

In dieser Arbeit wird untersucht, wie sich verschiedene Marktdurchdringungen von BEV und PHEV auf die Investitionskosten im Energiesektor in Österreich bis ins Jahr 2050 auswirken. Die Art der Ladestrategie und die Anzahl der Fahrzeuge in einem Land hat dabei Auswirkungen auf die elektrische Energiebereitstellung und den Austausch von elektrischer Energie zwischen Nachbarländern.

Die Analyse erfolgt dabei mit dem Open-Source Optimierungsmodell Balmorel. Die Funktionalität des Modells wird durch ein bestehendes und im Zuge der Arbeit erweitertes Elektromobilitäts-Addon ergänzt, welches Energiebedarf, Nutzungsverhalten der PKW Flotte und drei verschiedene Ladestrategien beinhaltet. Die Ladeschemen unterscheiden sich in ihrer Flexibilität bezüglich des Zeitpunkts und der Menge an notwendiger Ladeenergie, davon abhängig ergeben sich die Investitionen in neue Kraftwerksleistungen.

Die Arbeit zeigt, dass flexible Ladestrategien zu Einsparungen bei den Gesamtsystemkosten im Stromsektor von bis 26% führen können. Diese Reduktionen sind um so größer, je flexibler die Ladung der Fahrzeuge möglich ist. Die flexible Integration von BEV und PHEV führt auch zu einer Veränderung des Kraftwerksportfolios. Die notwendigen Zubauten an Kraftwerksleistungen verringern sich um bis zu 41%. Das netzintegrierte Laden von BEV und PHEV führt zu einer besseren Nutzung von volatilen Kraftwerkskapazitäten wie Wind und Photovoltaik (PV). Diese Eigenschaften zur Speicherung von Energie führen zusätzlich zu einer Reduktion von Ausgaben für Brennstoffe und Treibhausgasemissionsrechten.

Die Transformation des Verkehrssektors in den nächsten Jahrzehnten stellt die Energiesysteme vor große Herausforderungen. Eine Ausweitung der E-Mobilität ohne Beachten

Kurzfassung

der zugrundeliegenden Ladestrategien führt zu einer zusätzlichen Belastungen der Infrastruktur. Eine intelligenten Systemintegration der Elektromobilität kann, im Unterschied dazu, zu Kostensenkungen führen.

Abstract

The states of the European Union are committed to complying with the climate goals of the Paris Agreement and thus limiting global temperature increases to 2°C, preferably below 1.5°C. In order to reduce carbon emissions, a transformation in the energy and transport sector is necessary. Both energy generation and the transport sector need to be decarbonised. Battery-electric vehicles (BEV) and vehicles with plug-in hybrid drives (PHEV) are to increasingly replace cars with internal combustion engines.

This masterthesis examines how different market penetrations by BEV and PHEV will affect investment costs in the energy sector in Austria up to the year 2050. The type of charging strategy and the number of vehicles in a country have an impact on the supply of electrical energy and the exchange of electrical energy between neighboring countries.

The analysis is carried out with the open source optimization model Balmorel. The functionality of the model is enriched by an existing and partly extended electromobility add-on, which includes the energy requirement, usage behavior of the car fleet and three different charging strategies. The strategies differ in terms of their flexibility with regard to the timing and amount of required charging energy, depending on the investment in new power plants.

The work shows that flexible charging strategies lead to savings in power plant investments in the electricity sector up to 26%. These savings are greater, the more flexibly the vehicle can be charged. The flexible integration of BEV and PHEV also leads to a change in the power plant portfolio. The necessary additions to power plant output are reduced by up to 41%. The grid-integrated charging of BEV and PHEV leads to better use of volatile power plant capacities such as wind and PV. These properties for storing energy also lead to a reduction in fuel and carbon-related expenditures.

The transformation of the transport sector over the next few decades will pose major challenges for energy systems. The integration of e-mobility can lead to an additional burden on the infrastructure if it is poorly integrated into the power grid. Intelligent integration and suitable strategies for the charging of e-vehicles can enhance system benefits and trigger cost savings.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	iii
Kurzfassung	v
Abstract	vii
1 Einleitung	1
2 Elektrifizierung des Verkehrs und Stromsektor in Österreich	3
2.1 CO ₂ Budget für Österreich	3
2.2 Verkehrssektor	4
2.2.1 Fahrzeugtypen von Elektrofahrzeugen	6
2.3 Energiesektor in Österreich 2020	8
3 Methodische Basis: Das verwendete Energiesystemmodell Balmorel und das EV-Addon	11
3.1 Lineare Programmierung und GAMS	11
3.1.1 GAMS	14
3.2 Balmorel	14
3.3 EV-Addon	15
3.3.1 Modellierung der Fahrzeugflotte	15
3.3.1.1 Anzahl der Fahrzeuge	16
3.3.2 Implementierung in Balmorel	17
3.3.2.1 Passives Laden (PC)	18
3.3.2.2 Intelligentes Laden (SC)	20
3.3.2.3 Netzintegriertes Laden (V2G)	23
3.3.2.4 Erweiterung auf zwei Fahrzeugflotten	25
4 Modellierung des Stromsektors und Szenarien	27
4.1 Modellierung des Stromsektors Österreichs	27
4.1.1 Installierte Kraftwerksleistung	27
4.1.2 Erzeugungsprofil der erneuerbaren Energien	29
4.1.3 Nachfrage	31
4.1.4 Potentiale für künftige Investitionen	31

Inhaltsverzeichnis

4.2	Modellierung der Stromsektoren der Nachbarländer	34
4.3	Szenarien	36
4.3.1	Auswirkungen unterschiedlicher EV-Marktdurchdringung	36
4.3.1.1	Szenario 25%	37
4.3.1.2	Szenario 50%	38
4.3.1.3	Szenario 75%	38
4.3.1.4	Szenario 100%	38
4.3.2	Auswirkung von mehreren Ladestrategien pro Jahr	39
4.3.2.1	Langsame Integration	40
4.3.2.2	Schnelle Integration	40
5	Ergebnisse	41
5.1	Auswirkung der Variation der Fahrzeuganzahl	41
5.1.1	Zubau an Kraftwerksleistung	41
5.1.1.1	Szenario 25%	41
5.1.1.2	Szenario 50%	43
5.1.1.3	Szenario 75%	44
5.1.1.4	Szenario 100%	45
5.1.2	Kosten	47
5.1.3	Strompreise	50
5.1.4	Erzeugung	51
5.2	Auswirkungen der gemischten Ladestrategien	54
5.2.1	Zubau an Leistung	54
5.2.2	Kosten	55
5.2.3	Strompreise	56
5.2.4	Erzeugung	56
6	Diskussion	59
6.1	Diskussion der Ergebnisse	59
6.2	Einschränkungen der Modellierung	64
7	Schlussfolgerungen	67
	Abkürzungsverzeichnis	69
	Abbildungsverzeichnis	71
	Tabellenverzeichnis	73
	Literatur	75

1 Einleitung

Zur Begrenzung der Auswirkungen der Klimaveränderungen durch die Emission von Treibhausgasen hat die Weltgemeinschaft im Jahr 2016 das Klimaübereinkommen von Paris ratifiziert. Das Ziel dieser Vereinbarung ist, die Eindämmung des globalen Temperaturanstieges auf deutlich unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter. Um die Auswirkungen der Klimaveränderung gering zu halten, sollen Anstrengungen unternommen werden, den Temperaturanstieg auf 1,5°C zu begrenzen (United Nations, 2015).

Für die Staaten ergeben sich diesem Abkommen Ziele zur Reduktion der jährlichen Emission von klimawirksamen Gasen. Die Mitglieder der Europäische Union (EU) haben sich auf eine Verringerung der Treibhausgasemission um 40 % gegenüber dem Jahr 1990 bis ins Jahr 2030 geeinigt (Europäische Kommission, 2019). Sowohl der Energiesektor, als auch der Transportsektor, haben großen Anteil an der Kohlendioxid Emission in der EU. Im Jahr 2018 entfiel ungefähr ein Viertel der THG- Emissionen in der EU auf den Bereich Verkehr (Europäisches Parlament, 2018).

Die Transformation der Energiesysteme in Europa führt in vielen Bereichen zu großen Veränderungen. Einerseits im Bereich der Energiebereitstellung andererseits im Bereich Transport soll eine Reduktion der CO₂-Emissionen erzielt werden. Im Zuge dessen wird der Stromsektor auf erneuerbare Energieträger umgestellt. Im Bereich des Verkehrs gibt es verschiedene Ansätze die Emissionen zu verringern. In dieser Arbeit wird eine Umstellung von Verbrennungsmotoren auf Elektromobilität angenommen. Daraus resultiert eine Steigerung der Stromnachfrage, welche durch neue Kraftwerkskapazitäten abgedeckt werden muss. Der zeitliche Verlauf der benötigten elektrischen Energie ist von der eingesetzten Ladestrategie abhängig.

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, die Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien der Elektromobilität auf künftige Investitionen in neue Kraftwerksleistungen in Österreich im Zeitraum 2020 bis 2050 zu vergleichen. Dabei wird die Ladung von Fahrzeug mit batterie-elektrischem Antrieb (BEV) und Plug-in-Hybrid-Elektro-Fahrzeuge (PHEV) betrachtet.

Die in dieser Arbeit untersuchten Szenarien unterscheiden sich dabei in der angenommenen Marktdurchdringung von E-Fahrzeugen und deren Ladestrategien. Es werden

1 Einleitung

diese drei möglichen Ladestrategien und ihre Auswirkungen auf die Investitionskosten verglichen:

- Passives Laden (PC)
- Intelligentes Laden (SC)
- Netzintegriertes Laden (V2G)

Durch ein Fahrzeug mit batterie-elektrischem Antrieb (BEV) kann sich der Stromverbrauch eines Haushalts verdoppeln (Yilmaz und Krein, 2013). Wird dieses Fahrzeug passiv geladen, stellt dies eine enorme Belastung für das Verteilnetz dar. Im Jahr 2016 lag der durchschnittliche Jahresverbrauch eines österreichischen Haushaltes bei 3560 kWh (Bittermann, 2018). Die durchschnittliche Fahrleistung eines PKW in Österreich im Jahr 2017/18 lag bei 13967 km (Statistik Austria, 2019). Mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 17kWh/100km eines BEV liegt der zusätzliche Jahresverbrauch bei 2374,4 kWh. Diese Belastung kann durch flexible Ladestrategien verringert werden.

Beim Ansatz des intelligenten Ladens (SC) kann der Zeitpunkt der Ladung verschoben werden. Damit kann die zusätzliche Last besser verteilt und zudem das Angebot von volatilen Energieträgern mehr genutzt werden. Eine weitere Ladestrategie ist die Vehicle-to-Grid-Ladung (V2G). Dabei wird ein bidirektionaler Energiefluss zum und vom Fahrzeug ermöglicht. Diese Ladestrategie kann die Notwendigkeit von anderen Energiespeichern im Stromsystem verringern.

Die Analysen in dieser Arbeit werden mit Balmorel durchgeführt. Balmorel ist ein Open-Source Optimierungsmodell, welches einen Fokus auf den elektrischen Sektor legt und in der Optimierungssprache GAMS erstellt wurde. Das Modell bildet weiters auch die Übertragung von Energie über Marktgrenzen ab. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit die Funktionalität mit Add-Ons zu erweitern (Ravn, 2010). Eines dieser Add-Ons erweitert das Modell um den Bereich der Elektromobilität (Gunkel u. a., 2020).

Beginnend mit der Beschreibung des aktuellen Standes des Verkehrs- und Energiesektors wird in den folgenden Abschnitten das verwendete Modell genauer beschrieben. Auf den Aufbau und die Funktion des Elektromobilitäts-Addon wird besonders eingegangen. Es folgt, die Beschreibung der Modellierung des Stromsektors Österreichs, bei der auf den Kraftwerkspark, die Erzeugung und die Nachfrage eingegangen wird. Die Annahmen betreffend der Nachbarländer und des grenzüberschreitenden Energieaustausches werden behandelt. Auf die Beschreibung der Szenarien folgt die Darstellungen der Ergebnisse. Diese Resultate werden diskutiert und abschließend Schlussfolgerungen gezogen.

2 Elektrifizierung des Verkehrs und Stromsektor in Österreich

In diesem Kapitel wird zu Beginn auf den aktuellen Stand der jährlichen Treibhausgasemissionen in Österreich eingegangen. Dabei wird auch aufgezeigt, dass es in den letzten Jahren im Transportsektor zu einem verstärktem Ausstoß von Kohlendioxid gekommen ist. Es gibt verschiedene Ansätze diesem Trend entgegen zu wirken. Dazu zählt eine Veränderung der Mobilität der Menschen hin zu mehr Nutzung von öffentlichen Verkehrsmitteln, der Verringerung von Fahrten mit dem PKW und dem Einsatz von veränderten Treibstoffen oder Antriebskonzepten. In dieser Arbeit soll die Umstellung von PKW mit Verbrennungsmotoren zu Vehikeln mit elektrischem Antrieb behandelt werden.

Zusätzlich werden in Österreich die Energiesektoren Strom und Wärme weiter dekarbonisiert. Dies führt zu einer Veränderung der installierten Kraftwerkskapazitäten von fossilen Energieträgern zu einem vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien.

Diese beiden gleichzeitigen Veränderungen stellen die Energieversorgung vor große Herausforderungen. Durch die Sektorkopplung zwischen Strom und Transport können aber auch Synergien entstehen und damit Kostenreduktionen erzielt werden.

2.1 CO₂ Budget für Österreich

Österreich hat sich mit der Ratifizierung des Abkommens von Paris zur Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf deutlich unter 2°C, besser unter 1,5°C, gegenüber des vorindustriellen Niveau bekannt. Durch eine Reduktion der Treibhausgase (THG) sollen die Auswirkungen der Klimaveränderung so gering als möglich gehalten werden.

Aus diesen Überlegungen folgen auf globaler und nationaler Ebene Reduktionspfade für THG-Emissionen. Eine Möglichkeit der Darstellung dieser notwendigen Verringerung des CO₂-Ausstoßes ist das CO₂-Budget (Umweltbundesamt, 2020). In Abbildung 2.1 ist das CO₂-Budget für Österreich mit seinem historischen Verlauf dargestellt. Bei der Darstellung handelt es sich um rein produktionbasierte Emissionen, das heißt es werden nur Emittenten im Inland mit einbezogen. Im Unterschied dazu würde eine

2 Elektrifizierung des Verkehrs und Stromsektor in Österreich

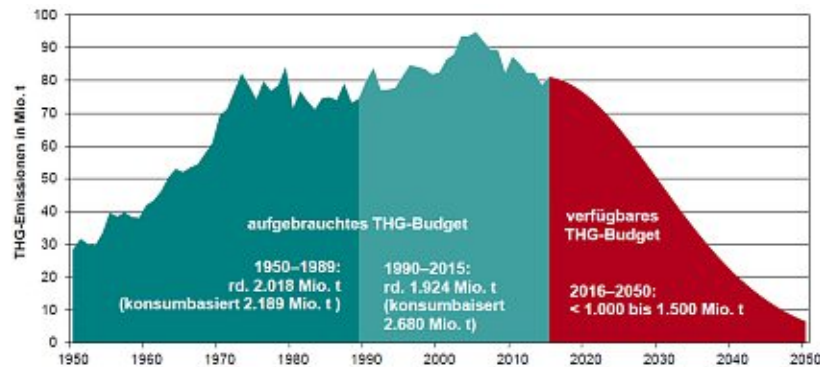


Abbildung 2.1: Historische Entwicklung des CO₂ Budget für Österreich und Reduktion bis 2050 (Umweltbundesamt, 2020)

konsumbasierte Berechnung auch Emissionen im Ausland berücksichtigen. Bei der Berechnung des Restbudgets gibt es ebenfalls zwei Ansätze. Zum Einen den Ansatz „Verringerung und Konvergenz“, bei dem die Pro-Kopf-Emission in Österreich bis 2050 zunächst fortgeschrieben und dann stückweise reduziert wird. Die Pro-Kopf-Emissionen der verschiedenen Länder nähern sich an (konvergieren). Während beim zweiten Ansatz der „sofortigen Konvergenz“ das globale Restbudgets auf Pro-Kopf-Emissionen je Land verteilt wird. Mit diesem Ansatz bleibt Österreich ein geringeres Restbudget bis 2050. Je nach dem welchen Ansatz bei der Reduktion der THG man verwendet, bleibt Österreich zwischen 2016 und 2050 ein Restbudget von 1000 - 1500 Mio.t CO₂-Äquivalent (Umweltbundesamt, 2020). Die Grafik zeigt sehr anschaulich, dass für den Zeitraum bis 2050 eine deutliche Reduktion der THG-Emissionen erzielt werden muss, damit das 2°C Ziel eingehalten werden kann.

Die Motivation dieser Arbeit liegt in der Einhaltung dieses Ziels und behandelt dabei zwei Teilaspekte der THG-Emission in Österreich.

2.2 Verkehrssektor

Der Verkehrssektor hatte im Jahr 2018 mit 30,3% den zweit größten Anteil an den gesamten THG-Emissionen in Österreich, siehe Abbildung 2.2. Der Verkehrssektor ist auch jener Bereich, in dem die Emissionen seit 1990 am stärksten, um knapp 70% angestiegen sind. Abbildung 2.3 zeigt die Entwicklung im Vergleich zu anderen Bereichen.

Der Anstieg der Emissionen im Verkehr hat verschiedene Gründe. Zum einen, steigt der Gütertransport auf der Straße weiter an, und zum anderen nehmen auch die gefahrenen

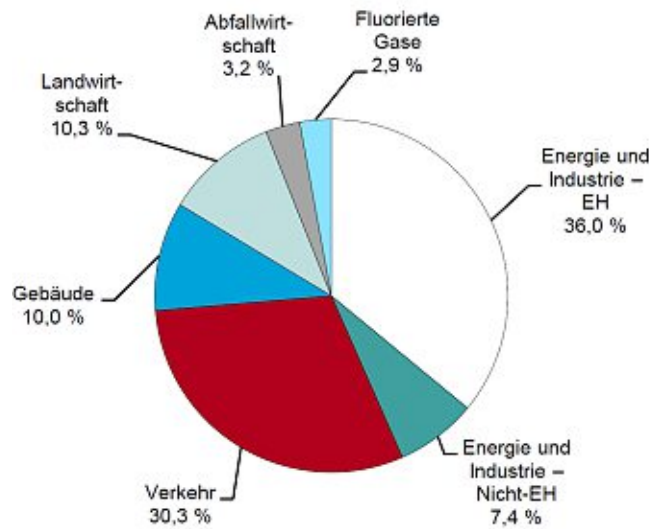


Abbildung 2.2: THG- Emissionen der Sektoren 2018 (Umweltbundesamt, 2020)

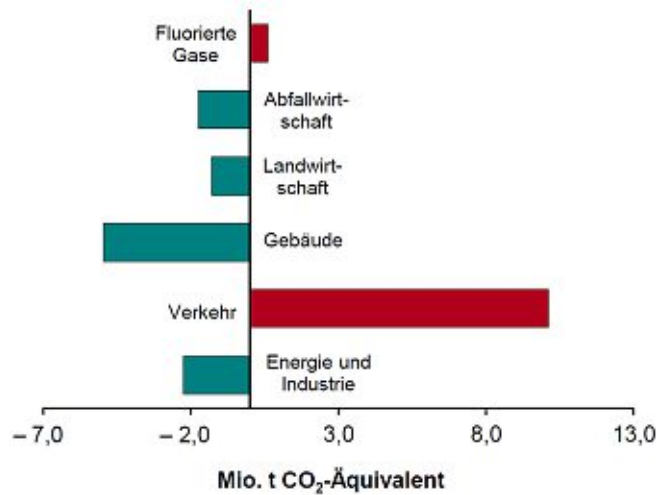


Abbildung 2.3: Veränderung der Emissionen seit 1990 (Umweltbundesamt, 2020)

Kilometer im Individualverkehr zu (Umweltbundesamt, 2020). Dabei spielen auch die immer schwereren und leistungsstärkeren Personenkraftfahrzeuge, zum Beispiel Sport Utility Vehicles (SUV), eine Rolle (Umweltbundesamt, 2008).

Um eine Trendumkehr im Verkehrssektor zu erreichen, spielt der Umstieg von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren auf Vehikel mit elektrischen Antrieb eine zentrale

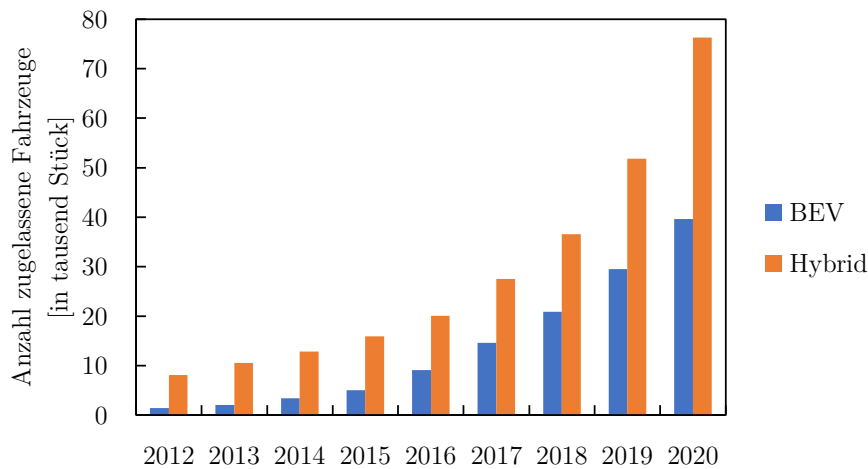


Abbildung 2.4: Zugelassene PKW mit batterie-elektrischem und Hybrid- Antrieb

Rolle. Die Zulassungen von Elektrofahrzeugen hat dabei in den letzten Jahren stetig zugenommen. Die Abbildung 2.4 zeigt den Stand der zugelassenen Fahrzeuge mit Elektro- oder Hybridantrieb von 2012 bis 2020 (Statistik Austria, 2020). In den Jahren 2018 bis 2020 gab es in beiden Bereichen einen durchschnittlichen Zuwachs von 40%.

Die Marktdurchdringung von Fahrzeugen mit rein elektrischem oder hybriden Antrieb ist dennoch weiterhin sehr gering. Mit einer Gesamtzahl von 5 091 398 zugelassen PKW in Österreich im Dezember 2020 entspricht der Anteil von batterie-elektrischen PKW (BEV) mit 44 498 Fahrzeugen rund 0,8% und der Anteil von Fahrzeugen mit hybriden Antrieb mit 83 315 Stück von 1,7%. Anzumerken ist, dass nur ein geringer Anteil der Hybridfahrzeuge Plug-in-Hybrid-Elektro-Vehikel (PHEV) sind.

Die verwendete Statistik der Statistik Austria schlüsselt seit dem Jahr 2019 die PHEV nicht mehr gesondert auf. Zuletzt wurden die PHEV im Jahr 2018 explizit mit einer Anzahl von 5710 Fahrzeugen genannt, was 2018 einem Anteil unter den Hybridfahrzeugen von 15,6% entsprach. Es ist anzunehmen, dass der Anteil der PHEV in den nächsten Jahren aufgrund der sinkenden Kosten für Akkus steigen wird.

2.2.1 Fahrzeugtypen von Elektrofahrzeugen

Als Elektrofahrzeug werden alle Fahrzeuge bezeichnet, welche komplett oder teilweise durch einen Elektromotor angetrieben werden. Dazu zählen die Fahrzeugtypen der Hybrid-Elektro-Fahrzeuge (HEV), die Plug-in-Hybrid-Elektro-Fahrzeuge (PHEV) und die Batterie-Elektro-Fahrzeuge (BEV), die in Abbildung 2.5 schematisch dargestellt

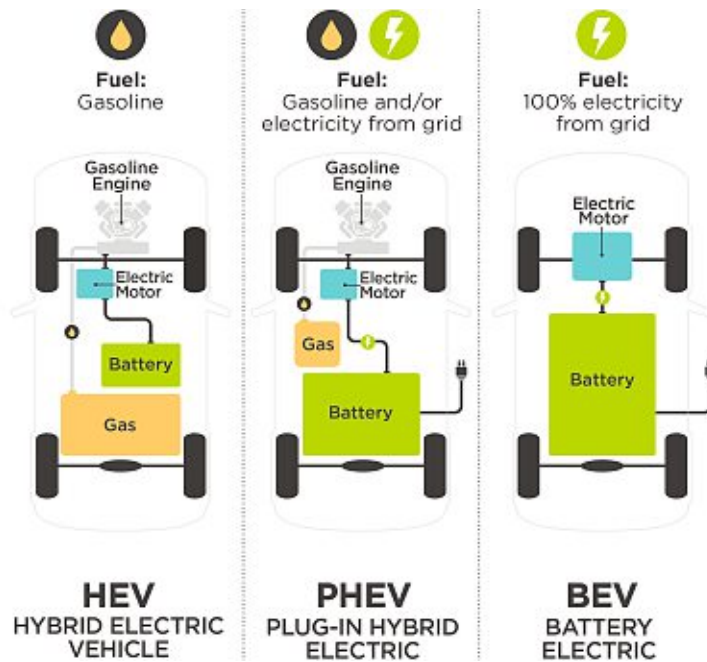


Abbildung 2.5: Fahrzeugtypen von E-Autos (Becchetti, 2018)

sind, als auch das Wasserstoffzellen-Elektro-Fahrzeug (FCEV) und das Range-Extender-Elektro-Fahrzeug (REEV), welche im Folgenden nicht näher beschrieben werden.

Die in Abbildung 2.5 gezeigten Fahrzeugtypen unterscheiden sich in der Art des Antriebs, der Batteriegröße und der Möglichkeit, wie die Batterie geladen werden kann. Bei den Hybrid-Elektro-Fahrzeuge (HEV) ist der Verbrennungsmotor der Hauptantrieb. Der Elektromotor kann in verschiedenen Ausführungen unterstützend wirken. Der elektrische Energiespeicher wird über Energierückgewinnung, auch Rekuperation genannt, geladen. Eine Ladung über das Stromnetz ist nicht möglich.

Im Unterschied dazu sind in Plug-in-Hybrid-Elektro-Fahrzeuge (PHEV) deutlich größere elektrische Energiespeicher verbaut. Diese Fahrzeuge sind auch in der Lage, Strecken rein elektrisch oder mit dem Verbrennungsmotor zurück zu legen. Der Akku wird einerseits über Rekuperation im Fahrbetrieb geladen, andererseits kann er, aber auch mit dem Stromnetz verbunden und so geladen werden. Aus diesem Grund wird dieser Fahrzeugtyp in die Analysen dieser Arbeit miteinbezogen.

Das Batterie-Elektro-Fahrzeuge (BEV) besitzt keinen Verbrennungsmotor und wird zu 100% durch einen oder mehrere Elektromotoren angetrieben. Der Speicher ist typischerweise größer als bei den anderen Fahrzeugtypen und wird durch Rekuperation

und über das Stromnetz geladen. Der Großteil der betrachteten Fahrzeuge in dieser Arbeit sind BEV.

2.3 Energiesektor in Österreich 2020

Das politische Ziel in Österreich ist eine hundertprozentige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 (Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, 2019). Da sich die Analysen in dieser Arbeit mit dem Zeitraum bis ins Jahr 2050 beschäftigt, ist auch dieser Zwischenschritt modelliert.

Im Jahr 2020 sieht der Kraftwerkspark, aufgeschlüsselt nach Kraftwerkstechnologien, wie in Tabelle 2.1 aufgelistet aus. Abbildung 2.6 zeigt die installierte Kraftwerksleistung in Prozent der installierten Gesamtleistung in Österreich. Die Daten der Kraftwerksleistungen für die erneuerbaren Energieträger stammen dabei von der Transparenzdatenbank des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020). Die Leistungen der Kraftwerke, die mit nichterneuerbaren Energieträgern betrieben werden, stammen aus Forschungsergebnissen der Energy Economics Group (EEG) der Technischen Universität Wien.

Tabelle 2.1: Installierte Kraftwerksleistung in Österreich 2020

Kraftwerk	Leistung [MW]
Gas	4264
Kohle	897
Biomasse(Holz)	497
Pump-Speicher	3120
Lauf-Wasser	5724
Speicher (Wasser)	2436
PV	1333
Müll	150
Wind	3133
Geothermie	1

Die Bruttostromerzeugung in Österreich laut E-Control ist im Jahr 2019 in Abbildung 2.7 dargestellt (Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, 2020). Im Vergleich mit der installierten Leistung, Abbildung 2.6, ist die Auswirkung der unterschiedlichen Volllaststunden klar erkennbar. Technologien mit sehr geringen Volllaststunden, wie zum Beispiel die Photovoltaik (PV), haben prozentuell wenig Anteil an der elektrischen Energieaufbringung.

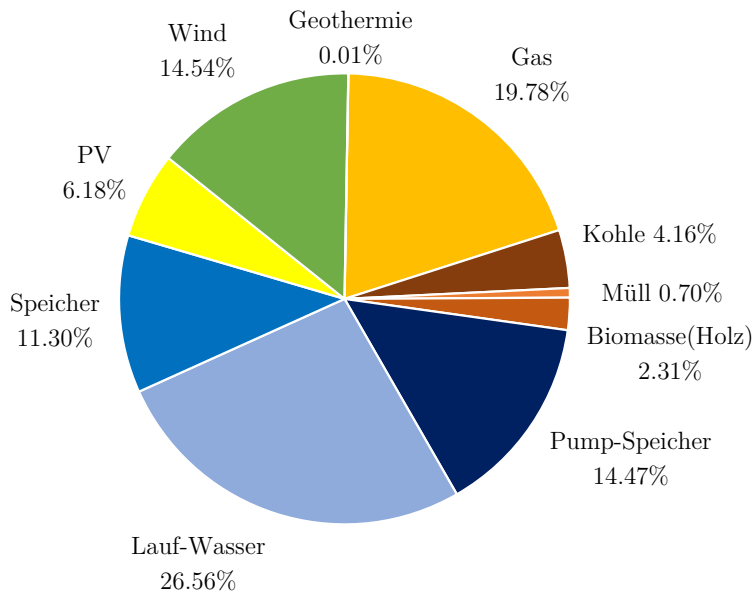


Abbildung 2.6: Installierte Kraftwerksleistung in Österreich 2020 in Prozent

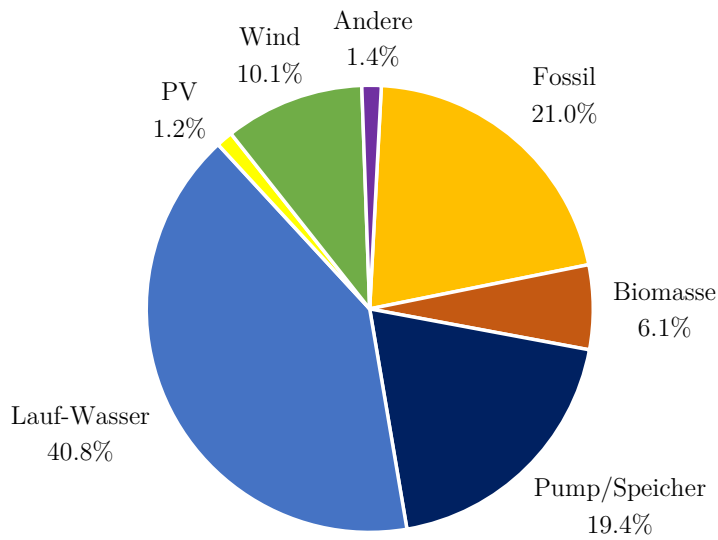


Abbildung 2.7: Bruttostromerzeugung Inland 2019 in Prozent

2 Elektrifizierung des Verkehrs und Stromsektor in Österreich

Die Förderung der erneuerbaren Energien ist im Ökostromgesetz 2012 geregelt. In diesem Gesetz wurden Ausbauziele und Fördermittel festgelegt. Die Förderung erfolgt über Abnahme- und Vergütungsverträge, sowie Zuschüsse zu Investitionskosten. Zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommen ist der politische Wille vorhanden, die Erneuerbaren weiter auszubauen. Dazu soll im Jahr 2021 ein neues Gesetz, Namens Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG, beschlossen werden. Angekündigt wurde einige Maßnahmen dieses Gesetzes bereits im Jahr 2020. Auf diese Ankündigungen stützen sich auch einige Annahmen in dieser Arbeit (siehe Abschnitt 4.1.4).

3 Methodische Basis: Das verwendete Energiesystemmodell Balmorel und das EV-Addon

Der Fragestellung dieser Diplomarbeit liegt ein Optimierungsproblem zu Grunde. Dieses soll mit Hilfe der linearen Programmierung im Modell Balmorel, welches die Modellierungssprache GAMS verwendet, gelöst werden.

In den folgenden Abschnitten folgt eine kurze Erklärung zur linearen Programmierung, GAMS und Balmorel. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt in der Modellierung der Einbindung von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen in die Energieinfrastruktur, konkret in der Untersuchung damit im Einklang stehender Ladestrategien. Die verwendete Erweiterung von Balmorel wird im Abschnitt 3.3 genau beschrieben.

3.1 Lineare Programmierung und GAMS

Die Methodik in dieser Arbeit beruht auf der Lösung eines Optimierungsmodells mittels linearer Programmierung. Lineare Programmierung (LP), oder auch lineare Optimierung genannt, beschäftigt sich mit der Lösung einer linearen Zielfunktion unter Nebenbedingungen.

Die Zielfunktion wird dabei meist entweder minimiert oder maximiert. Im konkreten Fall sollen die Gesamtkosten des modellierten Energiemarkts minimal werden.

Die Nebenbedingungen sind dabei wichtiger Bestandteil eines jeden Optimierungsmodells. Im Stromsektor ist eine der Nebenbedingungen zum Beispiel das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie.

Eine weitere Einschränkung sind die sogenannten Nichtnegativitätsbedingungen. Diese beschreiben, dass manche Größen nur größer gleich null sein dürfen. Das ist beispielsweise bei Investitionen in neue Kraftwerksleistungen der Fall. Zur besseren Verständlichkeit wird im Folgenden ein Minimalbeispiel einer linearen Optimierung grafisch gelöst.

3 Methodische Basis: Das verwendete Energiesystemmodell Balmorel und das EV-Addon

In diesem Beispiel gibt es ein Gaskraftwerk und eine Windkraftanlage. Es werden im Folgenden die Zielfunktion und die dazugehörigen Nebenbedingungen beschrieben. Die Zielfunktion ist die Maximierung des Gewinns in diesem Modell. Dabei erzielt jede durch die Windkraftanlage produzierte Produktionseinheiten (PE) den doppelten Gewinn einer produzierten Produktionseinheit des Gaskraftwerks. Der zu maximierende Gewinn ist die Summe der Einzelgewinne.

$$ZF : \text{maximiere Gewinn} = x_{Gas} + 2 \cdot x_{Wind} \quad (3.1)$$

Eine der Nebenbedingungen ist in Gleichung 3.2 beschrieben. Das Gaskraftwerk kann dabei maximal acht Produktionseinheiten (PE) und die Windkraftanlage sechs PE produzieren. Bezeichnet wird die Menge der Produktion mit der Variable x .

$$x_{Gas} \leq 8 \text{ und } x_{Wind} \leq 6 \quad (3.2)$$

In der grafischen Lösung, welche in Abbildung 3.1 dargestellt ist, beschränken diese beiden Nebenbedingungen den möglichen Lösungsbereich. Diese beiden Ungleichungen sind als orange Geraden in der Abbildung eingezeichnet.

Die Kraftwerke können zusätzlich nur positive Mengen an Produktionseinheiten produzieren, daraus ergeben sich die Nichtnegativitätsbedingungen.

$$x_{Gas} \geq 0 \text{ und } x_{Wind} \geq 0 \quad (3.3)$$

In diesem einfachen Beispiel sollen die beiden Kraftwerke eine Nachfrage von 12 PE decken. Dabei steht das Gaskraftwerke doppelt so oft zur Produktion bereit, als die Windkraftanlage. In einer Gleichung lässt sich dies als

$$2 \cdot x_{Gas} + x_{Wind} = 12 \quad (3.4)$$

ausdrücken. Die Gerade dieser Gleichung ist in Abbildung 3.1 grün strichliert eingezeichnet.

Eine weitere Nebenbedingung ist die Schadstoffbilanz. Jede erzeugte Produktionseinheit ist mit einem Ausstoß von Schadstoffeinheiten (SE) verbunden. In diesem Beispiel erzeugt das Gaskraftwerk für jede Produktionseinheit fünf Schadstoffeinheiten. Diese Schadstoffe dürfen den Wert von 20 Schadstoffeinheiten nicht überschreiten. Die Nebenbedingung kann in der Form

$$5 \cdot x_{Gas} \leq 20 \quad (3.5)$$

berücksichtigt werden. Diese Gerade ist in Abbildung 3.1 blau strichpunktiert eingezeichnet.

Aus den Neben- und Nichtnegativitätsbedingungen ergibt sich in Abbildung 3.1 ein Lösungsbereich, welcher rot schraffiert einzeichnet ist. Am Rand dieser Fläche liegen die Punkte mit der optimalen Lösung des Problems. Eingezeichnet sind diese Punkte durch gelbe Kreise in der Grafik.

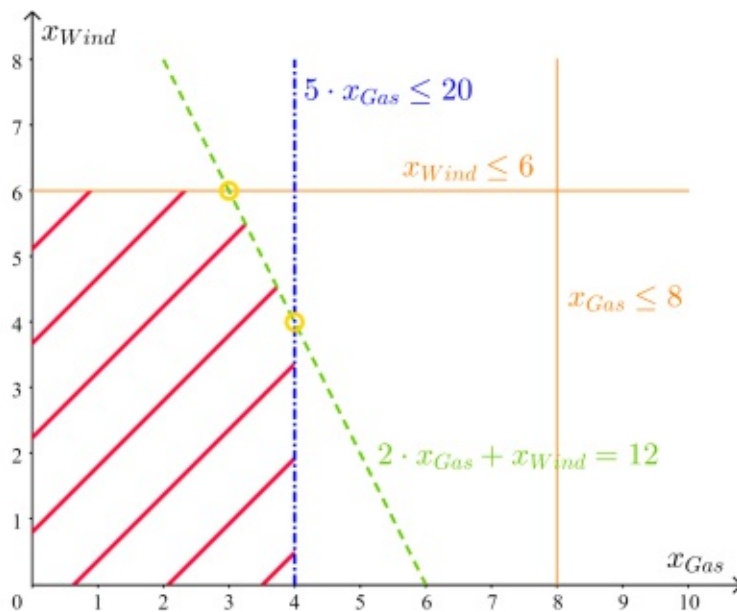


Abbildung 3.1: Grafische Lösung des Optimierungsproblems

Nimmt man nun die Koordinaten dieser Punkte und setzt sie in die Zielfunktion 3.1 ein, erhält man den Punkt für welchen der Gewinn maximal ist. Der erste Punkt hat die Koordinaten $(3,6)$ und es ergibt sich ein Gewinn von 15.

$$\begin{aligned} \text{Gewinn}(3,6) &= x_{Gas} + 2 \cdot x_{Wind} \\ \text{Gewinn}(3,6) &= 3 + 2 \cdot 6 \\ \text{Gewinn}(3,6) &= 15 \end{aligned} \tag{3.6}$$

Der zweite markierte Punkt hat die Koordinaten $(4,4)$ und es folgt ein Gewinn von 12.

$$\begin{aligned} \text{Gewinn}(4, 4) &= x_{Gas} + 2 \cdot x_{Wind} \\ \text{Gewinn}(4, 4) &= 4 + 2 \cdot 4 \\ \text{Gewinn}(4, 4) &= 12 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Die grafische Lösung zeigt, dass bei einer Produktion von drei Produktionseinheiten durch das Gaskraftwerk und sechs PE durch die Windkraftanlage, der Gewinn maximal wird.

Dieses Minimalbeispiel zeigt die Prinzipien der linearen Optimierung. In einem großen Modell, wie dem in dieser Arbeit verwendeten, folgt ebenfalls aus Nebenbedingungen ein Lösungsbereich und eine optimale Lösung.

3.1.1 GAMS

GAMS steht für General Algebraic Modeling System und ist eine algebraische Modellierungssprache. Das Programm wird durch einen Compiler passend für den verwendeten Solver übersetzt. Gelöst werden kann das Modell mit Solvern von verschiedensten Anbietern, zum Beispiel FICO, Gurobi, IBM usw. In dieser Arbeit wird der CPLEX Solver von IBM benützt (GAMS Software GmbH, 2020).

Grundsätzlich wird die Datenstruktur in GAMS durch Sets, Parameter, Variablen und Gleichungen (Equations) bestimmt. Die Zielfunktion (Objective Function) ist die Gleichung, auf welche die Optimierung angewendet wird.

3.2 Balmorel

Balmorel ist ein partielles Gleichgewichtsmodell für den Strom- und Wärmesektor. Das Modell kann nationale wie auch internationale Perspektiven abbilden und ist dabei auch in seinen Betrachtungszeiträumen sehr flexibel. Es können langfristige Prognosen erstellt oder auch kurzfristige Entscheidung zur Betriebsführung getroffen werden. Der Code des Modells ist Open-Source und ermöglicht dadurch eine Anpassung an vielseitige Problemstellungen. Die Funktionalität des Modells kann zusätzlich durch Erweiterungen, sogenannte Addons, ausgebaut werden (Ravn, 2010). In dieser Diplomarbeit wird ein solches Addon verwendet, siehe Abschnitt 3.3.

Die Daten, die in das Modell eingehen, werden dabei über einzelne Dateien als Parameter und Sets vorgegeben. Die Zielfunktion ist die Minimierung der Kosten, dabei können

sich auch endogen Parameter verändern. Im speziellen Fall dieser Arbeit trifft dies vor allem auf die Investmententscheidungen in neue Kraftwerkskapazitäten zu.

In Balmorel kann auch der Detaillierungsgrad anhand der Zeitschritte gewählt werden. Alle Berechnungen und Daten in dieser Arbeit beruhen auf stündlichen Werten. Es werden die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 modelliert.

3.3 EV-Addon

Zur Modellierung der Auswirkungen von E-Mobilität im privaten Bereich in Österreich wird das Optimierungsmodell Balmorel mit einer Erweiterung angepasst. Diese Erweiterung, im folgenden EV-Addon genannt, wurde von Philipp Andreas Gunkel und anderen in einem Artikel (Gunkel u. a., 2020) erstmals beschrieben.

Das EV-Addon besteht aus neun Dateien über die Variablen, Parameter und Gleichungen in das Grundmodell von Balmorel integriert werden. Einige dieser Gleichungen und Dateien werden im folgenden Abschnitt erwähnt. Zusätzlich werden Daten über Input-Dateien bereitgestellt.

In diesem Artikel wurde dieses Addon auf Länder im Norden und Westen Europas angewendet. In der vorliegenden Diplomarbeit wird dieses Addon nun erstmals in Österreich genutzt.

Das Addon beschränkt sich in seiner Modellierung auf elektrisch angetriebene PKW in privater Verwendung und dabei auf BEV und PHEV (siehe Abschnitt 2.2.1). Die Fahrzeuge werden dabei jeweils nur zu Hause geladen. Eine Ladung am Arbeitsplatz oder beim Einkaufen ist nicht modelliert und könnte Ziel von weiteren Untersuchungen in anderen Arbeiten sein.

Die Erweiterung bietet die Möglichkeit zwischen drei Ladestrategien zu unterscheiden. Diese werden in Abschnitt 3.3.2 beschrieben. Im Zuge dieser Arbeit wurde das Addon um die Möglichkeit erweitert, pro Jahr zwei Fahrzeugflotten mit unterschiedlichen Ladestrategien einzusetzen. Diese Erweiterung wird in Abschnitt 3.3.2.4 beschrieben.

3.3.1 Modellierung der Fahrzeugflotte

Die Grundlage des Energieverbrauchs der Fahrzeuge ist das Mobilitätsverhalten der Fahrzeugbesitzer und wurde in einer Studie aus Dänemark analysiert (Christiansen und Warnecke, 2017). Es wird sowohl im Artikel von P. Gunkel, als auch in dieser Arbeit, angenommen, dass sich das Verhalten der Fahrzeugbesitzer in den europäischen

3 Methodische Basis: Das verwendete Energiesystemmodell Balmorel und das EV-Addon

Tabelle 3.1: Technische Daten der Fahrzeuge und Ladegeräte (Gunkel u. a., 2020)

Jahr	η	SOC_{max}		$P_{Charger}$ [kW]	Batt.-Kost. [€/kWh]	Kost. Lade- gerät [€/kWh]
		BEV [kWh]	PHEV [kWh]			
2020	0,18	30	10	10	175	220
2030	0,17	30	10	10	140	60,1
2040	0,16	40	10	15	105	59,7
2050	0,15	50	10	20	70	57,5

Tabelle 3.2: Wirkungsgrad der Ladeinfrastruktur, Kostenfaktoren für die Degradation der Batterien (Gunkel u. a., 2020)

$\eta_{Charger}$	$\alpha_{Bat,Os}$	$\alpha_{Bat,Lft}$	$\gamma_{Deg,Cyc}$	$\gamma_{Deg,CalC}$	$\gamma_{Deg,CalF}$
0,85	1,1	0,25	0,00004	0,0000006	0,0000009

Ländern nicht maßgeblich unterscheidet. Es ist daher anzunehmen, dass sich das Nutzungsverhalten in Dänemark und Österreich gleicht.

Mit Hilfe der Daten aus den Tabellen 3.1 und 3.2 werden über den Algorithmus, der im Anhang des Artikels von P. Gunkel (Gunkel u. a., 2020) beschrieben ist, Eingangsdaten für das EV-Addon berechnet. Der Algorithmus ermittelt verschiedene Parameter außerhalb von GAMS um die Berechnungszeit des eigentlichen Modells gering zu halten.

Aus dem Mobilitätsverhalten folgen die Fahrzeuge, die zum jeweiligen Zeitpunkt, mit einem Ladegerät verbunden sind und daher für das Modell zur Verfügung stehen. Dieser Verlauf ist in Abbildung 3.2 normiert auf ein Fahrzeug für einen Wochentag dargestellt. Der Algorithmus aggregiert alle Fahrzeuge und bildet daraus einen elektrischen Speicher der sich in seiner Speicherkapazität über die Zeit verändert. Je nach Ladestrategie kann dieser Speicher geladen oder auch entladen werden.

3.3.1.1 Anzahl der Fahrzeuge

In Abbildung 3.2 wird der normierte zeitliche Verlauf der verfügbaren Fahrzeuge an einer Ladestation dargestellt. Dieser Verlauf muss mit der entsprechenden Anzahl an Fahrzeugen im jeweiligen betrachteten Jahr multipliziert werden.

Ausgehend von der Anzahl der im Jahr 2020 in Österreich zugelassenen Fahrzeuge (siehe Abschnitt 2.2), wird eine logistische Zunahme der BEV in Österreich angenommen. Der Grenzwert G der logistischen Funktion, Gleichung 3.8, wird auf fünf Millionen Fahrzeuge festgelegt. Dies entspricht ungefähr der Anzahl der zugelassenen PKW im Jahr 2020 in Österreich. Es wird angenommen, dass, aufgrund des sich ändernden

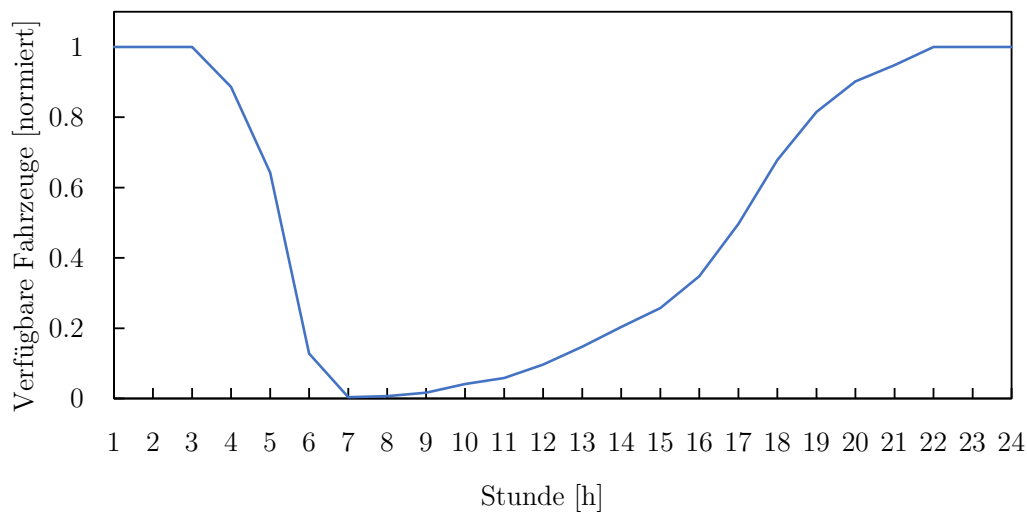


Abbildung 3.2: Verfügbare Fahrzeuge in der Simulation, normiert auf ein Fahrzeug

Mobilitätsverhalten, diese Menge an Fahrzeugen nicht überstiegen wird. Der Wert $f(0)$ ist der Startwert, also die Anzahl der BEV die im Jahr 2020 zugelassen sind. Die Zuwachsrage k wurde mit 0,35 festgelegt.

$$f(t) = G \frac{1}{1 + e^{-k \cdot t} \left(\frac{G}{f(0)} - 1 \right)} \quad (3.8)$$

Die Darstellung des logistischen Wachstums, Abbildung 4.6, sowie die Anzahl der Fahrzeuge, die je Szenario in der Analyse verwendet werden, sind in Abschnitt 4.3 zu finden.

3.3.2 Implementierung in Balmorel

Die Implementierung der Funktionalität des EV-Addons erfolgt hauptsächlich über zwei Gleichungssysteme. Die Zielfunktion des Modells sind die Kosten des Energieversorgungssystems. Die Kosten, die mit der Erweiterung verbunden sind, behandeln drei Effekte. Zum Ersten die Kosten der Speicherdegradation aufgrund von Ladezyklen. Zum Zweiten die Kosten der Degradation auf Grund der Alterung des Akkus und zum Letzten die Kosten, die für eine entsprechende Ladeinfrastruktur, anfallen.

Als zweites Gleichungssystem muss der Energiefluss der elektrischen Fahrzeuge im Modell abgebildet werden.

Die Gleichungen unterscheiden sich je nach Ladestrategie und werden im Folgenden für BEV beschrieben. Für PHEV sind die Gleichungen sinngemäß zu adaptieren.

3.3.2.1 Passives Laden (PC)

Bei der Ladestrategie „Passives Laden“ (PC) wird jedes Fahrzeug, dass zurück zu seiner Ladestation kommt, so schnell als möglich voll geladen.

Die, durch die Ladung entstehende, zusätzliche Nachfrage ergibt sich aus der Leistung, welche durch den Algorithmus (beschrieben in (Gunkel u. a., 2020)) berechnet wird, multipliziert mit dem Kehrwert der Effizienz der Ladeinfrastruktur. Die Effizienz des Ladegeräts ist in Tabelle 3.2 angeführt.

$$P_{Charge} = \frac{P_{PC}}{\eta_{Charger}} \quad (3.9)$$

Der Energiefluss wird in das Modell über die Datei *EV_eqndecdef.inc* und *EV_qeeq.inc* eingebunden. Die Gleichung in der Modellierungssprache GAMS lautet:

$$\begin{aligned} & QEV_BEV_NETCHARGETAX(IY411, IR, S, T).. \\ & VEV_VNETCHARGE_BEV(IY411, IR, S, T) \\ & = E = \\ & + (EV_BEV_Dumb(IY411, S, T, IR) * (1/EV_PEFF(IY411))) \\ & \$(IY411.val > 2019); \end{aligned} \quad (3.10)$$

Es folgt eine Erklärung der Notation in Balmorel und von Teilen des Syntax in GAMS, welche zum weiteren Verständnis der in diesem Abschnitt folgenden Gleichungen notwendig sind.

Festgelegt wurde, dass in Balmorel alle Gleichungen mit dem Buchstaben Q und alle Variablen mit dem Buchstaben V beginnen. Für eine Gleichung muss immer ein Name vergeben werden, in Gleichung 3.10 zum Beispiel

QEV_BEV_NETCHARGETAX(IY411, IR, S, T). Die nachfolgenden Punkte .. signalisieren den Beginn der eigentlichen Gleichung. Handelt es sich bei Gleichungen, Variablen, Sets oder Parametern um mehrdimensionale Konstrukte geben die in den Klammern stehenden Sets die möglichen Indizes an. Dies ist bei Balmorel meist der Fall.

Die Variable *VEV_VNETCHARGE_BEV(IY411, IR, S, T)* bildet die Leistung ab, mit der der Speicher der Fahrzeugflotte im aktuellen Jahr der Simulation (*IY411*)

in der Region (IR), in der Woche (S) zur Stunde (T) geladen wird. Diese Variable wird mit der rechten Seite der Gleichung gleichgesetzt. Die Gleichsetzung erfolgt mit $= E =$. Auf der rechten Seite der Gleichung wird der mehrdimensionale Parameter $EV_BEV_Dumb(IY411, S, T, IR)$ mit dem Kehrwert des Parameters $EV_PEFF(IY411)$ multipliziert. Der erste Parameter wird durch den Algorithmus (Gunkel u. a., 2020) erzeugt, der zweite Parameter entspricht dem Wirkungsgrad der Ladeinfrastruktur $\eta_{Charger}$ und ist in Tabelle 3.2 angegeben.

In GAMS können über das Symbol $\$$ Teile von Gleichungen mit einer Bedingung versehen werden. Konkret kann der rechte Teil der Gleichung 3.10 nur ungleich null werden, wenn das aktuelle Jahr in der Simulation ($IY411$) größer als 2019 ist.

Die Kosten, die mit den elektrischen Fahrzeugen verbunden sind, werden der Zielfunktion zugerechnet und wie im Artikel (Gunkel u. a., 2020) mit den Gleichungen 3.11 und 3.12 beschrieben.

Die Kosten $\Omega_{Deg,Cyc}$, die mit den Ladezyklen verbunden sind, werden beschrieben durch:

$$\Omega_{Deg,Cyc} = \gamma_{Deg,Cyc} \cdot \frac{C_{Bat,Repl}}{\alpha_{Bat,Lft}} \cdot \frac{P_{PC} \cdot \Delta t}{\alpha_{Bat,Os} \cdot SOC_{max}} \quad (3.11)$$

Dabei beschreibt der Faktor $\gamma_{Deg,Cyc}$ die Degradation aufgrund der Ladezyklen und ist abhängig von der Tiefe der Entladung. Die Entladungstiefe wird durch das Verhältnis Ladenenergie $P_{PC} \cdot \Delta t$ und Größe des Akkus $\alpha_{Bat,Os} \cdot SOC_{max}$ beschrieben. Der Faktor $\alpha_{Bat,Os}$ beschreibt den Unterschied zwischen nutzbarer und installierter Speicherkapazität. Die Investitionskosten in eine neue Batterie $C_{Bat,Repl}$ werden durch den Faktor $\alpha_{Bat,Lft}$, der die Lebensdauer darstellt angepasst. Die Werte aller verwendeten Faktoren werden in Tabelle 3.1 und 3.2 angegeben.

In Balmorel werden die Kostenfunktionen in der Datei $EV_qobj.inc$ als

$$\begin{aligned} &+ (SUM((S, T, IR)\$(EV_BEV_Max(Y, S, T, IR) > 0), ((EV_BEV_Dumb(Y, S, T, IR) \\ &/ (EV_BEV_Max(Y, S, T, IR) * EV_BATTOVERSIZED(Y)))) \\ &* EV_BATTDEGCYCLE(Y) * EV_BATTCOST(Y) \\ &* (EV_BEV_Max(Y, S, T, IR) * EV_BATTOVERSIZED(Y) \\ &/ (EV_LIFEFACTOR(Y))))))\$(Y.val > 2019); \end{aligned} \quad (3.12)$$

festgelegt.

3 Methodische Basis: Das verwendete Energiesystemmodell Balmorel und das EV-Addon

Die Parameter $EV_BATTOVERSIZED(Y)$, $EV_BATTDEGCYCLE(Y)$, $EV_BATTCOST(Y)$ und $EV_LIFEFACTOR(Y)$ entsprechen dabei $\alpha_{Bat,Os}$, $\gamma_{Deg,Cyc}$, $C_{Bat,Repl}$, $\alpha_{Bat,Lft}$.

Zusätzlich gibt es Kosten $\Omega_{Deg,Cal}$, die mit der Alterung des Speichers entstehen. Diese bestehen aus einem Anteil, der die Alterung unabhängig von der Entladung $\gamma_{Deg,CalC}$ beschreibt und einem Teil, der die Alterung abhängig von der Entladungstiefe $\gamma_{Deg,CalF}$ abbildet.

$$\Omega_{Deg,Cal} = \left(\gamma_{Deg,CalC} + \gamma_{Deg,CalF} \cdot \frac{SOC_{PC}}{\alpha_{Bat,Os} \cdot SOC_{max}} \right) \cdot \frac{C_{Bat,Repl}}{\alpha_{Bat,Lft}} \quad (3.13)$$

In GAMS Syntax wird diese Gleichung durch

$$\begin{aligned} &+ (SUM((S,T,IR), (EV_BATTDEGCALCONST(Y) \\ &+ EV_BATTDEGCALFLEX(Y) * (EV_BEV_SOCDumb(Y, S, T, IR) \\ &/ (EV_BEV_Max(Y, S, T, IR) * EV_BATTOVERSIZED(Y)))) \\ &* (EV_BEV_Max(Y, S, T, IR)) * (EV_BATTCOST(Y) \\ &* EV_BATTOVERSIZED(Y)/EV_LIFEFACTOR(Y)))) \\ &\$(Y.val > 2019); \end{aligned} \quad (3.14)$$

ausgedrückt. Die erstmals verwendeten Konstanten $\gamma_{Deg,CalC}$, $\gamma_{Deg,CalF}$ entsprechen den Sets $EV_BATTDEGCALCONST(Y)$, $EV_BATTDEGCALFLEX(Y)$ und sind in Tabelle 3.2 abzulesen.

3.3.2.2 Intelligentes Laden (SC)

Als Nächstes wird die Ladestrategie „Intelligentes Laden“ (SC) beschrieben. Bei dieser Ladestrategie besteht die zusätzliche Nachfrage aus einem unflexiblen und flexiblen Anteil, siehe Gleichung 3.15. Wie in (Gunkel u. a., 2020) dargestellt, wird jedes Fahrzeug bei Rückkehr zur Ladestation zumindest bis zu einem Speicherstand (SOC), welcher immer vorhanden sein muss, geladen. Die restliche Ladung, bis auf 100% SOC, kann zu einem beliebigen Zeitpunkt erfolgen.

$$P_{Charge} = P_{Inflex} + P_{Flex} \quad (3.15)$$

Die obige Gleichung wird im Modell in der Datei *EV_eqndef.inc* festgelegt.

$$\begin{aligned}
& QEV_BEV_NETCHARGETAX(IY411, IR, S, T).. \\
& VEV_VNETCHARGE_BEV(IY411, IR, S, T) \\
& = E = \\
& (+EV_BEV_Inflex(IY411, S, T, IR) * 1/EV_PEFF(IY411) \\
& + VEV_VG2V_BEV(IY411, IR, S, T))\$(IY411.val > 2019);
\end{aligned} \tag{3.16}$$

Da bei diesem Ladeschema nur ein Energiefluss in Richtung des Fahrzeuges möglich ist, ist P_{Flex} immer positiv. In GAMS wird diese Variable durch $VEV_VG2V_BEV(IY411, IR, S, T)$ repräsentiert und kann innerhalb einer unteren und oberen Grenze frei gewählt werden. Die untere Grenze ist dabei, wie schon beschrieben, null und die obere Grenze wird durch

$$\begin{aligned}
& VEV_VG2V_BEV.UP(IY411, IR, S, T) = \\
& EV_BEV_Avail(IY411, S, T, IR) * EV_BEV_CHARGERCAP(IY411);
\end{aligned} \tag{3.17}$$

in der Datei *EV_sim.inc* festgelegt. In Gleichung 3.17 kommt erstmals der Operator *.UP* vor. Mithilfe von *.UP* und *.LO* können in GAMS obere und untere Grenzen von Variablen vorgegeben werden.

Mit der Ladestrategie SC wird nun erstmals eine Speicherbewirtschaftung der EV implementiert. Dies hat zur Folge, dass einige Gleichungen zur Modellierung des Speichers notwendig sind. Der Energieinhalt SOC_{SC} der Fahrzeuge muss immer zwischen den Grenzen SOC_{min} und SOC_{max} liegen. Die Werte für SOC_{min} und SOC_{max} werden durch den Algorithmus aus (Gunkel u. a., 2020) als Eingangsparameter vorgegeben.

$$SOC_{min} \leq SOC_{SC} \leq SOC_{max} \tag{3.18}$$

Die Implementierung in GAMS erfolgt in der Datei *EV_sim.inc* als

$$\begin{aligned}
& VEV_VSOC_BEV.UP(IY411, IR, S, T) = EV_BEV_Max(IY411, S, T, IR) + 0.1; \\
& VEV_VSOC_BEV.LO(IY411, IR, S, T) = EV_BEV_Min(IY411, S, T, IR);
\end{aligned} \tag{3.19}$$

Der aktuelle SOC wird über Gleichung 3.20 bestimmt. Der Parameter der Tr_t beschreibt den Energieverbrauch, der mit der Fahrstrecke verbunden ist.

3 Methodische Basis: Das verwendete Energiesystemmodell Balmorell und das EV-Addon

$$SOC_{SC,t} = SOC_{SC,t-1} + SOC_{Flex,t} + \eta_{Charger} \cdot (P_{Inflex,t} + P_{Flex,t}) \cdot \Delta t - Tr_t \quad (3.20)$$

Der Energieverbrauch der Fahrzeuge durch die am jeweiligen Tag zurückgelegte Fahrstrecke, wird in Balmorell durch den Parameter $EV_BEV_Flex(IY411, S, T, IR)$ angegeben und durch den Algorithmus außerhalb des Modells berechnet.

$$\begin{aligned} & QEV_BEV_SOCBALANCE(IY411, IR, S, T).. \\ & VEV_VSOC_BEV(IY411, IR, S, T) \\ & = E = \\ & (VEV_VSOC_BEV(IY411, IR, S, T - 1) + EV_BEV_SOCFlex(IY411, S, T, IR) \\ & + EV_BEV_Inflex(IY411, S, T, IR) + VEV_VG2V_BEV(IY411, IR, S, T) \\ & * EV_PEFF(IY411) - EV_BEV_Flex(IY411, S, T, IR)) \\ & \$(IY411.val > 2019); \end{aligned} \quad (3.21)$$

Als letzte Beschränkung wird noch über Gleichung 3.22 eine maximale Ladeleistung festgelegt.

$$0 \leq P_{Inflex} + P_{Flex} \leq P_{Charger,max} \cdot Qty_{Avail} \quad (3.22)$$

Die Kostenfunktionen bestehen, wie auch in Abschnitt 3.3.2.1 beschrieben, aus zwei Teilen. Die Gleichungen 3.23 und 3.25 unterscheiden sich nur in der angegebenen Leistung von den Gleichungen 3.11 und 3.13.

$$\Omega_{Deg,Cyc} = \gamma_{Deg,Cyc} \cdot \frac{C_{Bat,Repl}}{\alpha_{Bat,Lft}} \cdot \frac{P_{Flex} + P_{Inflex}}{\alpha_{Bat,Os} \cdot SOC_{max}} \quad (3.23)$$

Dementsprechend sind auch die Implementierungen in GAMS sehr ähnlich zu den Gleichungen im Abschnitt 3.3.2.1.

$$\begin{aligned} & + (SUM((S, T, IR)\$(EV_BEV_Max(Y, S, T, IR) > 0), \\ & (((VEV_VG2V_BEV(Y, IR, S, T) + EV_BEV_Inflex(Y, S, T, IR)) \\ & / (EV_BEV_Max(Y, S, T, IR) * EV_BATTOVERSIZED(Y)))) \\ & * EV_BATTDEGCYCLE(Y) * EV_BATTCOST(Y) \\ & * (EV_BEV_Max(Y, S, T, IR) * EV_BATTOVERSIZED(Y) \\ & / (EV_LIFEFACOR(Y))))))\$(Y.val > 2019); \end{aligned} \quad (3.24)$$

$$\Omega_{Deg,Cal} = \left(\gamma_{Deg,CalC} + \gamma_{Deg,CalF} \cdot \frac{SOC_{SC}}{\alpha_{Bat,Os} \cdot SOC_{max}} \right) \cdot \frac{C_{Bat,Repl}}{\alpha_{Bat,Lft}} \quad (3.25)$$

$$\begin{aligned} &+ (SUM((S, T, IR), (EV_BATTDEGCALCONST(Y) \\ &+ EV_BATTDEGCALFLEX(Y) * (VEV_VSOC_BEV(Y, IR, S, T) \\ &/ (EV_BEV_Max(Y, S, T, IR) * EV_BATTOVERSIZED(Y)))) \\ &* (EV_BEV_Max(Y, S, T, IR)) * (EV_BATTCOST(Y) * EV_BATTOVERSIZED(Y) \\ &/ EV_LIFEFACOR(Y)))) \$(Y.val > 2019); \end{aligned} \quad (3.26)$$

3.3.2.3 Netzintegriertes Laden (V2G)

Die dritte Strategie EV in das System einzubinden ist das „Netzintegrierte Laden“ (V2G). Dabei wird das Modell des intelligenten Ladens (SC), welches in Abschnitt 3.3.2.2 beschrieben wurde, erweitert. Bei V2G kann Energie zwischen Fahrzeug und Netz in beiden Richtungen fließen. Dazu wird Gleichung 3.27 folgend erweitert.

$$P_{Charge} = P_{Inflex} + P_{Flex} - P_{V2G} \quad (3.27)$$

Es kann nun auch Energie aus den Fahrzeugspeichern ins Netz abgegeben werden und verringert dadurch die Nachfrage, die durch die EVs entsteht. Beziehungsweise trägt diese Leistung ebenfalls zur Energiebilanz des Gesamtsystems bei.

Im Modell wird der Leistungsfluss zum Fahrzeug gleich abgebildet wie bei der Ladestrategie SC (siehe Gleichung 3.16).

$$\begin{aligned} &QEV_BEV_NETCHARGETAX(IY411, IR, S, T).. \\ &VEV_VNETCHARGE_BEV(IY411, IR, S, T) \\ &= E = \end{aligned} \quad (3.28)$$

$$\begin{aligned} &(+EV_BEV_Inflex(IY411, S, T, IR) * 1/EV_PEFF(IY411) \\ &+ VEV_VG2V_BEV(IY411, IR, S, T)) \$(IY411.val > 2019); \end{aligned}$$

3 Methodische Basis: Das verwendete Energiesystemmodell Balmorel und das EV-Addon

Für den Leistungsfluss vom Fahrzeug zurück ins Stromnetz wird Gleichung 3.29 erstellt.

$$\begin{aligned}
 & QEV_BEV_NETDISCHARGETAX(IY411, IR, S, T).. \\
 & VEV_VNETDISCHARGE_BEV(IY411, IR, S, T) \\
 & = E = \\
 & (VEV_VV2G_BEV(IY411, IR, S, T))\$(IY411.val > 2019);
 \end{aligned} \tag{3.29}$$

Wie bereits in Abschnitt 3.3.2.2 gezeigt, werden für die frei wählbaren Variablen $VEV_VG2V_BEV(IY411, IR, S, T)$ und $VEV_VV2G_BEV(IY411, IR, S, T)$ obere

$$\begin{aligned}
 & VEV_VG2V_BEV.UP(IY411, IR, S, T) = \\
 & EV_BEV_Avail(IY411, S, T, IR) * EV_BEV_CHARGERCAP(IY411); \\
 & VEV_VV2G_BEV.UP(IY411, IR, S, T) = \\
 & EV_BEV_Avail(IY411, S, T, IR) * EV_BEV_CHARGERCAP(IY411);
 \end{aligned} \tag{3.30}$$

und untere

$$\begin{aligned}
 & VEV_VG2V_BEV.LO(IY411, IR, S, T) = 0; \\
 & VEV_VV2G_BEV.LO(IY411, IR, S, T) = 0;
 \end{aligned} \tag{3.31}$$

Grenzen festgelegt. Zu finden sind diese Restriktionen in der Datei *EV_sim.inc*.

Die Gleichungen 3.18 und 3.19 für die Restriktionen des Speichers werden unverändert auch bei V2G verwendet.

Die Gleichung 3.20 wird um einen Term, der den Energiefluss in Richtung des Stromnetzes berücksichtigt, erweitert und sieht wie folgt aus.

$$\begin{aligned}
 & SOC_{SC,t} = SOC_{SC,t-1} + SOC_{Flex,t} + \eta_{Charger} \cdot (P_{Inflex,t} + P_{Flex,t}) \cdot \Delta t \\
 & \quad - \frac{1}{\eta_{Charger}} \cdot P_{V2G,t} - Tr_t
 \end{aligned} \tag{3.32}$$

Dabei wird auch der Wirkungsgrad der Ladeinfrastruktur berücksichtigt.

Die Implementierung der Gleichung 3.32 ist ebenfalls bereits aus dem Abschnitt 3.3.2.2 bekannt. Es wird der Term $-VEV_VV2G_BEV(IY411, IR, S, T) * 1 / EV_PEFF(IY411)$ hinzugefügt.

$$\begin{aligned}
& QEV_BEV_SOCBALANCE(IY411, IR, S, T).. \\
& VEV_VSOC_BEV(IY411, IR, S, T) \\
& = E = \\
& (VEV_VSOC_BEV(IY411, IR, S, T - -1) + EV_BEV_SOCFlex(IY411, S, T, IR) \\
& + EV_BEV_Inflex(IY411, S, T, IR) + VEV_VG2V_BEV(IY411, IR, S, T) \\
& * EV_PEFF(IY411) - VEV_VV2G_BEV(IY411, IR, S, T) \\
& * 1/EV_PEFF(IY411) - EV_BEV_Flex(IY411, S, T, IR)) \\
& \$(IY411.val > 2019);
\end{aligned} \tag{3.33}$$

Die maximale Leistung, die mit der Ladeinfrastruktur übertragen werden kann, wird ebenfalls beschränkt und auf die Ladestrategie V2G angepasst.

$$0 \leq P_{Inflex} + P_{Flex} + P_{V2G} \leq P_{Charger,max} \cdot Qty_{Avail} \tag{3.34}$$

Die beiden Kostenfunktionen 3.23 und 3.25 bleiben unverändert zum Ladeschema SC.

3.3.2.4 Erweiterung auf zwei Fahrzeugflotten

Im Artikel (Gunkel u. a., 2020) wird das EV-Addon so implementiert, dass die gesamte Fahrzeugflotte eines Landes die gleiche Ladestrategie im jeweils betrachteten Jahr benutzt. In dieser Diplomarbeit wird dieser Ansatz um einen weiteren Aspekt erweitert.

Um zu ermöglichen, dass ein Teil des Fahrzeugbestands mit einer und der andere Teil mit einer anderen Ladestrategie ins Netz integriert werden kann, wird die Fahrzeugflotte aufgeteilt. Es werden zwei Flotten von einander getrennt in das Modell implementiert. Daraus entstehen zwei virtuelle Speicher im Modell.

Dazu wird in der Datei *EV_issetdecdef.inc* für jede Flotte ein mehrdimensionales Set namens *cs1(CHARGINGSTRATEGY, Y)* und *cs2(CHARGINGSTRATEGY, Y)* erstellt, welches die Ladestrategie für das jeweilige Jahr und die Flotte definiert. *cs* steht dabei für *chargingstrategy*. Beispielhaft wird hier bei Gleichung 3.35 die Festlegung der Ladestrategie für die Flotte 1 (*cs1*) im Jahr 2020 dargestellt.

$$cs1('dumb', Y)\$(Y.val = 2020) = yes; \tag{3.35}$$

3 Methodische Basis: Das verwendete Energiesystemmodell Balmorel und das EV-Addon

Des Weiteren wird ein Parameter namens *EV_FLEETSIZE(YYY,EVTYPE)* eingeführt über den die Anzahl der Fahrzeuge der jeweiligen Flotte definiert wird. Dieser Parameter ist in der Datei *EV_FLEETSIZE.inc* zu finden.

4 Modellierung des Stromsektors und Szenarien

Für diese Arbeit muss der Stromsektor in Österreich und in den miteinbezogenen Nachbarländern modelliert werden. Dies geschieht innerhalb der Umgebung von Balmorel. Zu den allgemeinen Vorgaben im Modell kommen wichtige Eingabeparameter, die in den Abschnitten 4.1 und 4.2 beschrieben werden.

Um den Import und Export über die Landesgrenzen darzustellen wird auch das Nachbarland Deutschland in die Berechnungen miteinbezogen (siehe Abschnitt 4.2).

Die Modellierung beschränkt sich auf den Energiesektor der elektrischen Energie. Investitionen in Kraftwerkskapazitäten sind erst ab dem Jahr 2030 erlaubt. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird der Energiesektor Wärme nicht betrachtet. Aus dieser Einschränkung auf den Stromsektor folgt auch, dass eine zusätzliche Nachfrage nach elektrischer Energie durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen nicht modelliert wird.

4.1 Modellierung des Stromsektors Österreichs

Im Folgenden werden wichtige Daten zur Modellbildung des österreichischen Stromsektors dargestellt. Dies beinhaltet die installierten Kraftwerksleistungen für das Jahr 2020, sowie Erzeugungseigenschaften der erneuerbaren Energieträger, Beschreibung der elektrischen Nachfrage und der möglichen künftigen Investitionen.

4.1.1 Installierte Kraftwerksleistung

Dem Modell werden installierte Kraftwerksleistungen für den Betrachtungszeitraum exogen vorgegeben. Zusätzlich kann das Modell in zusätzliche Kraftwerksleistungen investieren. Diese endogenen Entscheidungen werden durch Restriktionen, die in Abschnitt 4.1.4 beschrieben sind, begrenzt.

In Abschnitt 2.3 wurde bereits der existierende Kraftwerkspark im Jahr 2020 beschrieben.

Die elektrische Energieaufbringung soll, laut politischen Ankündigungen, bereits ab dem Jahr 2030 bilanziell CO₂ neutral sein (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2020). Deshalb werden die exogen vorgegebenen Leistungen von Kohle- und Gaskraftwerken ab dem Jahr 2030 auf null festgelegt.

Die Energiebereitstellung über Photovoltaik-Anlagen wird für alle Jahre in der Modellierung exogen vorgegeben. Da PV-Anlagen wenige Volllaststunden, eine stark schwankende Einspeisung haben und im Modell keine Förderungen abgebildet sind, siehe Abschnitt 4.1.2, wird das Modell kaum auf Investitionen in PV-Leistung zurückgreifen. Um dennoch eine realistische Entwicklung des österreichischen Strommarktes darzustellen, wird die installierte Leistung von PV-Anlagen exogen vorgegeben. Geplant ist eine Zunahme der Energieerzeugung aus PV-Anlagen um 11 TWh bis ins Jahr 2030 (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2020). Mit den Volllaststunden von 995h, die im Modell angenommen werden, ergibt sich ein Zubau von 11 055 MW an Leistung von PV-Anlagen. Für die Jahre 2040 und 2050 wird jeweils ein weiterer Zubau von 3% pro Jahr an PV-Leistung angenommen.

Für alle anderen Kraftwerke mit erneuerbaren Energieträgern werden die Kraftwerksleistung aus dem Jahr 2020 exogen mit den gleichen Werten auch für die Jahre 2030, 2040 und 2050 vorgegeben. Zusätzlich notwendige Kraftwerksleistungen werden durch das Modell endogen berechnet.

Elektrische Energieerzeugung aus Geothermie ist in Österreich nur sehr beschränkt möglich (Könighofer u. a., 2014). Deshalb werden in der Modellierung nur die bestehenden Anlagen des Jahres 2020, mit einer elektrischen Gesamtleistung von 1,2 MW, bis ins Jahr 2050 fortgeschrieben. Zusätzliche Investitionen in Geothermiekraftwerke zur elektrischen Energieaufbringungen sind nicht erlaubt.

Die elektrische Energiebereitstellung aus der Verbrennung von Abfällen ist ebenfalls nicht unbegrenzt steigerbar. Die thermisch verwertbaren Müllmengen sollen in Österreich durch Steigerung der Kreislaufwirtschaft und Vermeidung von Plastikabfällen nicht weiter ansteigen (Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, 2019). Deshalb wird in dieser Arbeit angenommen, dass die installierte Leistung an Kraftwerken zur Müllverbrennung nicht über den Wert von 2020 ansteigen kann.

Aus diesen Annahmen folgt ein Kraftwerkspark, der in Abbildung 4.1 dargestellt ist.

Obwohl die installierte Leistung durch den Zubau von Photovoltaikanlagen deutlich steigt, darf nicht vergessen werden, dass die Photovoltaik eine geringe Volllaststundenan-

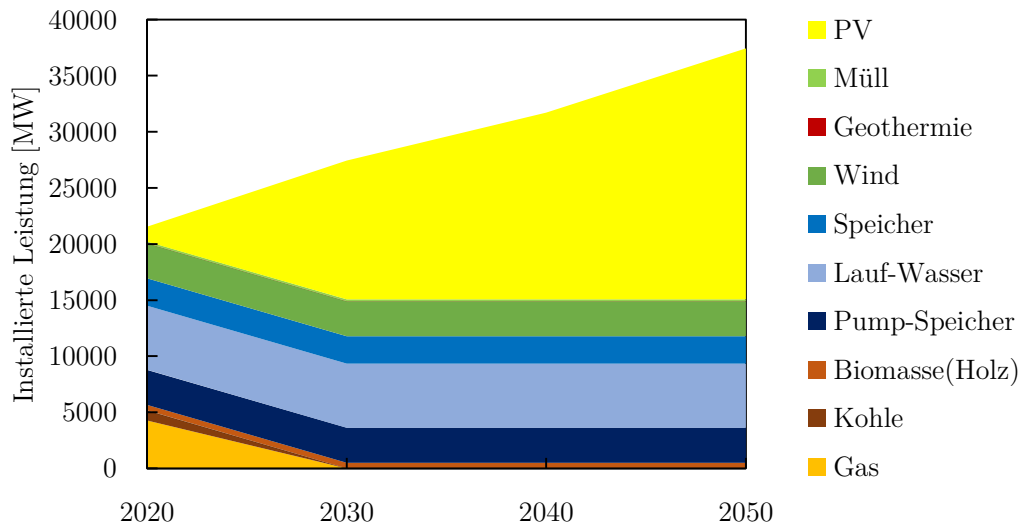


Abbildung 4.1: Exogen vorgegebene Kraftwerksleistung in Österreich

zahl hat. Das heißt, die Energiebereitstellung ist im Vergleich zu anderen Technologien gering und zusätzlich in den Nachtstunden gänzlich nicht vorhanden. Das Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlagen wird im folgenden Abschnitt nochmal erläutert.

4.1.2 Erzeugungsprofil der erneuerbaren Energien

Die Erzeugung der Kraftwerke mit erneuerbaren Energieträgern wird über eine Kombination aus Jahreserzeugungsverläufen, Volllaststunden und installierter Leistung in das Modell Balmorel integriert.

Zur Illustration sind in Abbildung 4.2 und 4.3 die Verläufe der Erzeugung über einen vier Wochen langen Zeitraum dargestellt. In Abbildung 4.2 ist der Verlauf der PV-Leistung über die Zeit dargestellt. Die Schwankung zwischen Tag und Nacht ist deutlich erkennbar. Beim Verlauf der Leistung von Windkraftanlagen in Abbildung 4.3 sind ebenfalls deutliche Änderungen entsprechend des Winddargebots zu erkennen.

Die Volllaststunden für Windkraftanlagen und PV-Anlagen sind in Tabelle 4.1 angegeben.

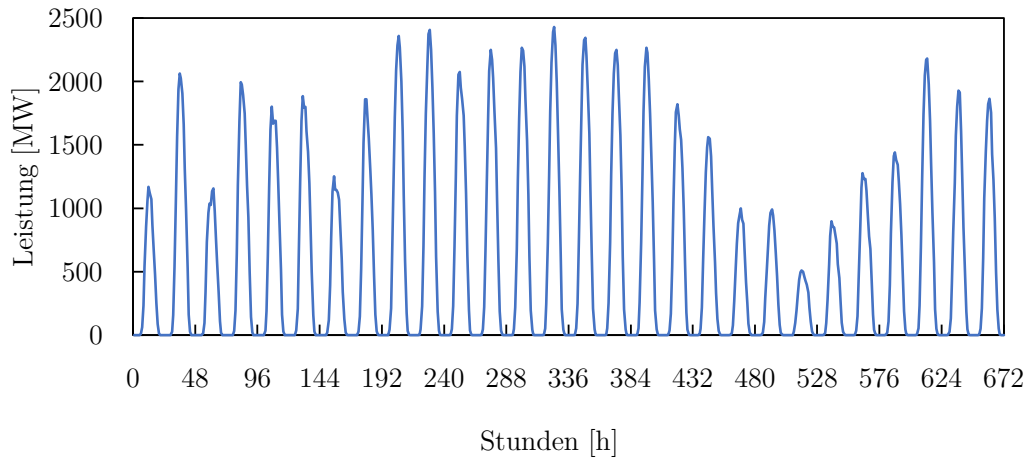


Abbildung 4.2: Variation der PV-Leistung über einen Zeitraum von vier Wochen

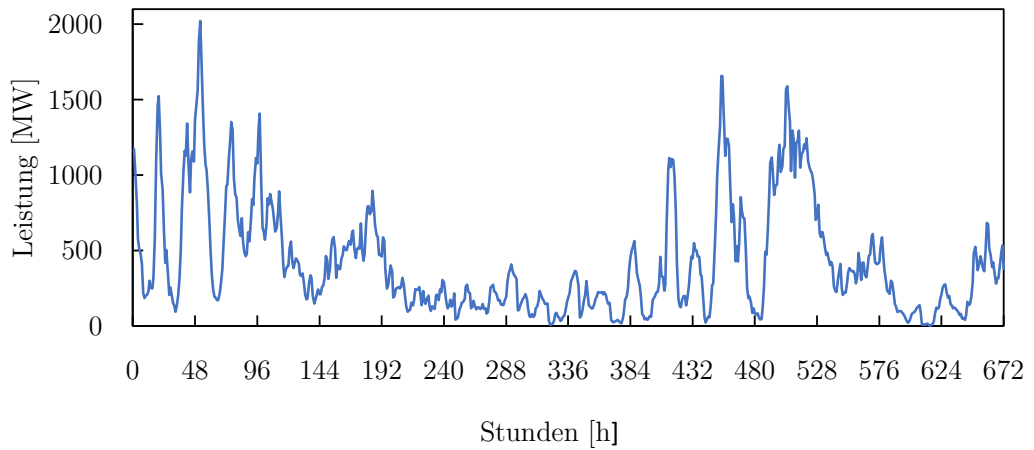


Abbildung 4.3: Variation der Wind-Leistung über einen Zeitraum von vier Wochen

Tabelle 4.1: Volllaststunden von Windkraft- und PV-Anlagen in Österreich

Kraftwerkstyp	Volllaststunden [h]
Wind	2566
PV	995

4.1.3 Nachfrage

Im Modell muss auch die Stromnachfrage abgebildet werden. Dies geschieht, ähnlich wie bei der erneuerbaren Erzeugung (siehe Abschnitt 4.1.2), über einen zeitlich schwankendes Nachfrageprofil und über eine jährliche Gesamtnachfrage.

Das zeitliche Profil der Nachfrage ist beispielhaft in Abbildung 4.4 für vier Wochen dargestellt. Die Gesamtnachfrage wird als Wert für das jeweilige Jahr in der Simulation angegeben. Für das Jahr 2020 wird ein elektrischer Energiebedarf von 75 TWh angenommen. Im Jahr 2030 ist ein geringerer Wert von 67 TWh Grundlage der Berechnungen (Resch u. a., 2019).

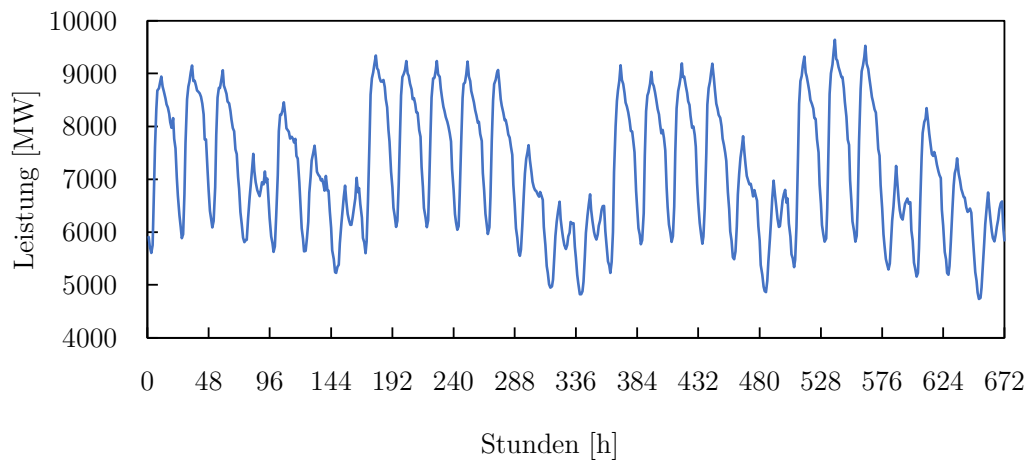


Abbildung 4.4: Variation der elektrischen Nachfrage über einen Zeitraum von vier Wochen

In dieser Arbeit wird auf die Änderung der elektrischen Nachfrage abseits der Elektromobilität nicht näher eingegangen. Das heißt, der Wert der elektrischen Nachfrage für das Jahr 2030 wird auch für die Jahre 2040 und 2050 angenommen. Die zusätzliche Nachfrage die durch die EV entsteht wird durch das EV-Addon (siehe Abschnitt 3.3.2) hinzugefügt.

4.1.4 Potentiale für künftige Investitionen

Das Modell entscheidet anhand der hinterlegten technischen und ökonomischen Daten der Kraftwerkstypen, welche Kraftwerksleistungen für eine Minimierung der Kosten zugebaut werden. Das Modell hat dabei die Fähigkeit eine perfekte Vorhersage zu treffen, welche Investitionen in Zukunft optimal sind. Das heißt, dass Modell nutzt Informationen aus der Zukunft um Entscheidungen im jeweiligen Jahr zu fällen.

Um die möglichen Investitionen in Kraftwerke zu beschränken und das Modell damit besser an die Realität anzupassen, wurde im Zuge dieser Diplomarbeit das Modell erweitert. Die neu eingeführte Gleichung 4.1 beschränkt die möglichen Investitionen in einen Kraftwerkstyp pro Jahr und wird in Leistung (MW) angegeben. Implementiert wird die Gleichung über

$$\begin{aligned} & QMAXINVESTGROWTHCG(IY411, IA, G) \\ & \$(GROWTHCAP(IY411, IA, G) AND (GROWTHCAP(IY411, IA, G) LT INF)).. \\ & GROWTHCAP(IY411, IA, G) \\ & = G = \\ & VGKN(IY411, IA, G); \end{aligned} \tag{4.1}$$

in der Datei *Balmorelbb4.inc*. Über den Parameter $GROWTHCAP(Y, A, G)$ wird die Leistung der Technologie, welche beschränkt werden soll, festgelegt. Dies geschieht für das jeweilige Jahr (Y) und das jeweilige Gebiet (A).

In GAMS können über das Symbol $\$$ Teile von Gleichungen mit einer Bedingung versehen werden. Konkret bedeutet dies für die zweite Zeile in Gleichung 4.1, dass diese Gleichung nur ausgeführt wird, wenn der Wert des Parameters $GROWTHCAP(Y, A, G)$ ungleich null und kleiner als unendlich ist. Der zweite Teil dieser Bedingung enthält den Operator LT (lower than), welcher dem mathematischen Symbol $<$ (kleiner) entspricht. Der Ausdruck INF stimmt mit dem Wert positiv unendlich überein.

Die ersten beiden Zeilen in Gleichung 4.1 definieren diese. Die eigentliche Wirkungsweise der Gleichung wird durch die darauffolgenden Zeilen festgelegt. Der vorgegebene Parameter $GROWTHCAP(Y, A, G)$ muss immer größer gleich als die Variable $VGKN(Y, A, G)$ sein. Die Variable $VGKN(Y, A, G)$ beinhaltet die endogen, durch das Modell berechneten, neu zugebauten Kraftwerksleistungen.

Im folgenden Abschnitt wird beschrieben, in welchem Ausmaß diese Entscheidungen beschränkt werden.

Aufgrund der voranschreitenden Dekarbonisierung der Energiesektoren werden Investitionen in Kraftwerke, die nicht erneuerbare Treibstoffe haben, sehr stark eingeschränkt. Deshalb wird in den Jahren 2030, 2040 und 2050 jeweils nur Investition in jeweils 100 MW Gasturbinenkraftwerke erlaubt. Diese Kraftwerksleistung ist als Reservehaltung, zur Spitzenlastdeckung und zum Ausgleich von Schwankungen des Dargebots der erneuerbaren Energieträger, gedacht.

Im Bereich der Biomasse wird ein Zuwachs um eine TWh bis ins Jahr 2030 angenommen (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und

Tabelle 4.2: Einschränkungen der Investitionen je Kraftwerkstyp und Jahr

Kraftwerkstyp	Investitionen [MW]		
	2030	2040	2050
Gas	100	100	100
Biomasse	175	175	175
Wind	3900	3900	3900
Pump-Speicher	1000	1000	1000
Speicher	2000	2000	2000
Lauf-Wasser	700	700	700

Technologie, 2020). Da im Modell nur die Verwertung von Biomasse über Hackschnitzel modelliert ist, wird vereinfacht angenommen, dass die gesamte Energie durch diesen Kraftwerkstyp erzeugt wird. Mit angenommenen 6000 Volllaststunden ergibt sich eine jährliche maximale Investition in 175 MW installierter Leistung.

Das mögliche Wachstum der Windenergie wird anhand der Ankündigungen der Politik im Jahr 2020 für das Jahr 2030 auf 3900 MW festgelegt. Dieser Wert ergibt sich aus dem angestrebten Zubau von 10 TWh bis ins Jahr 2030 (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2020) und den im Modell verwendeten Volllaststunden von 2566h für die Windkraftanlagen. Für die darauf folgenden betrachteten Jahre 2040 und 2050 wird ein Zubau von Leistungen in der gleichen Größe zugelassen.

Bei Wasserkraftwerken ist insgesamt ein Zubau von 5 TWh bis ins Jahr 2030 vorgesehen (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2020). Aufgrund der drei möglichen Technologien, Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, wurden hier die Beschränkungen anhand der Volllaststunden festgelegt. In den Berechnungen werden für Laufwasserkraftwerke 5592 Volllaststunden angenommen. Die Beschränkung in neue Kraftwerksleistungen wird auf 700 MW festgelegt. Damit ergibt sich eine maximale Zunahme von elektrischer Energieaufbringung durch diesen Kraftwerkstyp von 3,9 TWh. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wurde eine Beschränkung auf 1000 bzw. 2000 MW festgelegt.

Wie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben, werden alle Leistungen von PV-Anlagen exogen vorgegeben. Die Möglichkeit PV-Leistungen endogen zuzubauen wird ausgeschlossen.

Alle angeführten Einschränkungen sind in Tabelle 4.2 zusammengefasst.

4.2 Modellierung der Stromsektoren der Nachbarländer

Um die Auswirkungen der Integration von EV in Österreich detailliert analysieren zu können, wird nur das wichtigste Nachbarland, nämlich Deutschland, in die Berechnungen miteinbezogen. Dieses Nachbarland wird modelliert, um einen grenzüberschreitenden Energieaustausch zu ermöglichen. Würde man Österreich ohne Nachbarländer abbilden, müssten sehr viel größere Kraftwerksleistungen als in der Realität zugebaut werden. Der Stromsektor Deutschlands wird wie der elektrische Energiesektor Österreichs modelliert. Es sind jedoch keine endogenen Investmententscheidungen möglich, alle Kraftwerksleistungen werden exogen vorgegeben.

Die Annahmen der Kraftwerksleistungen in Deutschland beruhen auf verschiedenen Quellen.

Die Kraftwerksleistungen der konventionellen Kraftwerke für die Jahre 2020 bis 2050 basieren auf einer Aggregation von Daten aus Open-Source-Kraftwerksdatenbanken¹. Für das Jahr 2020 wurden die installierten Kraftwerksleistungen der erneuerbaren Energieträger aus der Transparenzdatenbank des ENTSO-E entnommen (European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020). Die Kraftwerksleistungen der erneuerbaren Kraftwerke für das Jahr 2030 stammen aus der AUCtions for Renewable Energy II (AURES II) Studie des EEG. Der Zuwachs der erneuerbaren Kraftwerksleistungen entspricht zwischen 2020 und 2030 ungefähr 4% pro Jahr. Dieses Wachstum wird auch für den weiteren Zeitverlauf, also eine Steigerung um 4% pro Jahr für alle erneuerbaren Energieträger, bis ins Jahr 2050 angenommen. Aus diesen Annahmen folgen die in Tabelle 4.3 und Abbildung 4.5 dargestellten Leistungen.

Die Modellierung der Nachfrage und der Erzeugung der erneuerbaren Energieträger erfolgt wie bereits in den Abschnitten 4.1.3 und 4.1.2 beschrieben. Für Deutschland wird für alle betrachteten Jahre eine elektrische Nachfrage von 464 TWh angenommen.

Für den Austausch der elektrischen Energie über die Grenzen zwischen Deutschland und Österreich werden Übertragungsleistungen vorgegeben. Es wird angenommen, dass die Übertragungsleistung in beide Richtungen gleich groß ist. Die Leistung steigt, laut dem Netzentwicklungsplan der Austrian Power Grid (APG) (Austrian Power Grid, 2019), in den nächsten Jahren, um die Anforderungen, die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland entstehen, zu erfüllen. In dieser Modellierung wird eine Steigerung von 5000 MW auf 7500 MW angenommen. Zum Vergleich, die maximal in Österreich auftretende Last, ohne E-Mobilität, liegt bei ungefähr 10 000 MW. Zusammengefasst sind die Übertragungsleistungen der jeweiligen Jahre in Tabelle 4.4 dargestellt.

¹<https://github.com/FRESNA/powerplantmatching>

Tabelle 4.3: Installierte Kraftwerksleistungen in Deutschland bis 2050

Kraftwerkstyp	Leistung [MW]			
	2020	2030	2040	2050
Nuklear	8114	0	0	0
Gas	18011	12927	6865	0
Kohle	41876	36040	28246	15712
Biomasse	7987	10030	14847	219774
Pump-Speicher	9422	9422	13947	20645
Lauf-Wasser	3970	3379	5002	7404
Speicher	1298	1108	1640	2428
PV	48206	76491	113226	167602
Wind	60688	86875	128596	190354
Geothermie	37	37	37	37
Müll	1661	1329	1329	1329

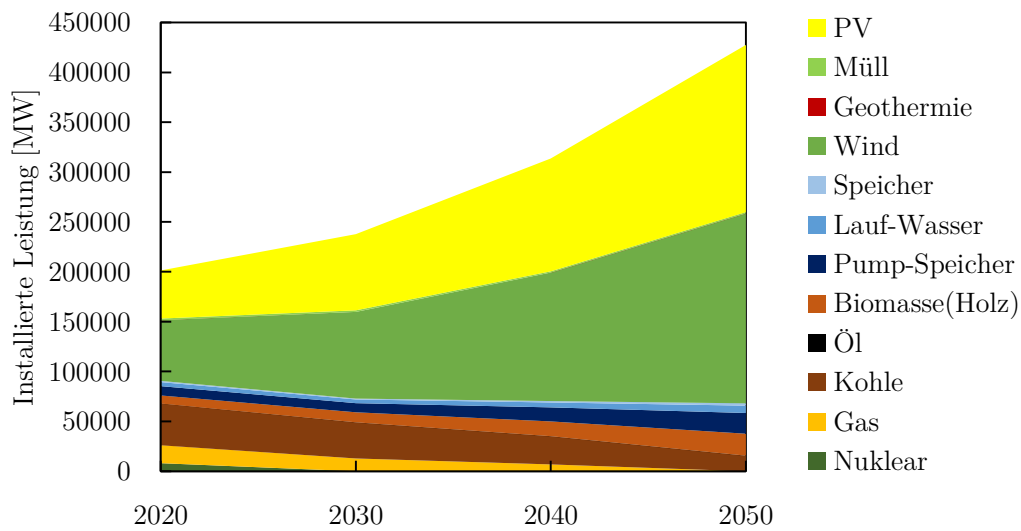


Abbildung 4.5: Exogen vorgegebene Kraftwerksleistung in Deutschland

Tabelle 4.4: Übertragungsleistungen zwischen Österreich und Deutschland

Jahr	Leistung [MW]
2020	5000
2030	6250
2040	7500
2050	7500

Ein stärkerer zukünftiger Ausbau der Übertragungsleistung würde die Flexibilität für das Modell erhöhen, während weniger Austausch das Gegenteil bewirkt. Weniger Flexibilität erhöht den Einfluss der Integration von EV auf die Ergebnisse dieses Modells.

4.3 Szenarien

In dieser Arbeit werden verschiedene Szenarien verglichen, um Aussagen über die Auswirkungen der Ladestrategie von elektrische angetriebenen PKW auf die Investitionskosten zu treffen.

In der ersten Gruppe an Szenarien wird die Anzahl der EV im System variiert. Die jeweilige Ladestrategie bleibt aber über alle betrachteten Jahre gleich. Bei der zweiten Gruppe der Szenarien wird die Ladestrategie über die modellierten Jahre verändert. Diese Szenarien wurden durch die Erweiterung des Addons ermöglicht (siehe Abschnitt 3.3.2.4). Dieser Ansatz bildet die unterschiedliche Verbreitung von verschiedenen Ladestrategien ab.

4.3.1 Auswirkungen unterschiedlicher EV-Marktdurchdringung

In den folgenden Szenarien wird untersucht, wie sich verschieden hohe Stückzahlen von Elektrofahrzeugen in Österreich auf die Investitionskosten in die elektrische Energiebereitstellung auswirken. Dabei werden jeweils unterschiedliche Annahmen getroffen, wie hoch der Marktanteil von BEV im Jahr 2050 sein wird. Je nach angenommen Endwert werden die Stückzahlen in den Jahren 2020 bis 2050 durch die, bereits in Abschnitt 3.3.1.1, beschriebene logistische Funktion berechnet. Die Anzahl der Fahrzeuge ist grafisch für alle Szenarien in Abbildung 4.6 dargestellt.

Die Anzahl der Fahrzeuge mit Plug-In-Hybrid Antrieb wird in allen Szenarien nicht verändert. Wie bereits in Abschnitt 3.3.1.1 beschrieben, wird in der Statistik nicht zwischen der Art des Hybrid-Antriebes unterschieden. Von einer genaueren Untersuchung

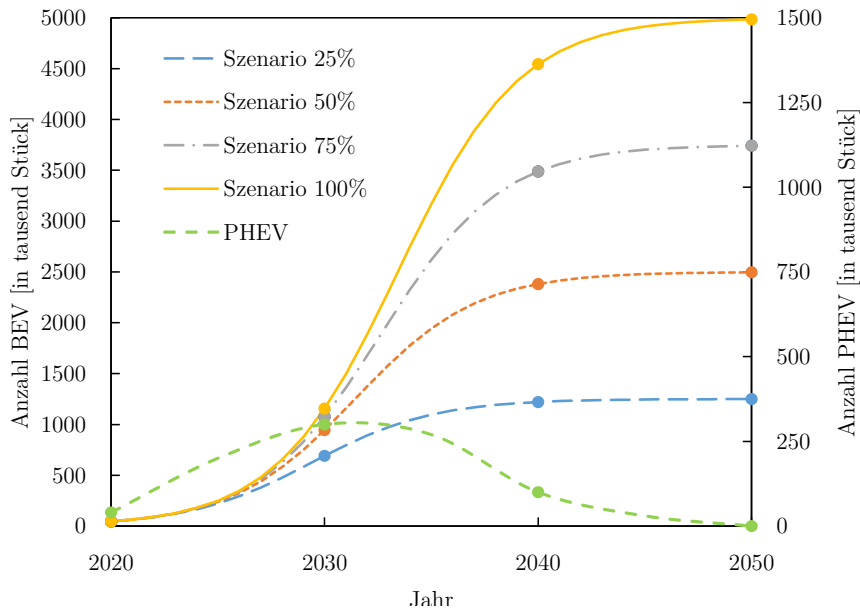


Abbildung 4.6: Fahrzeug Bestand in den verschiedenen Szenarien in tausend Stück

des Fahrzeugbestands von PHEV wird in dieser Arbeit abgesehen. Es wird jedoch angenommen, dass aufgrund der Dekarbonisierungsziele, Fahrzeuge mit hybrid-elektrischem Antrieb bis ins Jahr 2050 nicht mehr zugelassen sein werden. Die Anzahl der PHEV ist in der sekundären Ordinate der Abbildung 4.6 dargestellt.

Für den jeweiligen Marktanteil der BEV an der Gesamtzahl der Fahrzeuge in Österreich werden die drei Ladestrategien (PC, SC, V2G) variiert. Jedoch bleibt die Ladestrategie für die modellierte Fahrzeugflotte über die Jahre immer die Gleiche.

4.3.1.1 Szenario 25%

In diesem Szenario wird angenommen, dass im Jahr 2050 25% der PKW in Österreich batterie-elektrische Fahrzeuge (BEV) sein werden. Dies entspricht 1,25 Mio. BEV im Jahr 2050. Die Stückzahlen für die Jahre 2020 bis 2050 sind in Tabelle 4.5 in tausend Stück ablesbar.

Tabelle 4.5: Fahrzeuganzahl im Szenario 25% [in tausend Stück]

Jahr	BEV	PHEV
2020	45	50
2030	691	100
2040	1220	50
2050	1250	0

4.3.1.2 Szenario 50%

In diesem Szenario werden die Anzahl der BEV im Jahr 2050 auf den Wert von 2,5 Millionen verdoppelt. Anhand der logistischen Funktion ergeben sich, für die betrachteten Jahre, die in Tabelle 4.6 angegebenen Stückzahlen in tausend Stück.

Tabelle 4.6: Fahrzeuganzahl im Szenario 50% [in tausend Stück]

Jahr	BEV	PHEV
2020	45	50
2030	944	100
2040	2382	50
2050	2500	0

4.3.1.3 Szenario 75%

Im Szenario 75% wird für die Anzahl der batterie-elektrischen Fahrzeuge im Jahr 2050 ein Wert von 3,75 Mio. angenommen. Die Fahrzeuganzahl für die weiters betrachteten Jahre 2030 und 2040 sind in Tabelle 4.7 angegeben.

Tabelle 4.7: Fahrzeuganzahl im Szenario 75% [in tausend Stück]

Jahr	BEV	PHEV
2020	45	50
2030	1076	100
2040	3488	50
2050	3750	0

4.3.1.4 Szenario 100%

Im Szenario 100% wird die Annahme untersucht, dass alle PKW in Österreich im Jahr 2050 rein elektrisch angetrieben werden. Wie schon weiter vorne erwähnt, werden

mögliche andere Fahrzeugkonzepte in dieser Arbeit nicht untersucht. Die Anzahl der Fahrzeuge im Jahr 2050 wird mit fünf Millionen abgeschätzt. Die weiteren Stückzahlen sind in Tabelle 4.8 ablesbar.

Tabelle 4.8: Fahrzeuganzahl im Szenario 100% [in tausend Stück]

Jahr	BEV	PHEV
2020	45	50
2030	1156	100
2040	4544	50
2050	5000	0

4.3.2 Auswirkung von mehreren Ladestrategien pro Jahr

In den vorhergegangenen Szenarien wird die Ladestrategie jeweils für alle betrachteten Jahre festgelegt. Dieser Ansatz widerspricht der wahrscheinlichen Entwicklung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Durch die Erweiterung des EV-Addons, welche in Abschnitt 3.3.2.4 bereits erläutert wurde, wird es möglich, pro betrachtetem Jahr zwei Ladestrategien anzuwenden.

Dieser Ansatz soll dazu führen, dass die Verbreitung von flexiblen Ladestrategien besser abgebildet werden kann. Es werden im Folgenden zwei Szenarien erstellt. Im ersten Szenario, der hier sogenannten „Langsamen Integration“, wird angenommen, dass sich flexible Ladestrategien nur langsam verbreiten. Im Jahr 2050 ist ein Großteil der Fahrzeuge über die Ladestrategie „intelligentes Laden“ SC mit dem Stromnetz verbunden.

Im zweiten Szenario, der sogenannten „schnellen Integration“, wird vorausgesetzt, dass bereits im Jahr 2020 ein Teil der Fahrzeuge mit der Ladestrategie SC geladen wird und im Jahr 2050 alle Fahrzeuge netzintegriert laden.

Die beiden Szenarien werden mit einer Marktdurchdringung von 100% untersucht. Dies entspricht den Fahrzeuganzahlen aus dem Szenario 100%, siehe Abschnitt 4.3.1.4. Die Fahrzeuge mit Plug-In-Hybrid Antrieb werden ebenfalls, anteilig, den jeweiligen Ladestrategien zugeordnet.

Es soll untersucht werden, ob die „Geschwindigkeit“ der Verbreitung von flexiblen Ladestrategien Einfluss auf die Kosten des System hat.

4.3.2.1 Langsame Integration

Im Szenario „Langsame Integration“ ist die Annahme, dass die Verbreitung von flexiblen Ladeoptionen lange dauern wird. Die Annahme startet damit, dass im Jahr 2020 die Ladeinfrastruktur ausschließlich die Ladeoption des „Passiven Ladens“ PC beherrscht. Die Lademöglichkeit verändert sich dann langsam hin zu flexibleren Optionen. Jedoch sind auch im Jahr 2050 ein Großteil der Fahrzeuge nur über die Ladeoption „Intelligentes Laden“ SC mit dem Netz verbunden. Nur ein kleiner Teil der Fahrzeugflotte, 25%, ist in der Lage, Energie in beide Richtungen mit dem Netz auszutauschen.

Dargestellt werden diese Annahmen durch Angaben von Prozent in der Tabelle 4.9. Die Werte in der Tabelle geben an, wieviele Prozent der Gesamtzahl der Fahrzeuge im jeweiligen Jahr mit welcher Ladeoption geladen werden.

Tabelle 4.9: Ladeoption der Fahrzeuge in % bei langsamer Integration

Jahr	PC	SC	V2G
2020	100	0	0
2030	75	25	0
2040	25	75	0
2050	0	75	25

4.3.2.2 Schnelle Integration

Im Unterschied dazu, wird im Szenario „schnelle Integration“ eine sehr viel schnellere Verbreitung von flexiblen Ladeoptionen angenommen. Schon im Jahr 2020 wird hier ein Teil der Fahrzeuge über das „Intelligente Laden“ SC eingebunden. Bereits im Jahr 2030 wird hier angenommen, dass kein Fahrzeug mehr nur passiv geladen wird. Im Jahr 2050 ist dann jedes Fahrzeug ins Netz integriert und kann Energie in beide Richtungen austauschen. Die Aufteilung der Anzahl an Fahrzeugen der beiden Flotten sind in Prozent der Gesamtanzahl in Tabelle 4.10 angeführt.

Tabelle 4.10: Ladeoption der Fahrzeuge in % bei schneller Integration

Jahr	PC	SC	V2G
2020	90	10	0
2030	0	75	25
2040	0	25	75
2050	0	0	100

5 Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der verschiedenen Modellrechnungen dargestellt. Beginnend mit dem Szenario, in dem die Anzahl der Fahrzeuge variiert wird (Abschnitt 5.1), folgen darauf die Ergebnisse der Modellläufe mit zwei Flotten und sich über die Zeit verändernden Ladestrategie (Abschnitt 5.2). Die Szenarien sind in Abschnitt 4.3 beschrieben.

Eine Diskussion der Ergebnisse und Vergleiche zwischen den Szenarien folgt in Kapitel 6.

5.1 Auswirkung der Variation der Fahrzeuganzahl

Im weiteren Verlauf werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse dargestellt, die mit der Variation der Fahrzeuganzahl verbunden sind. Dabei werden die zugebauten Leistungen, die entstehenden Kosten, die sich einstellenden Großhandelspreise und die Art der Energieaufbringung dargestellt.

5.1.1 Zubau an Kraftwerksleistung

Zur Beantwortung der Fragestellung wurde die Einbindung der EV mit vier verschiedenen großen Stückzahlen an Fahrzeugen modelliert. Die genaue Anzahl der Fahrzeuge in den jeweiligen Szenarien ist in Abschnitt 4.3 beschrieben. Der daraus resultierende Zubau von neuen Kraftwerksleistungen wird in Säulendiagrammen dargestellt.

5.1.1.1 Szenario 25%

In diesem Szenario wird die geringste Anzahl an BEV aller Szenarios angenommen, siehe Abschnitt 4.3.1.1.

In Tabelle 5.1 und Abbildung 5.1 sind die neu zugebauten Leistungen im jeweiligen Jahr und für die jeweilige Ladestrategie dargestellt. Vergleicht man die zugebauten Leistungen von Laufwasser- und Windkraftwerken mit den Restriktionen in Abschnitt

5 Ergebnisse

Tabelle 5.1: Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 25%

Jahr	Lade-strat.	Lauf [MW]	Speicher [MW]	Pumpsp. [MW]	Wind [MW]	Gas [MW]	Biomasse [MW]	Gesamt [MW]
2030	PC	700	1031	0	3900	0	0	5631
	SC	700	792	0	3900	0	0	5392
	V2G	700	808	0	3900	0	0	5408
2040	PC	700	848	0	3900	0	175	5623
	SC	700	77	0	3900	0	175	4852
	V2G	700	41	0	3900	0	175	4816
2050	PC	0	0	0	0	0	0	0
	SC	0	0	0	0	0	0	0
	V2G	0	0	0	0	0	0	0

4.1.4, ist zu erkennen, dass die maximal möglichen Potentiale ausgenutzt wurden. In den Jahren 2030 und 2040 werden bei allen drei Ladestrategien 3900 MW an Windkraftleistung und 700 MW Leistung von Laufwasserkraftwerken zugebaut. Dazu kommen im Jahr 2030 Leistungen aus Speicherkraftwerken im Bereich von 1000 MW. In Leistungen aus Biomassekraftwerke wird zusätzlich im Jahr 2040 investiert. Im Jahr 2050 sind keine Investitionen in neue Kraftwerksleistungen notwendig. In allen Szenarien wird bevorzugt in neue Leistungen von Windkraftanlagen und Laufwasserkraftwerken investiert.

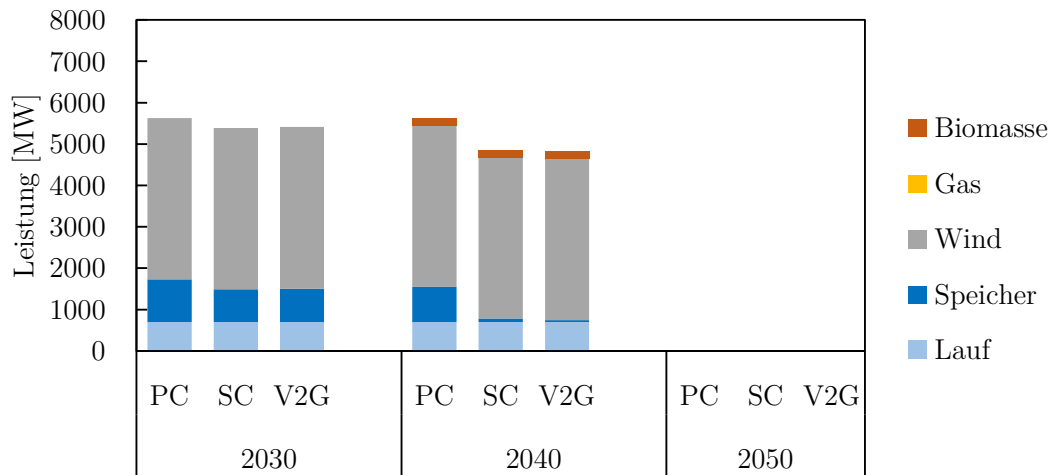


Abbildung 5.1: Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 25%

5.1.1.2 Szenario 50%

Die Anzahl der Fahrzeuge mit batterie-elektrischem Antrieb im Jahr 2050 wird in diesem Szenario im Vergleich zu Abschnitt 5.1.1.1 verdoppelt. Die genaue Anzahl der Fahrzeuge in der Modellierung ist dem Abschnitt 4.3.1.2 zu entnehmen.

Die Tabelle 5.2 und die Abbildung 5.2 stellen den Zubau an neuen Kraftwerkskapazitäten dar. Eine größere Anzahl an zu ladenden Fahrzeugen führt zu einem größeren Bedarf an neuen Leistungen.

Tabelle 5.2: Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 50%

Jahr	Lade-strat.	Lauf [MW]	Speicher [MW]	Pumpsp. [MW]	Wind [MW]	Gas [MW]	Biomasse [MW]	Gesamt [MW]
2030	PC	700	1399	0	3900	0	0	5999
	SC	700	902	0	3900	0	0	5502
	V2G	700	917	0	3900	0	0	5517
2040	PC	700	2000	0	3900	0	175	6775
	SC	700	404	0	3900	0	175	5179
	V2G	700	332	0	3900	0	175	5107
2050	PC	252	0	0	0	100	0	352
	SC	0	0	0	0	0	0	0
	V2G	0	0	0	0	0	0	0

Wie auch im Szenario 25% wird in den Jahren 2030 und 2040 stark in Wind- und Laufwasserkraftwerke installiert. Im Jahr 2030 kommen dazu Investitionen in Speicherkraftwerke von bis zu 1399 MW bei der Ladestrategie PC.

Im Jahr 2040 werden weitere Zubauten im Bereich der Biomasse- und Speicherkraftwerke benötigt. In allen Szenarien sind die zugebauten Leistungen im Jahr 2040 am größten. Dies hängt mit der angenommen Entwicklung des Fahrzeugbestandes als logistische Funktion zusammen. Der Anstieg der Anzahl der Fahrzeuge ist zwischen den Jahren 2030 und 2040 am stärksten. Danach flacht die Zunahme der Fahrzeuge ab, siehe Abbildung 4.6.

Bei der Ladestrategie PC wird im Jahr 2050 in 250 MW an Leistung aus Laufwasser- und in 100 MW an Gaskraftwerken investiert.

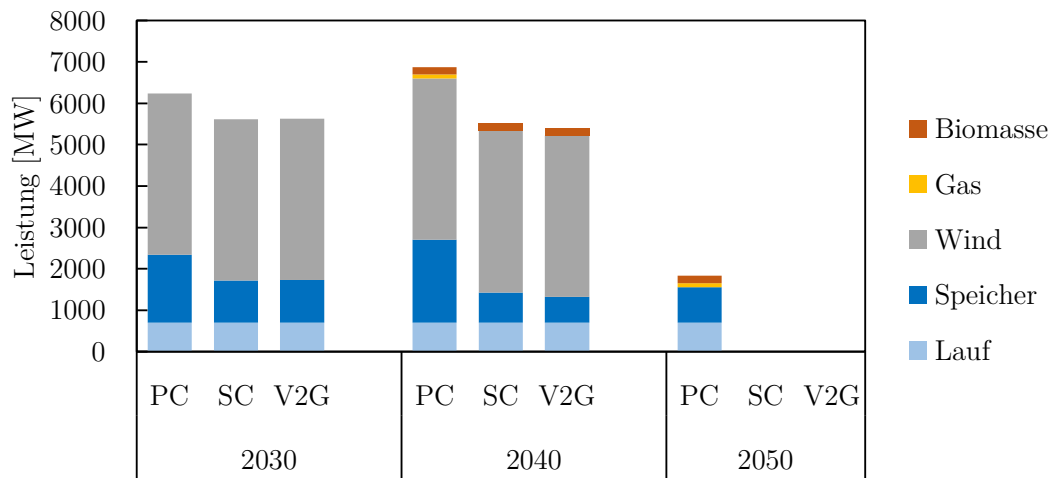


Abbildung 5.2: Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 50%

5.1.1.3 Szenario 75%

Eine weitere Steigerung der Fahrzeuganzahl führt zu den Ergebnissen des Szenarios 75%. Die Anzahl der Fahrzeuge ist Abschnitt 4.3.1.3 zu entnehmen. In der Tabelle 5.3 und der Abbildung 5.3 sind die Resultate des Modelllaufs dargestellt. Die zugebaute Leistung an Laufwasserkraften nehmen im Vergleich zu den Ergebnissen im Szenario 50% (Abschnitt 5.1.1.2) weiter zu.

In den Jahren 2040 und 2050 werden bei Verwendung der Ladestrategie PC nun auch die möglichen Potentiale von Gaskraftwerken genutzt. Im Jahr 2050 wird zusätzlich in Laufwasserkraftwerke mit einer Leistung von 858 MW investiert.

5.1 Auswirkung der Variation der Fahrzeuganzahl

Tabelle 5.3: Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 75%

Jahr	Lade- strat.	Lauf [MW]	Speicher [MW]	Pumpsp. [MW]	Wind [MW]	Gas [MW]	Biomasse [MW]	Gesamt [MW]
2030	PC	700	1642	0	3900	0	0	6242
	SC	700	1017	0	3900	0	0	5617
	V2G	700	1030	0	3900	0	0	5630
2040	PC	700	2000	0	3900	100	175	6875
	SC	700	731	0	3900	0	175	5506
	V2G	700	623	0	3900	0	175	5398
2050	PC	700	858	0	0	100	175	1833
	SC	0	0	0	0	0	0	0
	V2G	0	0	0	0	0	0	0

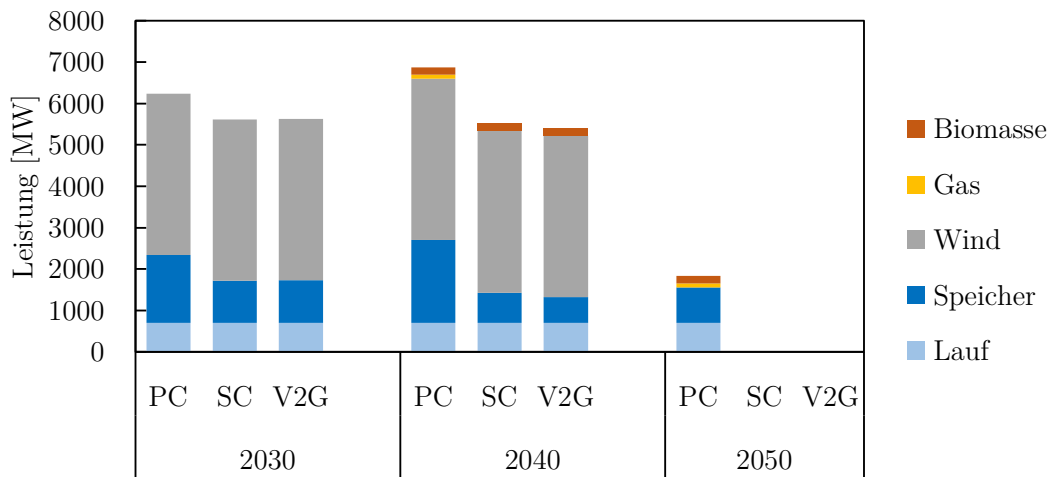


Abbildung 5.3: Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 75%

5.1.1.4 Szenario 100%

Abschließend sind noch die neu zu installierenden Leistungen im Szenario 100% in Tabelle 5.4 und Abbildung 5.4 dargestellt. Die dabei angenommene Fahrzeuganzahl ist in Abschnitt 4.3.1.4 beschrieben.

Aufgrund der großen Anzahl an Fahrzeugen sind die Mengen an Leistung, die zugebaut werden müssen, enorm. Die Ladestrategie PC stellt die größte Herausforderung für die Energiebereitstellung dar und verursacht daher die größten Zubauten. Im Jahr

5 Ergebnisse

Tabelle 5.4: Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 100%

Jahr	Lade- strat.	Lauf [MW]	Speicher [MW]	Pumpsp. [MW]	Wind [MW]	Gas [MW]	Biomasse [MW]	Gesamt [MW]
2030	PC	700	2000	0	3900	100	139,86	6839
	SC	700	1137	0	3900	0	0	5737
	V2G	700	1141	0	3900	0	0	5741
2040	PC	700	2000	1000	3900	100	175	7875
	SC	700	1058	0	3900	0	175	5833
	V2G	700	914	0	3900	0	175	5689
2050	PC	700	2000	1000	701	100	175	4676
	SC	0	0	0	0	0	0	0
	V2G	0	0	0	0	0	0	0

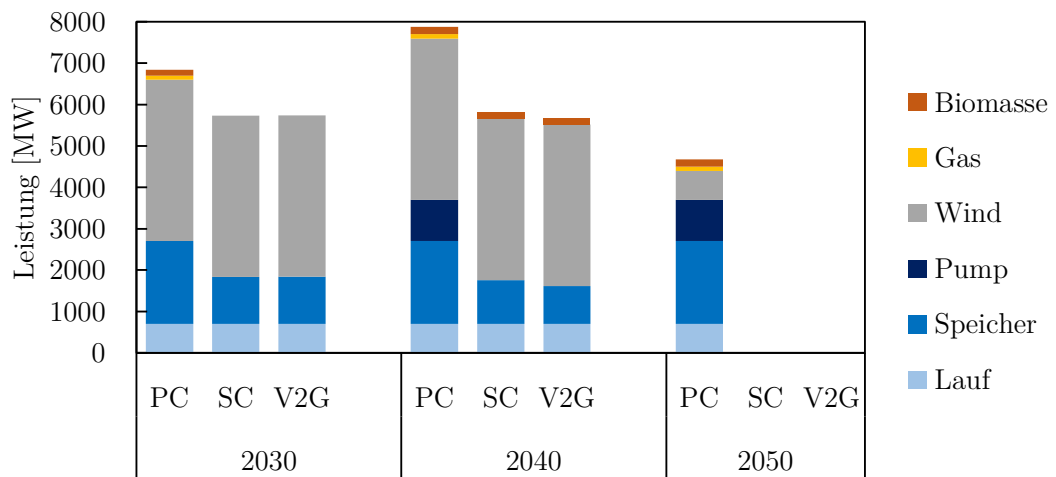


Abbildung 5.4: Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 100%

2040 wird bei dieser Ladestrategie die gesamte Menge an erlaubten Investitionen in Kraftwerksleistungen ausgenutzt.

Nur in diesem Szenario wird, bei Anwendung der Ladestrategie PC, auch in den Zubau von Pump-Speicher-Kraftwerken investiert. Sowohl im Jahr 2040, als auch im Jahr 2050, wird hier das volle Potential von 2000 MW ausgenutzt. In Abbildung 5.4 sind diese Anteile als dunkelblaue Säulen zu erkennen.

5.1.2 Kosten

Der Betrieb des Energiesektors ist in den jeweiligen Jahren mit Kosten verbunden. Diese Kosten lassen sich in Kapitalkosten, fixe und variable Betriebskosten, Brennstoff- und CO₂-Kosten¹ aufteilen. Der finanzielle Aufwand hängt von der verwendeten Ladestrategie ab. Abbildung 5.5 zeigt die Gesamtsystemkosten im jeweiligen Szenario summiert über alle Jahre in der Simulation im Vergleich der Ladestrategie PC mit den Ladeschemen SC und V2G.

Die Veränderung der Gesamtsystemkosten, im Vergleich zur Ladestrategie PC, beträgt im Szenario 25% -7,5% und steigt bis auf eine Verringerung von -26%. Die Ergebnisse sind für die beiden flexiblen Ladestrategien sehr ähnlich.

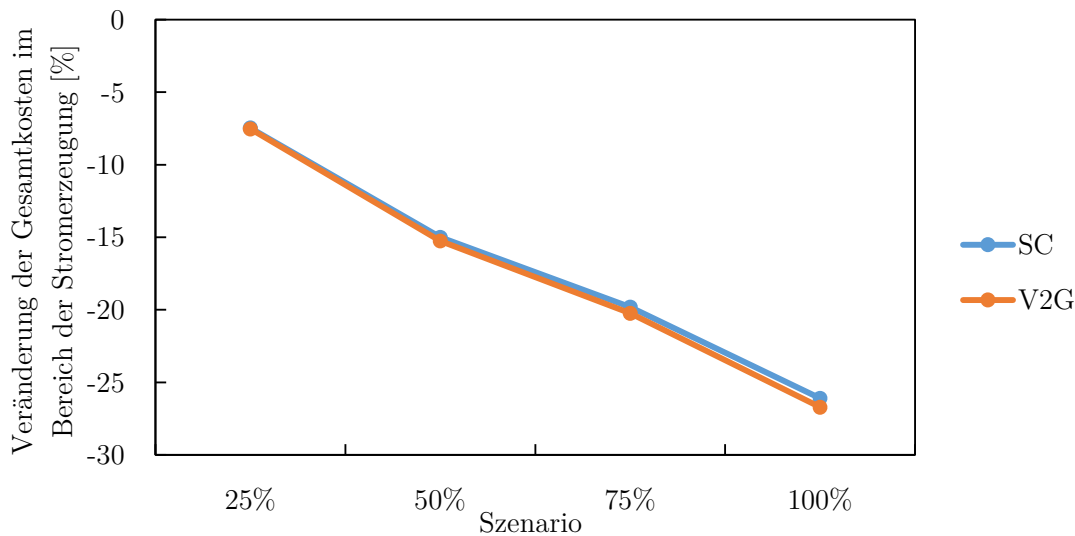


Abbildung 5.5: Gesamtkosten über alle Jahre je Szenario und Ladestrategie

Im Folgenden werden in den Diagrammen 5.6 bis 5.9 die prozentuellen Teilkostenveränderungen in den jeweiligen Szenarien abgebildet. In den Diagrammen wird eine prozentuelle Veränderung im Vergleich zu den Kosten mit der Ladestrategie PC dargestellt. Eine Diskussion dieser Ergebnisse folgt im Abschnitt 6.

In allen vier Diagrammen, entsprechend den vier Szenarien, zeigen sich die gleichen Effekte. Die Kapitalkosten sinken sehr stark. Die Fix-, Treibstoff- und CO₂-Kosten sinken im Bereich unter -5%. Die variablen Betriebskosten verringern sich bei der

¹Bei den CO₂-Kosten sind die Kosten gemeint, welche mit den CO₂-Emissionsrechten des europäischen Emissionshandelssystem verbunden sind.

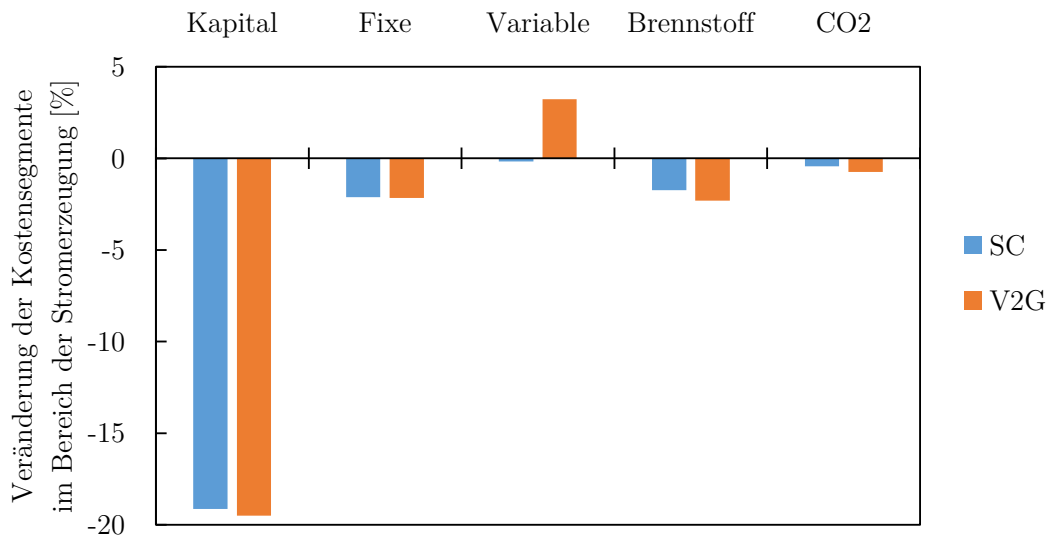


Abbildung 5.6: Veränderung der Teilkosten im Szenario 25% im Vergleich zur Ladestrategie PC

Ladestrategie SC und vergrößern sich bei netzintegrierter Ladung (V2G) im Vergleich zur Ladestrategie PC. Die Unterschiede zwischen den flexiblen Ladestrategien liegen, mit Ausnahme der variablen Betriebskosten, unter einem Prozent.

Die Veränderungen der Teilkosten für das Szenarios 25% im Vergleich mit der Ladestrategie PC sind in Abbildung 5.6 beschrieben. Die größte Änderung betrifft die Kapitalkosten, welche sich um -19% reduzieren. Die Variablen kosten steigen hingegen um 3%, im Vergleich zur PC Ladestrategie, bei V2G-Ladung.

Hin zu Szenarien mit einer größeren Anzahl von EV steigen die Kostenreduktionen immer weiter an. Im Szenario 50% (Abbildung 5.7) reduzieren sich Kapitalkosten um -33%.

Bei der Berechnung des Szenario 75% (Abbildung 5.8) werden die Kapitalkosten um -41% reduziert. Die Steigerung der variablen Kosten verringert sich auf 4%.

Im Szenario 100% (Abbildung 5.9) ergibt sich schlussendlich die größte Reduktion der Systemkosten. Die Kapitalkosten verringern sich um -47%, die Fix- und Treibstoffkosten um -10%.

5.1 Auswirkung der Variation der Fahrzeuganzahl

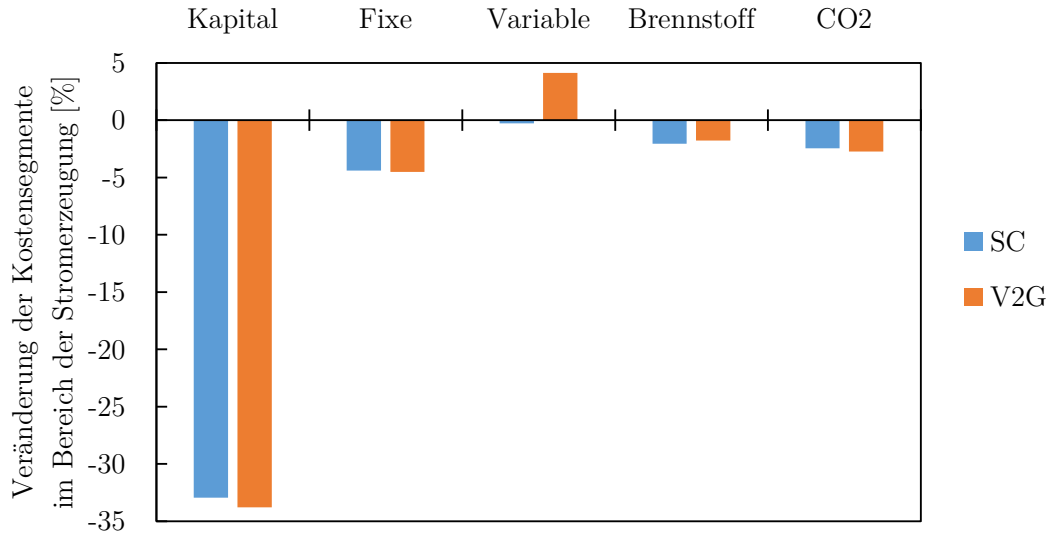


Abbildung 5.7: Veränderung der Teilkosten im Szenario 50% im Vergleich zur Ladestrategie PC

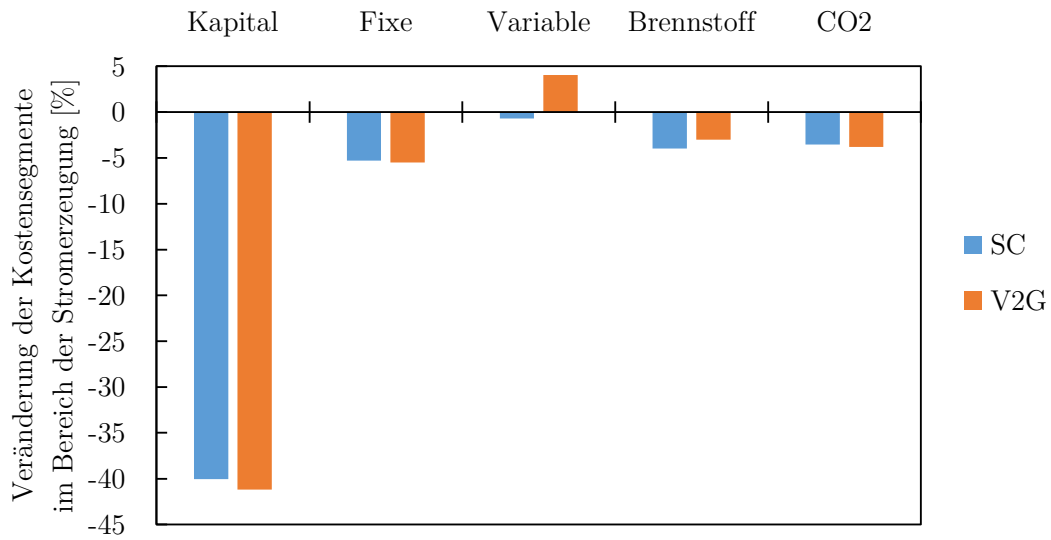


Abbildung 5.8: Veränderung der Teilkosten im Szenario 75% im Vergleich zur Ladestrategie PC

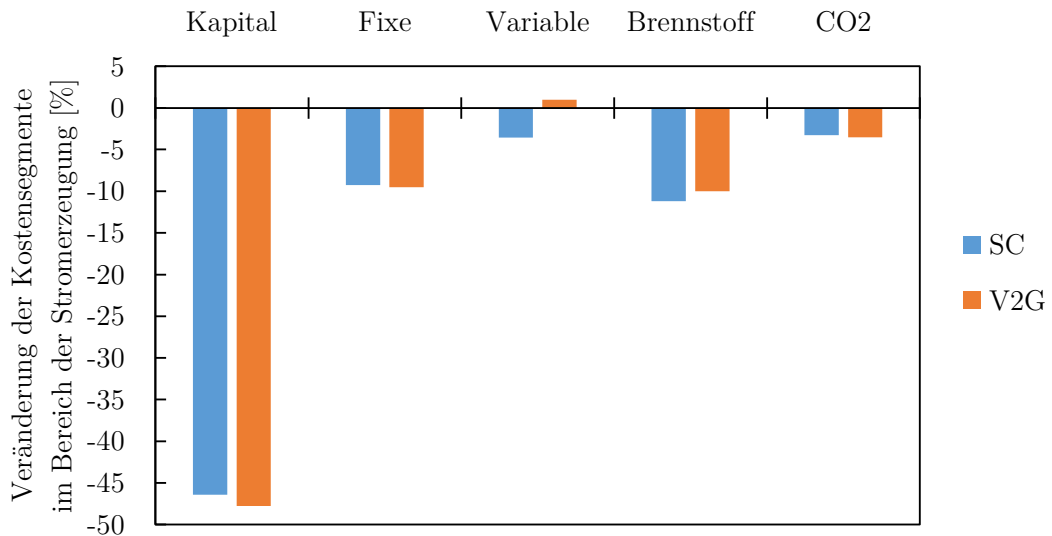


Abbildung 5.9: Veränderung der Teilkosten im Szenario 100% im Vergleich zur Ladestrategie PC

5.1.3 Strompreise

Entsprechend der Kosten und dem Austausch mit dem Nachbarland Deutschland, stellt sich je Szenario im jeweiligen Jahr ein Großhandelspreis ein. Diese Preise werden in der Abbildung 5.10 mittels einer sogenannten Kastengrafik (englisch: Box-Plot) dargestellt.

In dem Diagramm, Abbildung 5.10, sind die Preise für alle drei Ladestrategien in den jeweiligen Szenarien dargestellt. Die Preise liegen für die Szenarien 25%, 50% und 75% im Bereich zwischen 38 €/MWh und 55 €/MWh. Nur im Szenario 100% sind die Preise bei Verwendung der Ladestrategie PC deutlich höher. Hier liegen die Großhandelspreise zwischen 38 €/MWh und 78 €/MWh.

Zur detaillierten Besprechung der Daten sei auf den Abschnitt 6 verwiesen.

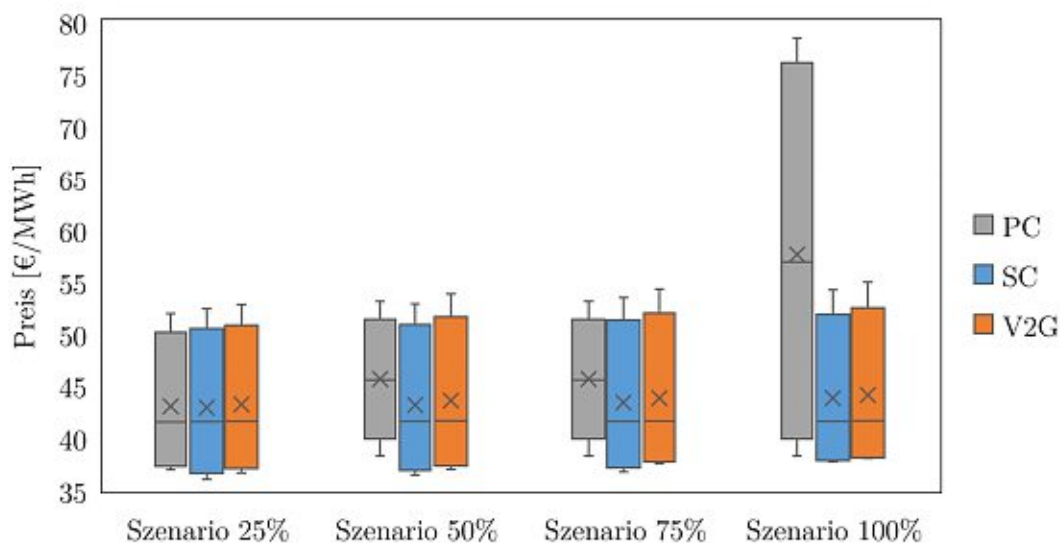


Abbildung 5.10: Vergleich der Großhandelspreise je Szenario und Ladestrategie

5.1.4 Erzeugung

Die zusätzliche Energienachfrage aufgrund der Integration der Elektromobilität wirkt sich nicht nur auf den Zubau von Kraftwerksleistungen aus, sondern verändert auch, abhängig von der Ladestrategie, den Einsatz der Kraftwerke. In den Diagrammen 5.11 bis 5.14 ist die prozentuelle Änderung der Energieaufbringung nach Energieträgern aufgetragen. Auch in diesen Darstellungen wird die Änderung im Vergleich zur Ladestrategie PC berechnet.

In den Szenarien 25%, 50% und 75% zeigt sich, dass beim Einsatz der Ladestrategie V2G die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken deutlich steigt. Die Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken wird in den angesprochenen Diagrammen mit dem Energieträger „Elektrisch“ bezeichnet.

Im Szenario 100% geht die Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke, im Ladeschema SC, um bis zu 25% zurück.

Welche Auswirkungen die Integration der EV auf die Produktion von elektrischer Energie hat, wird in Abschnitt 6 besprochen.

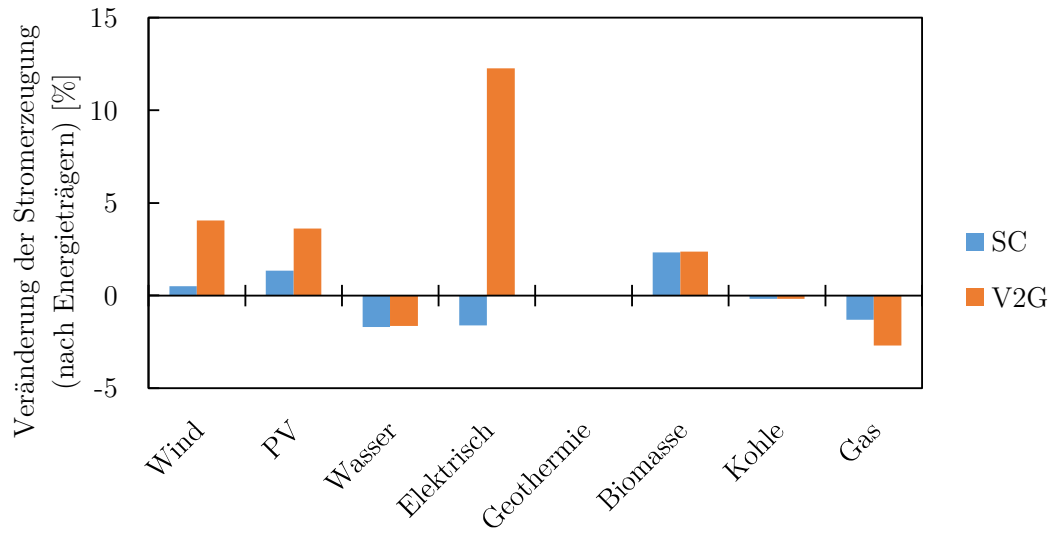


Abbildung 5.11: Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 25% im Vergleich zur Ladestrategie PC

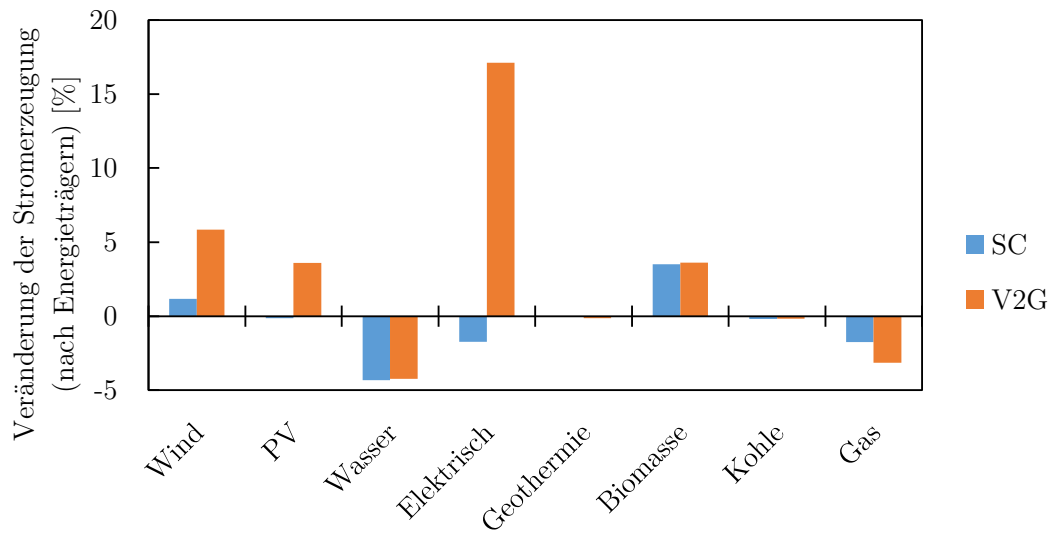


Abbildung 5.12: Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 50% im Vergleich zur Ladestrategie PC

5.1 Auswirkung der Variation der Fahrzeuganzahl

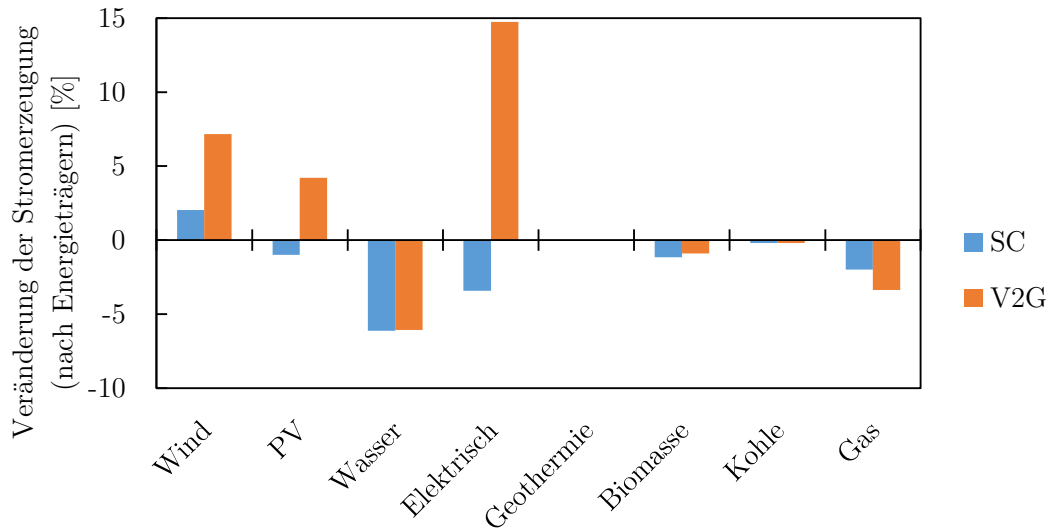


Abbildung 5.13: Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 75% im Vergleich zur Ladestrategie PC

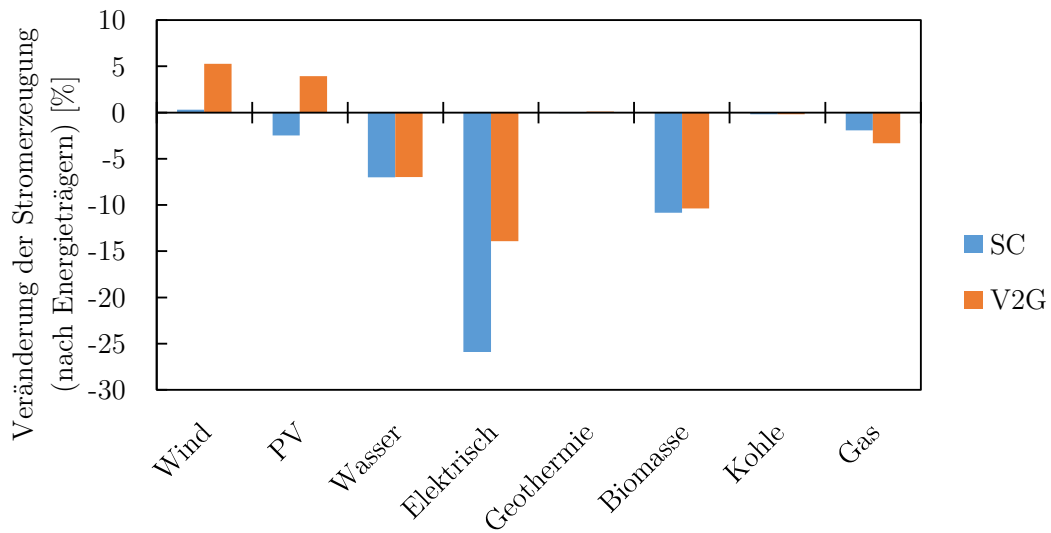


Abbildung 5.14: Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 100% im Vergleich zur Ladestrategie PC

5.2 Auswirkungen der gemischten Ladestrategien

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Szenarien mit gemischten Ladestrategien präsentiert. Dabei gibt es das Szenario „Langsame Integration“ und das Szenario „Schnelle Integration“. Die Szenarien sind in Abschnitt 4.3.2 beschrieben.

Die folgenden Abbildungen vergleichen die Ergebnisse jeweils mit dem Szenario 100% bei Verwendung der Ladestrategie V2G (siehe Abschnitt 4.3.1.4).

5.2.1 Zubau an Leistung

Die Annahmen, betreffend der Anzahl der BEV und PHEV, sind in Abschnitt 4.3.2 nachzulesen. Aus diesen zusätzlichen Bedarf ergeben sich die Zubauten, die in Tabelle 5.5 und Abbildung 5.15 dargestellt sind.

Tabelle 5.5: Zusätzlich installierte Leistung in den Szenarios mit gemischten Ladestrategien im Vergleich zur Ladestrategie V2G

Jahr	Lade- strat.	Lauf [MW]	Speicher [MW]	Pumpsp. [MW]	Wind [MW]	Gas [MW]	Biom. [MW]	Gesamt [MW]
2030	V2G	700	1141	0	3900	0	0	5741
	Langsam	700	1180	0	3900	0	0	5780
	Schnell	700	1180	0	3900	0	0	5780
2040	V2G	700	914	0	3900	0	175	5689
	Langsam	700	1022	0	3900	0	175	5797
	Schnell	700	0	0	3900	0	175	4775
2050	V2G	0	0	0	0	0	0	0
	Langsam	0	0	0	0	0	0	0
	Schnell	0	0	0	0	0	0	0

Im Vergleich zum Szenario 100% mit der Ladestrategie V2G muss im Jahr 2030 bei „langsamer Integration“ und „schneller Integration“ jeweils 40 MW mehr Leistung installiert werden. Im Jahr 2040 unterscheidet sich das Szenario „langsamer Integration“ deutlich vom Szenario „schneller Integration“. Bei schneller Integration wird nicht in Speicherkraftwerke investiert. In allen drei betrachteten Szenarien muss im Jahr 2050 keine Leistung zugebaut werden.

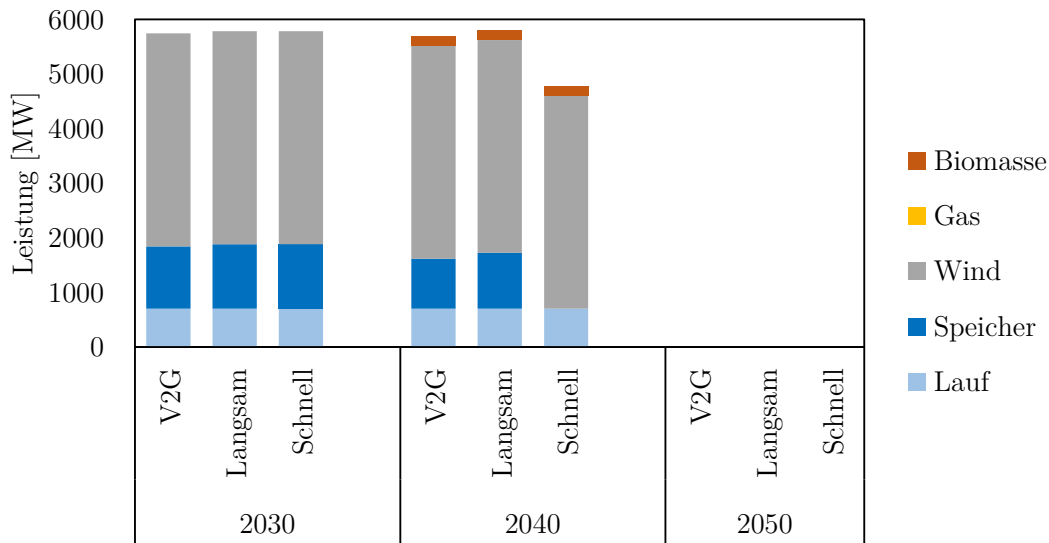


Abbildung 5.15: Zusätzlich installierte Leistung in den Szenarien mit gemischten Ladestrategien im Vergleich zur Ladestrategie V2G

5.2.2 Kosten

Die Gesamtkosten der Szenarien mit gemischten Ladestrategien sind höher als die Kosten des Szenarios 100% mit der Ladestrategie V2G. Dies ist in Tabelle 5.6 veranschaulicht.

Tabelle 5.6: Gesamtkosten summiert über alle Jahre in der Simulation in Millionen Euro

	Kosten [Mill. €]
V2G	4112
Langsam	4152
Schnell	4148

Man kann auch hier, wie im Abschnitt 5.1.2, die Teilkosten vergleichen. Die prozentuelle Veränderung ist in Diagramm 5.16 dargestellt. Zu beachten ist, dass hier ein Vergleich mit dem Szenario 100% mit der Ladestrategie V2G gezogen wird.

Die Kapitalkosten sind aufgrund der zusätzlichen Investitionen um ungefähr 2,5% höher, die variablen Betriebskosten zwischen 3% und 4,5% niedriger.

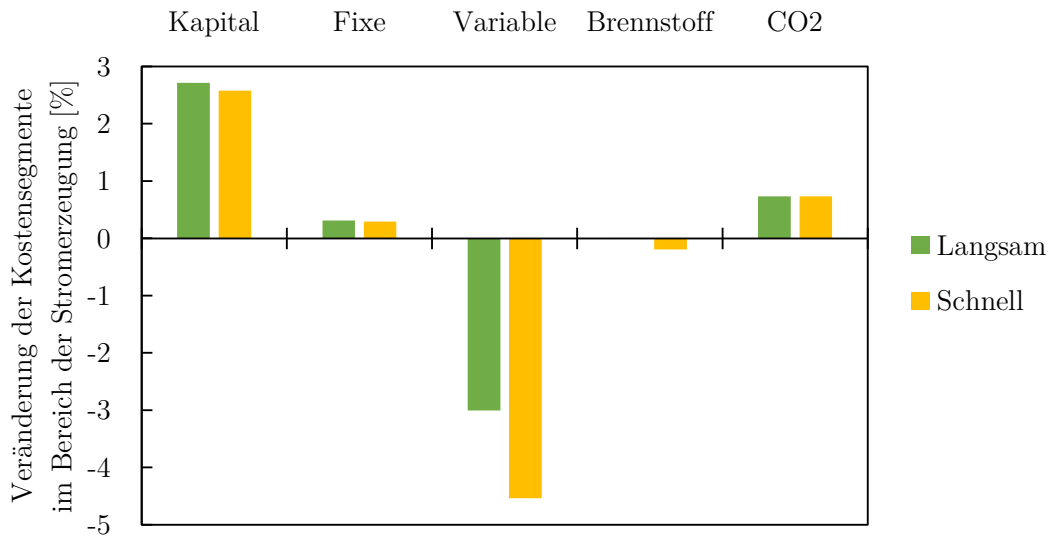


Abbildung 5.16: Veränderung der Teilkosten im Vergleich zum Szenario 100% mit der Ladestrategie V2G

5.2.3 Strompreise

Auch die Großhandelspreise können verglichen werden und sind in Abbildung 5.17, als Kastengrafik, dargestellt. Die Preise bei gemischten Ladestrategien liegen im Bereich des Szenarios mit V2G-Ladung. Es wird auf die Diskussion der Ergebnisse in Abschnitt 6 verwiesen.

5.2.4 Erzeugung

Die Energiebereitstellung je Energieträger wird ebenfalls mit dem Szenario 100% Ladestrategie V2G verglichen. Dargestellt in Abbildung 5.18, ist die Veränderung der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken am größten. Die Produktion aus Pumpspeichern verringert sich bei Verwendung des Szenarios „Schnelle Integration“ um -12%. Genauer werden die Ergebnisse in Abschnitt 6 beschrieben.

5.2 Auswirkungen der gemischten Ladestrategien

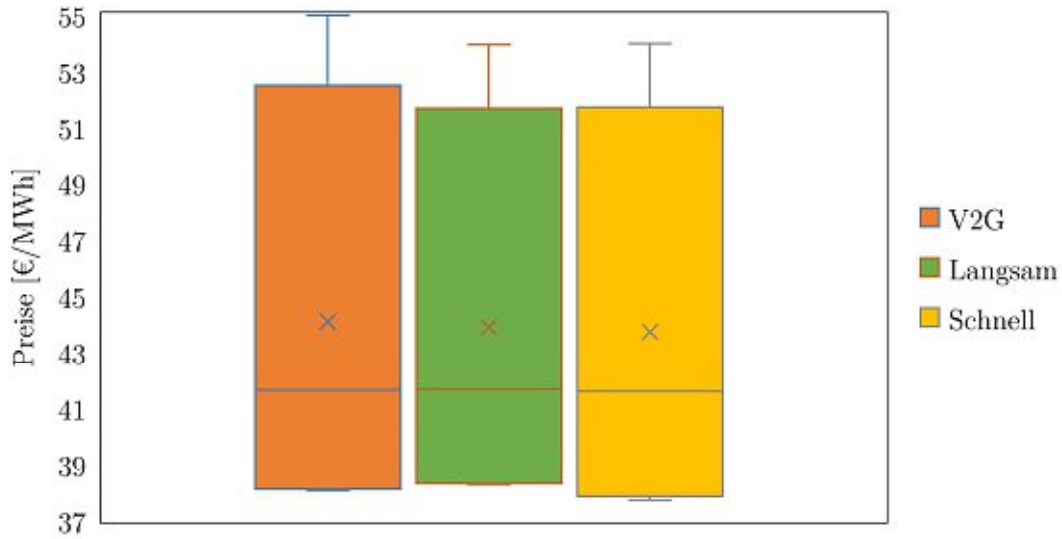


Abbildung 5.17: Großhandelspreise im Vergleich zwischen Szenario 100% V2G, langsamer und schneller Integration

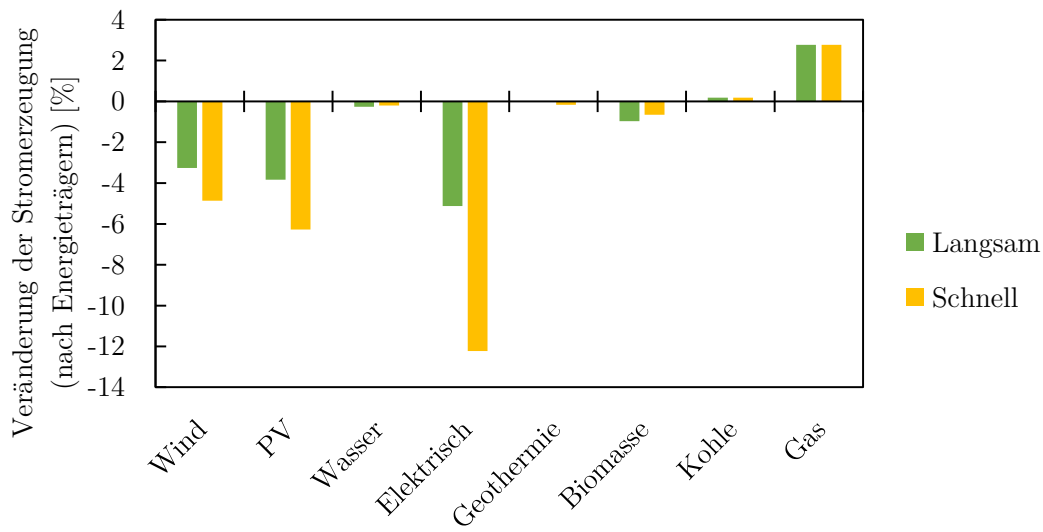


Abbildung 5.18: Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Vergleich zum Szenario 100% mit Ladestrategie V2G



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

6 Diskussion

Nachdem in den voranstehenden Kapiteln auf die Methodik eingegangen wurde und die Ergebnisse der Modellierung präsentiert wurden, werden in diesem Kapitel die Ergebnisse analysiert und diskutiert. Zudem wird auf die wesentlichen Einschränkungen der Modellierung und deren Auswirkung auf die Beantwortung der Forschungsfrage eingegangen.

6.1 Diskussion der Ergebnisse

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, zu klären, wie sich verschiedene Ladestrategien von EV auf die Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten auswirken.

Nimmt man nun das passive Laden (PC) als Referenz und vergleicht die installierten Leistungen mit den Ladestrategien SC und V2G, zeigt sich in Abbildung 6.1 eine Verringerung der zu installierenden Kraftwerksleistung um bis zu -41%.

Die Abbildung 6.1 zeigt die Reduktion des Zubaus von Kraftwerksleistung bei Variation der Anzahl der EV. Schon im Szenario 25% ergibt sich eine Verringerung um 9%. Bei den Szenarien 50% beziehungsweise 75% liegen die Veränderungen bei -9% und -26%. Der Unterschied zwischen den Ladestrategien SC und V2G ist immer kleiner als 1%.

Die wichtigste Erkenntnis ist also, dass der Einsatz von flexiblen Ladestrategien den notwendigen Zubau von Kraftwerksleistungen deutlich reduziert. Begründet ist dieses Ergebnis durch die Flexibilität der Ladeschemen SC und V2G. Bei Ladung mit PC treten hohe Ladespitzen in den Abendstunden auf. Diese müssen durch eine große Anzahl von Kraftwerken gedeckt werden. Die beiden flexiblen Ladestrategien ermöglichen eine Ladung der EV zu, für das Stromsystem, günstigeren Zeitpunkten. Dadurch werden auch deutlich weniger Kraftwerkskapazitäten benötigt.

Die Verringerung der notwendigen Investitionen schlägt sich auch auf die Kosten durch. So sinken die Gesamtkosten bei flexiblen Ladestrategien deutlich. Abbildung 6.2 zeigt eine Verringerung der Gesamtkosten, je nach Szenario, von bis zu 26%. Beginnend bei Szenario 25%, wo die Reduktion bei 7,5% liegt, vergrößert sich die Veränderung im Szenario 50% auf -15% und liegt im Szenario 75% bei -26%. Der Unterschied zwischen

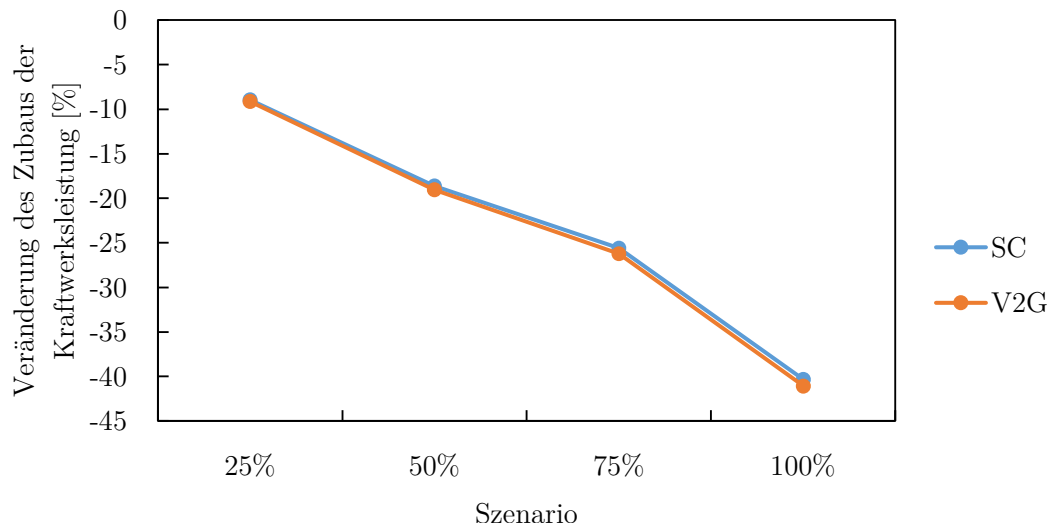


Abbildung 6.1: Verringerung der neu zu installierenden Kraftwerksleistungen zwischen den Ladestrategien

den beiden flexiblen Ladestrategie, ist bei den Gesamtkosten gering und liegt unter 1%.

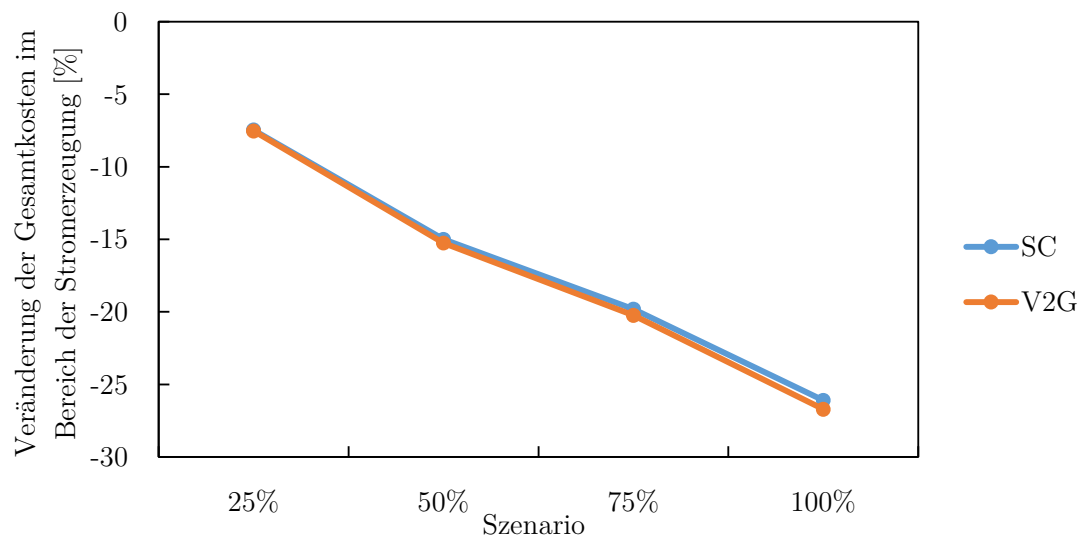


Abbildung 6.2: Prozentuelle Verringerung der Gesamtkosten im Vergleich zur Ladestrategie PC

Betrachtet man die Veränderung der Teilkosten in den Abbildungen 5.6 bis 5.9 findet man die Erklärung für die Gesamtkostenreduktion. Zur besseren Beschreibung sind die Teilkosten für das Szenario 100% in Abbildung 6.3 noch einmal dargestellt.

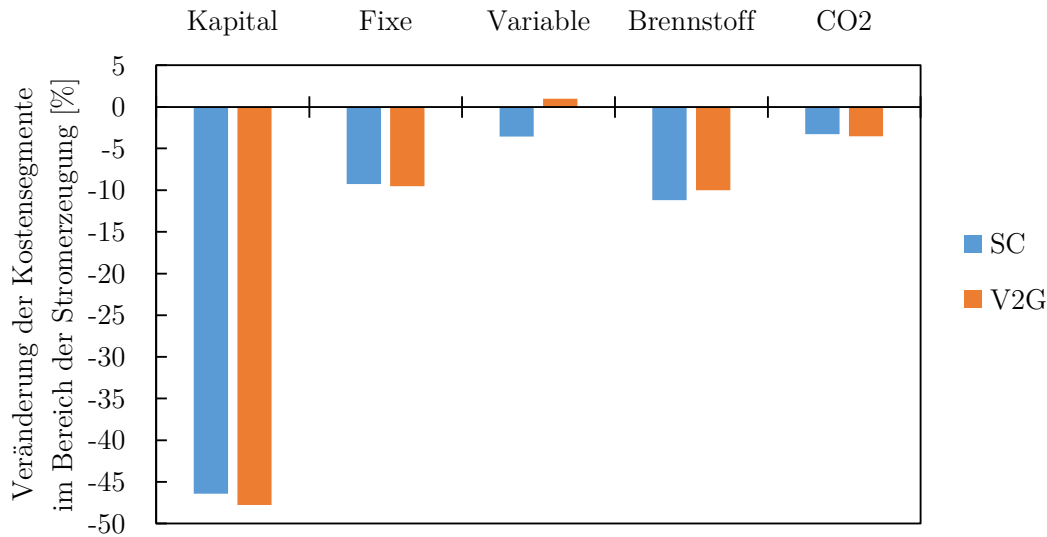


Abbildung 6.3: Veränderung der Teilkosten im Szenario 100% im Vergleich zur Ladestrategie PC

Die Kapitalkosten sinken bei allen Szenarien aufgrund der geringeren Investitionen. Betrachtet man die Veränderung der Energieaufbringung in den Abbildungen 5.11 bis 5.14, so sieht man eine vermehrte Nutzung von volatilen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne. Die Abbildung 6.4 ermöglicht hier eine anschauliche Diskussion (Abbildung 6.4 entspricht Abbildung 5.14). Diese Steigerung führt auch zu einer Senkung von Kosten bei Brennstoff und CO₂-Abgaben, da dadurch Kraftwerke mit CO₂-Ausstoß weniger genutzt werden. Außerdem haben Wind und PV geringere Fixkosten, was zu einer Kostenreduktion in diesem Bereich führt. Die Reduktion der Brennstoffkosten liegt bei 9% beziehungsweise 11%. Die Kosten, die mit THG-Emissionen verbunden sind, verringern sich um ungefähr 3,5%.

Ein weiterer Grund für das Sinken der Brennstoff- und CO₂-Kosten ist, dass Gas- und Biomassekraftwerke zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt werden und diese bei flexiblen Ladestrategien reduziert werden.

Im Szenario 100%, bei der Ladestrategie V2G, steigt die Energieaufbringung durch Windkraft- und PV-Anlagen um 5% und 3,5%. Dieses Ergebnis bestätigt die Annahme, dass das bidirektionale Laden der EV einen positiven Einfluss auf die Nutzung von volatilen Energiequellen hat. Die bessere Nutzbarkeit der erneuerbaren Energie ist auf

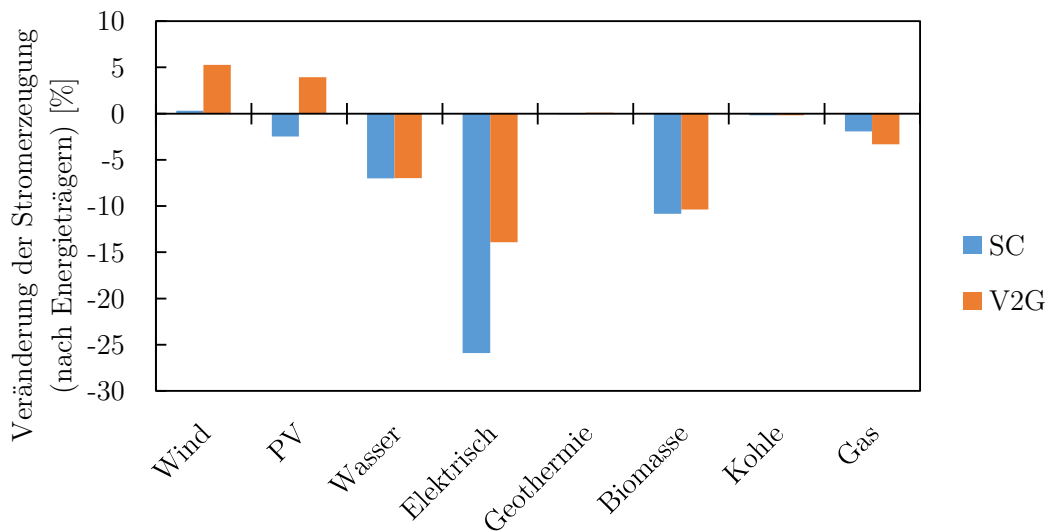


Abbildung 6.4: Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 100% im Vergleich zur Ladestrategie PC

die zusätzlichen Speicherkapazitäten, die im Stromsystem durch die EV entstehen, zurückzuführen.

Die Steigerung der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in den Szenarien 25%, 50% und 75% ist auf Synergien mit der Speicherkapazität der EV zu erklären. Im Szenario 100% sinkt die Nutzung der Speicherkraftwerke, weil die Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge so groß geworden ist, dass diese einen größeren Teil des Speicherbedarfs decken können.

All diese Kostenänderungen führen zu Verringerungen bei den Großhandelspreisen. Abbildung 5.10 zeigt die Endkundenpreise der jeweiligen Szenarien. Der Mittelwert der Preise verringert sich bei Einsatz einer der beiden flexiblen Ladestrategien deutlich. Die Abbildung 6.5 zeigt dies im Vergleich mit der Ladestrategie PC. Es ist eine Reduktion von bis zu 11% erreichbar.

An den in Abbildung 6.5 dargestellten Ergebnissen ist interessant, dass die Preise bei der Ladestrategie SC geringer sind als bei der Ladestrategie V2G. Die Differenz der Veränderungen liegt zwischen 0,45% und 0,85% und ist vermutlich in den zusätzlichen Kosten des Batterieverschleißes bei bidirektionalem Laden und den vermehrten Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken begründet. Die höheren variablen Kosten, ablesbar in den Abbildungen 5.6 bis 5.8, deuten ebenfalls auf diese Vermutung hin.

Bei allen Ergebnissen der verschiedenen Szenarien zeigt sich, dass der Unterschied zwischen der Ladestrategie SC und V2G sehr gering ist. Dies ist durch eine Beschränkung

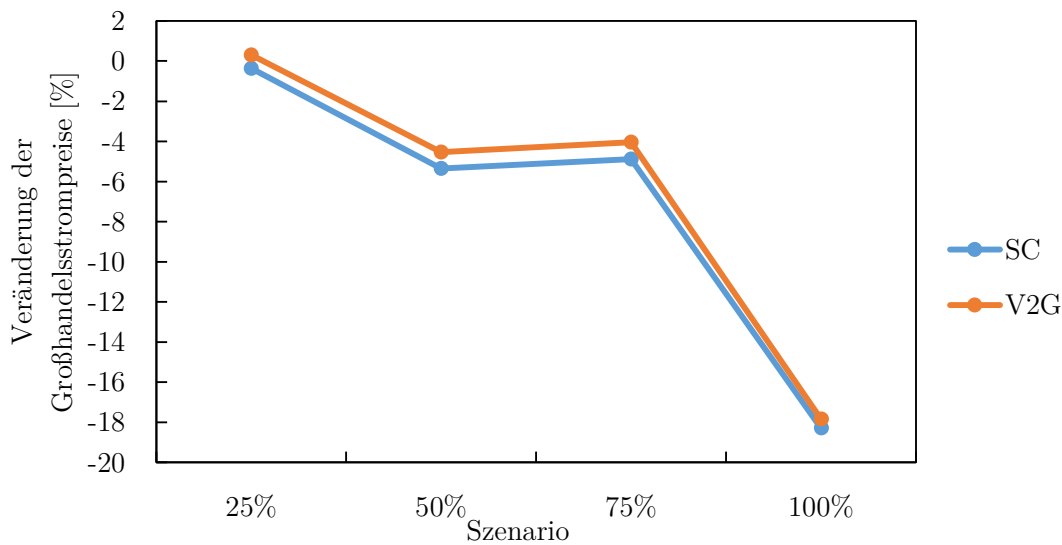


Abbildung 6.5: Prozentuelle Veränderung des Großhandelspreises im Vergleich zur Ladestrategie PC

der Modellierung der EV zu erklären. Es wird angenommen, dass ein EV seine Ladestation in den Morgenstunden verlässt und erst nach einer gewissen Wegstrecke und Zeit zum Ladegerät zurück kehrt. Der daraus entstehende Verlauf, der mit dem Netz verbundenen Fahrzeuge, ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Die Annahme, dass Fahrzeuge, weder am Arbeitsplatz, noch bei täglichen Besorgungen mit einer Lademöglichkeit verbunden werden, spiegelt die Realität nicht wider. Die geringe Verfügbarkeit von Fahrzeugen zur Mittagszeit verhindert bei der Ladestrategie V2G die Speicherung der Sonnenenergie. Zur Verringerung der Lastspitze am Abend ist die Ladestrategie SC ausreichend. Der zusätzliche Nutzen des bidirektionalen Ladens ist dadurch im Vergleich zur SC-Ladung gering.

Abschließend wird untersucht, ob die „Geschwindigkeit“ der Verbreitung von flexiblen Ladestrategien einen Einfluss auf die Investitionen hat. Dazu wurde das Modell um eine zweite Fahrzeugflotte erweitert, siehe Abschnitt 3.3.2.4. Es wurde bereits beschrieben, dass der Einsatz der Ladestrategie V2G die meisten Kostenreduktionen mit sich bringt. Die Annahme, dass diese Ladestrategie ab dem Jahr 2020 von allen Fahrzeugen genutzt werden kann, hält der Realität allerdings nicht stand. In bereits diskutierten Szenarien wird angenommen, dass die verwendete Ladestrategie in allen Jahren der Simulation gleich ist. Dies bedeutet bei der Ladestrategie V2G, mit der die folgenden Szenarien verglichen werden, dass ab dem Jahr 2020 alle Fahrzeuge netzintegriert geladen werden können. Dies ist in der Realität aber nicht der Fall.

Ein Blick auf Tabelle 5.6 zeigt, dass die Kosten bei beiden Szenarien höher sind als bei

der Ladestrategie V2G. Die Kosten erhöhen sich im Vergleich zur Ladestrategie V2G um 0,98% bei der langsamen Integration und um 0,87% bei der schnellen Integration. Es zeigt sich, dass die schnelle Integration flexibler Ladestrategien bei den Gesamtkosten einen kleinen Vorteil bringt.

Die Kostenreduktion beruht zum Einen auf geringeren Kapitalkosten, weil im Jahr 2040 weniger in Zubauten investiert werden muss. Dieser geringere Zubau ist der Tatsache geschuldet, dass bei der schnellen Integration im Jahr 2040 keine Fahrzeuge mehr mit PC geladen werden und der Ladebedarf besser verteilt werden kann.

Weiters sinken die variablen Kosten aufgrund der Verringerung der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken. Im Szenario „Schnelle Integration“ gibt es mehr Speicherkapazität durch die E-Fahrzeuge und dies verringert den Bedarf an Pumpspeichern.

Aufgrund von Synergien zwischen den unterschiedlichen Ladestrategien ist der Großhandelspreis sogar niedriger, als bei Verwendung nur einer Flotte mit einheitlicher Ladestrategie (siehe Abbildung 5.17). Die schnelle Integration hat dabei im Mittel einen weiteren Preisvorteil von 3,45% im Vergleich mit der langsamen Integration.

Bei der Veränderung der Kosten stellt sich die Frage, in wie weit davon auch Endkunden profitieren können. Die Veränderung der Großhandelspreise im Prozentbereich wird nur sehr geringen Einfluss auf die Preise für Endkunden haben. In Österreich ist der Anteil des Energiepreises für Strom nur ungefähr ein Drittel vom Gesamtpreis für eine kWh. Der Rest entfällt auf Steuern, Abgaben und Netzentgelte. Neue Tarifmodelle die Anreize schaffen, dass Kunden ihr Fahrzeug dem Energiesystem zur Verfügung stellen, sind notwendig. Die Entwicklung solcher Tarife, und die Evaluierung dieser, kann Inhalt weiterer Forschungsarbeiten sein.

Der verwendete Modellierungsansatz mit zwei Flotten und Ladestrategien kann nur eine Annäherung an die Realität sein. Es könnte in weiteren Forschungsarbeiten untersucht werden, wie sich die Ladeinfrastruktur in Österreich entwickeln wird und diese Ergebnisse eingebunden werden. Zusätzlich ermöglicht dieser Ansatz die Verwendung von unterschiedlichen Verhaltensmustern der Fahrzeuginhaber. Es wäre denkbar verschiedene Profile für Wenigfahrer, Pendler usw. einzuführen.

6.2 Einschränkungen der Modellierung

Eine Modellierung bildet immer nur einen Teil der Realität ab. Im Folgenden wird auf Einschränkungen, die bei der Modellierung getroffen wurden, eingegangen. Es wird versucht, den Einfluss dieser Beschränkungen auf die Ergebnisse abzuschätzen.

Die Notwendigkeit der Reduktion der Treibhausgasemissionen in Österreich macht einen Wandel im Verkehrssektor unumgänglich. Die Verringerung des CO₂-Ausstoßes kann dabei durch mehrere, auch gemeinsam sinnvolle, Maßnahmen erreicht werden. Dazu zählen die Reduktion von Wegen, das vermehrte Nutzen von öffentlichen Transportmitteln und der Einsatz von neuen Technologien. Zu den neuen Technologien gehören der Ersatz von konventionellem Treibstoffen, wie Diesel und Benzin, durch sogenannte E-Fuels. Im Bereich der PKW ist ein Ansatz, den Verbrennungsmotor durch andere Antriebsarten zu ersetzen. Neben dem Antrieb mittels Wasserstoff über eine Brennstoffzelle, ist der Einsatz von BEV oder PHEV momentan am weitesten verbreitet. Aufgrund der Ankündigungen von Politik und Herstellern scheint eine weitere Zunahme realistisch und deshalb wird diese Antriebsart in dieser Diplomarbeit genauer betrachtet. Auf die anderen Ansätze zur Reduktion der THG-Emissionen im Transportsektor wird in dieser Arbeit nicht näher eingegangen. Die Einschränkung auf nur eine Art den Transportsektor zu Transformieren führt jedoch zu einer Überschätzung der Anzahl der BEV im zukünftigen Österreich und dadurch zu einer Überschätzung des Einflusses auf das Energiesystem.

Als problematisch stellte sich der große Zeithorizont in der Fragestellung heraus. Szenarien, die bis ins Jahr 2050 reichen, sind mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Dies betrifft alle Bereiche der Modellierung. Die Entwicklung der Nachfrage in Österreich, die Kosten für den Kraftwerkspark oder die Verbreitung der BEV sind nur schwer bis ins Jahr 2050 vorherzusagen.

In dieser Diplomarbeit wurden die Auswirkungen der Integration von elektrische angetriebenen Fahrzeugen auf die physikalischen Eigenschaften des Stromnetzes nicht berücksichtigt. Die Beeinflussung der Parameter des Verteilnetzes, in welches die Ladeinfrastruktur von EV hauptsächlich eingebunden sind, wurden nicht betrachtet. Auch im großen Maßstab wurde das Stromnetz Österreichs als „Kupferplatte“ angenommen. Die Veränderung der Lastflüsse, durch die künftige Verbreitung von E-Fahrzeugen, bedarf einer gesonderten Untersuchung.

Weiters wurden die Kraftwerke ohne An- und Abfahrzeiten modelliert. Dies ermöglicht eine sehr flexible Kraftwerkseinsatzplanung. Legt man Mindestzeiten für das Starten und Stoppen der Kraftwerke fest, werden dadurch flexiblere Optionen wie elektrochemischer Speicher in Elektrofahrzeugen bevorzugt.

Die Modellierung der Elektrofahrzeuge beschränkt sich dabei auf Ladevorgänge die ausschließlich an einem Ort erfolgen. Es wird angenommen, dass ein EV seine Ladestation in den Morgenstunden verlässt und erst nach einer gewissen Wegstrecke und Zeit zum Ladegerät zurück kehrt. Die daraus entstehende Problematik wurde schon im vorhergehenden Abschnitt erläutert. Abhilfe kann eine Anpassung des EV-Addons schaffen. Die Ladung am Arbeitsplatz und beim Einkaufen scheint in Zukunft realistisch.

Die Verfügbarkeit von EV für das Stromnetz über die Mittagszeit würde den Nutzen der V2G-Ladung realistischer abbilden.

Beschränkungen wurden auch im Bereich der Modellierung der Energiesektoren Strom und Wärme in Österreich vorgenommen. Die Annahme, den Wärmesektor unberücksichtigt zu lassen, vereinfacht das Modell und schärft den Fokus auf die eigentliche Forschungsfrage. Jedoch können durch diese Einschränkung mögliche Synergieeffekte der Sektorkopplung zwischen Strom, Wärme und Verkehr nicht berücksichtigt werden. Die Dekarbonisierung des Wärmesektors durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen kann in Kombination mit flexiblen Ladestrategien von BEV im Haushalt, wie auch im Gesamtsystem zu Kostenersparnissen führen.

Der Zubau von Leistung aus PV-Anlagen wurde exogen anhand von politischen Vorhabenserklärungen modelliert. Dieser massive Ausbau soll in Österreich gemeinsam mit einer verstärkten Nutzung von stationären Batteriespeicher in den Haushalten einhergehen. Diese Entwicklung könnte zu einer Reduktion der notwendigen Zubauten von Kraftwerksleistungen führen, wurde aber in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Weiters wurde die Anzahl der modellierten Nachbarländer bewusst gering gehalten. Die Ausweitung auf weitere Länder ist in weiteren Arbeiten zwar denkbar, macht aber die Analyse der Effekte der E-Mobilität deutlich schwieriger. Mit jedem weiteren Nachbarland wird die Komplexität erhöht und durch zusätzliche Freiheitsgrade die Aussagekraft der Forschungsfrage verringert. Das Hinzufügen von weiteren Nachbarländern führt andererseits das Modell näher an die Realität heran.

Alle diese Einschränkungen verringern die Flexibilitätsoption des Modells und vergrößern dadurch den Einfluss der Elektromobilität. Würde man, beispielsweise, mehrere Nachbarländer oder Sektorkopplungen zulassen, würden die vielen Optionen dazu führen, dass der Einfluss der Elektromobilität, zum Beispiel auf die künftigen heimischen Kraftwerksinvestitionen erwartungsgemäß, sinken würde.

7 Schlussfolgerungen

Die Methode dieser Diplomarbeit beruht auf einem Gleichgewichtsmodell für den Stromsektor auf Stundenbasis. Verwendet wird dabei das Open-Source Modell Balmorel, welches sich sehr einfach erweitern und auf die Anforderungen anpassen lässt. Die Beschränkung auf eine stündliche Auswertung und den Day-Ahead-Markt erwiesen sich als zielführend. Die verwendete Erweiterung für die Implementierung der elektrisch angetriebenen Fahrzeuge erfüllt den Zweck der Anwendung und wurde um den Aspekt einer zweiten Flotte mit unterschiedlicher Ladestrategie erweitert.

Die Kernaussage dieser Diplomarbeit ist, dass der Einsatz von flexiblen Ladestrategien die Investitionen in neue Kraftwerksleistungen im Vergleich zur passiven Ladestrategie PC deutlich senkt. Der vermehrte Einsatz von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen wird zu einem Mehrbedarf an elektrischer Energie führen. Die Strategie mit der die Fahrzeuge geladen werden, hat einen großen Einfluss auf die Art und Weise wie diese zusätzliche Nachfrage gedeckt werden kann. Es zeigt sich, dass dabei die flexiblen Ladestrategien forciert werden sollten.

Eine zur Einführung der EV gleichzeitig stattfindende Dekarbonisierung der elektrischen Energieaufbringung in Österreich steht dem nicht im Wege. Im Gegenteil, die Einführung von flexiblen Ladestrategien kann die notwendigen Investitionen in zusätzliche Kraftwerksleistungen deutlich reduzieren.

Die flexible Ladung der E-Fahrzeuge führt zu einer vermehrten Nutzung von volatilen Energieträgern und dadurch einer Verringerung des Einsatzes von fossilen Brennstoffen.

Weiters zeigt sich, dass eine schnelle Verbesserung der Ladeinfrastruktur vorteilhaft ist. Sind batterie-elektrische Fahrzeuge bidirektional in das Stromnetz integriert, tragen sie dazu bei das Energiesystem kosteneffizienter zu betreiben. Der Unterschied zwischen den Ladestrategie SC und V2G ist jedoch gering. Dies kann durch das Laden der Fahrzeuge zu Zeit mit verfügbarer Sonnenenergie verbessert werden.

Für die Endkunden können die intelligenten Ladestrategien zu einer Verringerung der Strompreise, im Vergleich zu einem System mit passiven Ladestrategien, führen. Dazu sollte mit Tarifen Anreize geschaffen werden, die eigene E-Fahrzeuge für das Gesamtsystem als zusätzliche Systemflexibilitätsoption zur Verfügung zu stellen.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Abkürzungsverzeichnis

CO₂	Kohlendioxid
BEV	Batterie-elektrisches Fahrzeug
PHEV	Fahrzeug mit Plug-in-Hybridantrieb
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
EU	Europäische Union
PC	Passives Laden
SC	Intelligentes Laden
V2G	Netzintegriertes Laden
GAMS	General Algebraic Modeling System
THG	Treibhausgas
SUV	Sport Utility Vehicles
HEV	Hybrid-Elektro-Fahrzeug
FCEV	Wasserstoffzellen-Elektro-Fahrzeug
REEV	Range-Extender-Elektro-Fahrzeug
LP	Lineare Programmierung
PE	Produktionseinheiten
SE	Schadstoffeinheiten
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EEG	Energy Economics Group
AURES II	AUctions for Renewable Energy II
APG	Austrian Power Grid

Abkürzungsverzeichnis

SOC	Speicherstand
EV	Elektrofahrzeug
EE	Erneuerbare Energie

Tabelle 7.1: Tabelle mit Variablen, deren Bedeutung und Einheit

Variable	Erklärung	Einheit
P_{Charge}	Momentane Ladeleistung	kW
P_{PC}	Vorberechnete Ladeleistung	kW
P_{Inflex}	Vorberechnete unflexible Ladeleistung	kW
P_{Flex}	Flexible Ladeleistung	kW
P_{V2G}	Flexible Entladeleistung	kW
Tr_t	Energieverbrauch für Wegstrecke	kWh
Qty_{Avail}	Anzahl verfügbare Fahrzeuge	1
$\Omega_{Deg,Cyc}$	Kosten zyklischer Batterieverschleiß	€
$\Omega_{Deg,Cyc}$	Kosten Alterungs- Batterieverschleiß	€
$C_{Bat,Repl}$	Kosten Batterie Neuanschaffung	€
SOC_{max}	max. Speicherkapazität eines Fahrzeuges	kWh
$P_{Charger}$	Ladeleistung des Ladegerätes	kW
$\eta_{Charger}$	Wirkungsgrad der Ladeinfrastruktur	1
$\alpha_{Bat,Os}$	Batterie Nutzbarkeitsfaktor	1
$\alpha_{Bat,Lft}$	Batterie Lebenszeitfaktor	1
$\gamma_{Deg,Cyc}$	Kostenfaktor zyklische Degradation	1
$\gamma_{Deg,CalC}$	Kostenfaktor konstante alterungsabhängige Degradation	1
$\gamma_{Deg,CalF}$	Kostenfaktor flexible alterungsabhängige Degradation	1

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1	Historische Entwicklung des CO ₂ Budget für Österreich und Reduktion bis 2050 (Umweltbundesamt, 2020)	4
Abbildung 2.2	THG- Emissionen der Sektoren 2018 (Umweltbundesamt, 2020)	5
Abbildung 2.3	Veränderung der Emissionen seit 1990 (Umweltbundesamt, 2020)	5
Abbildung 2.4	Zugelassene PKW mit batterie-elektrischem und Hybrid- Antrieb	6
Abbildung 2.5	Fahrzeugtypen von E-Autos (Becchetti, 2018)	7
Abbildung 2.6	Installierte Kraftwerksleistung in Österreich 2020 in Prozent . .	9
Abbildung 2.7	Bruttostromerzeugung Inland 2019 in Prozent	9
Abbildung 3.1	Grafische Lösung des Optimierungsproblems	13
Abbildung 3.2	Verfügbare Fahrzeuge in der Simulation, normiert auf ein Fahrzeug	17
Abbildung 4.1	Exogen vorgegebene Kraftwerksleistung in Österreich	29
Abbildung 4.2	Variation der PV-Leistung über einen Zeitraum von vier Wochen	30
Abbildung 4.3	Variation der Wind-Leistung über einen Zeitraum von vier Wochen	30
Abbildung 4.4	Variation der elektrischen Nachfrage über einen Zeitraum von vier Wochen	31
Abbildung 4.5	Exogen vorgegebene Kraftwerksleistung in Deutschland	35
Abbildung 4.6	Fahrzeug Bestand in den verschiedenen Szenarien in tausend Stück	37
Abbildung 5.1	Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 25%	42
Abbildung 5.2	Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 50%	44
Abbildung 5.3	Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 75%	45
Abbildung 5.4	Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 100%	46
Abbildung 5.5	Gesamtkosten über alle Jahre je Szenario und Ladestrategie .	47
Abbildung 5.6	Veränderung der Teilkosten im Szenario 25% im Vergleich zur Ladestrategie PC	48
Abbildung 5.7	Veränderung der Teilkosten im Szenario 50% im Vergleich zur Ladestrategie PC	49
Abbildung 5.8	Veränderung der Teilkosten im Szenario 75% im Vergleich zur Ladestrategie PC	49
Abbildung 5.9	Veränderung der Teilkosten im Szenario 100% im Vergleich zur Ladestrategie PC	50

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5.10	Vergleich der Großhandelspreise je Szenario und Ladestrategie	51
Abbildung 5.11	Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 25% im Vergleich zur Ladestrategie PC	52
Abbildung 5.12	Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 50% im Vergleich zur Ladestrategie PC	52
Abbildung 5.13	Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 75% im Vergleich zur Ladestrategie PC	53
Abbildung 5.14	Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 100% im Vergleich zur Ladestrategie PC	53
Abbildung 5.15	Zusätzlich installierte Leistung in den Szenarien mit gemischten Ladestrategien im Vergleich zur Ladestrategie V2G	55
Abbildung 5.16	Veränderung der Teilkosten im Vergleich zum Szenario 100% mit der Ladestrategie V2G	56
Abbildung 5.17	Großhandelspreise im Vergleich zwischen Szenario 100% V2G, langsamer und schneller Integration	57
Abbildung 5.18	Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Vergleich zum Szenario 100% mit Ladestrategie V2G	57
Abbildung 6.1	Verringerung der neu zu installierenden Kraftwerksleistungen zwischen den Ladestrategien	60
Abbildung 6.2	Prozentuelle Verringerung der Gesamtkosten im Vergleich zur Ladestrategie PC	60
Abbildung 6.3	Veränderung der Teilkosten im Szenario 100% im Vergleich zur Ladestrategie PC	61
Abbildung 6.4	Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträger im Szenario 100% im Vergleich zur Ladestrategie PC	62
Abbildung 6.5	Prozentuelle Veränderung des Großhandelspreises im Vergleich zur Ladestrategie PC	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1	Installierte Kraftwerksleistung in Österreich 2020	8
Tabelle 3.1	Technische Daten der Fahrzeuge und Ladegeräte (Gunkel u. a., 2020)	16
Tabelle 3.2	Wirkungsgrad der Ladeinfrastruktur, Kostenfaktoren für die Degradation der Batterien (Gunkel u. a., 2020)	16
Tabelle 4.1	Volllaststunden von Windkraft- und PV-Anlagen in Österreich . . .	30
Tabelle 4.2	Einschränkungen der Investitionen je Kraftwerkstyp und Jahr . .	33
Tabelle 4.3	Installierte Kraftwerksleistungen in Deutschland bis 2050	35
Tabelle 4.4	Übertragungsleistungen zwischen Österreich und Deutschland . .	36
Tabelle 4.5	Fahrzeuganzahl im Szenario 25% [in tausend Stück]	38
Tabelle 4.6	Fahrzeuganzahl im Szenario 50% [in tausend Stück]	38
Tabelle 4.7	Fahrzeuganzahl im Szenario 75% [in tausend Stück]	38
Tabelle 4.8	Fahrzeuganzahl im Szenario 100% [in tausend Stück]	39
Tabelle 4.9	Ladestrategie der Fahrzeuge in % bei langsamer Integration . . .	40
Tabelle 4.10	Ladestrategie der Fahrzeuge in % bei schneller Integration	40
Tabelle 5.1	Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 25%	42
Tabelle 5.2	Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 50%	43
Tabelle 5.3	Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 75%	45
Tabelle 5.4	Zusätzlich installierte Leistung im Szenario 100%	46
Tabelle 5.5	Zusätzlich installierte Leistung in den Szenarios mit gemischten Ladestrategien im Vergleich zur Ladestrategie V2G	54
Tabelle 5.6	Gesamtkosten summiert über alle Jahre in der Simulation in Millionen Euro	55
Tabelle 7.1	Tabelle mit Variablen, deren Bedeutung und Einheit	70



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Literatur

- Austrian Power Grid (2019). »Netzentwicklungsplan 2019: für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid (APG)«. In: URL: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/NEP_2019_APG_Konsultation.pdf/c25ed6bf-0fb7-dcca-d003-94a5413eaec8?t=1568881489767 (besucht am 13.02.2021) (siehe S. 34).
- Becchetti, D. (2018). »5 factors to keep in mind when purchasing an electric vehicle«. In: *Great River Energy*. URL: <https://greatriverenergy.com/5-factors-to-keep-in-mind-when-purchasing-an-electric-vehicle/> (besucht am 30.11.2020) (siehe S. 7).
- Bittermann, W. (2018). *Strom- und Gastagebücher 2008/2012/2016: Strom- und Gaseinsatz sowie Energieeffizienz österreichischer Haushalte Auswertung Gerätebestand und -einsatz*. Hrsg. von Statistik Austria, Direktion Raumwirtschaft, Energie. Wien. URL: https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=116561 (siehe S. 2).
- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2020). *EAG – Ein Gesetz für die Energiewende*. URL: https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20200916_Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz.html%C2%A0 (besucht am 11.01.2021) (siehe S. 28, 32, 33).
- Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (2019). *Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich: Periode 2021-2030, gemäß Verordnung (EU) / des Europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz*. URL: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:032d507a-b7fe-4cef-865e-a408c2f0e356/0e_nat_Energie_Klimaplan.pdf (besucht am 30.11.2020) (siehe S. 8, 28).
- Christiansen, H. und L. Warnecke (2017). *Danish National Travel Survey, Datasets*. Hrsg. von DTU, Centre For Transport Analytics. Formerly DTU Transport. DOI: 10.11581/dtu:00000034 (siehe S. 15).

- Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (2020). *Jahresreihen*. URL: <https://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen> (besucht am 23.01.2021) (siehe S. 8).
- Europäische Kommission (2019). *Übereinkommen von Paris*. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de (besucht am 10.08.2020) (siehe S. 1).
- Europäisches Parlament (2018).
»Regulation (EU) 2018 of the european parliament and the concil of on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States: from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation (EU) No 525/2013«. In: URL: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-3-2018-INIT/en/pdf> (besucht am 16.02.2021) (siehe S. 1).
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2020). *entso-e Transparency Platform: Installed Capacity per Production Type*. URL: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show> (besucht am 30.11.2020) (siehe S. 8, 34).
- GAMS Software GmbH (2020). *GAMS - Cutting Edge Modeling*. URL: <https://www.gams.com/> (besucht am 12.07.2020) (siehe S. 14).
- Gunkel, P. A., C. Bergaentzlé, I. Græsted Jensen und F. Scheller (2020). »From passive to active: Flexibility from electric vehicles in the context of transmission system development«. In: *Applied Energy* 277, S. 115526. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115526 (siehe S. 2, 15, 16, 18–21, 25).
- Könighofer, K., G. Domberger, S. Gunczy, M. Hingsamer, J. Pucker, M. Schreilechner, J. Amtmann, J. Goldbrunner, H.P. Heiss, J. Füreder, G. Burgstaller und U. Pölzl (2014). »Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich«. In: URL: <https://www.energieforschung.at/assets/project/downloads/834451-Endbericht-GeoEnergie2050-30062014-final.pdf> (besucht am 28.12.2020) (siehe S. 28).
- Ravn, H. (2010). *The Balmorel Open Source Project*. URL: <http://www.balmorel.com/> (besucht am 03.12.2020) (siehe S. 2, 14).
- Resch, G., L. Liebmann und F. Schöniger (2019). *Mission#Impact - Ökonomische Neubewertung des Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich: Abschlussbericht der gleichnamigen Studie (Endfassung)*. Hrsg. von Oesterreichs Energie. Wien. (Besucht am 28.12.2020) (siehe S. 31).

- Statistik Austria (2019). *Fahrleistungen und Treibstoffeinsatz privater Pkw nach Bundesländer 2000 bis 2018*.
URL: https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=034835
(siehe S. 2).
- (2020). *Kraftfahrzeuge - Bestand*.
URL: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html (besucht am 30.11.2020) (siehe S. 6).
- Umweltbundesamt (2008). *Emissionsverhalten von SUV - Sport Utility Vehicles*.
Hrsg. von Umweltbundesamt.
URL: <https://www.google.com/search?q=steigerung+der+co2+emissionen+durch+suv&oq=steigerung+der+co2+emissionen+durch+suv&aqs=chrome..69i57j33i160.6815j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8> (siehe S. 5).
- (2020). *Klimaschutzbericht 2020*. URL: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0738.pdf>
(siehe S. 3–5).
- United Nations (2015). *Paris Agreement: Adoption of the Paris Agreement*.
URL: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2015/cop21/eng/10a01.pdf> (siehe S. 1).
- Yilmaz, M. und P. T. Krein (2013). »Review of the Impact of Vehicle-to-Grid Technologies on Distribution Systems and Utility Interfaces«.
In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 28.12.
DOI: 10.1109/TPEL.2012.2227500 (siehe S. 2).



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct, insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Krems, am 2. März 2021

Datum



Florian Hasengst, BSc