



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Zukunftsvision Vehicle To Smart Grid

Netzeinspeisung und Leistungssteuerung nach globalen Kriterien

DIPLOMARBEIT

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von

Em.O.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Günther Brauner
Dipl.-Ing. Markus Litzlbauer

eingereicht an der

Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Gerhard Reiter
Fadingerstraße 11
4663 Laakirchen
Österreich

Wien, im September 2011

Kurzzusammenfassung

In Zukunft werden voraussichtlich Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb solchen mit Verbrennungsmotor Konkurrenz machen und möglicherweise verdrängen. Die Einbindung der Elektrofahrzeuge in das elektrische Netz wird Auswirkungen verursachen, sobald eine hohe Fahrzeugdurchdringung auftritt oder hohe Ladeleistungen eingesetzt werden. Einerseits gibt es lokale Aspekte zu berücksichtigen (Komponentenauslastung, Spannungshaltung, dgl.), auf die jedoch in dieser Arbeit nicht Bezug genommen wird. Andererseits und für diese Arbeit zentral, sind globale, auf die Regelzone bezogene Aspekte (wie Leistungsbilanz, Frequenzhaltung) und deren Rahmenbedingungen in der überregionalen Energieversorgung. Vehicle to Grid (V2G), also ein Leistungsfluss vom Fahrzeug in das Netz, stellt dabei eine der umfassendsten Formen der Ladesteuerung dar. Das Konzept der Leistungseinspeisung von einer Vielzahl dezentraler Fahrzeugbatteriespeicher stellt, trotz der beschränkten Verfügbarkeit am elektrischen Netz und erforderlicher Rückhaltung von freier Batteriekapazität für die Mobilitätsdienstleistung, eine interessante Zukunftsvision dar. Um der Frage nachzugehen, wie hoch das V2G-Leistungspotential ist, das unter anderem von der Anzahl der am Markt verfügbaren BEV¹ abhängt, wurde unter Zuhilfenahme der Software MATLAB ein Modell für dessen Bestimmung entwickelt. Weiters ermöglicht das Modell die Anzahl der benötigten BEV am Markt zu bestimmen, damit eine vorgegebene Regelleistung für eine definierte Zeit bereitgestellt werden kann. Als Grundlage dienen Daten aus einer Befragung zum niederösterreichischen Mobilitätsverhalten aus dem Jahr 2008.

¹Battery-Powered Electric Vehicle

Abstract

In the future it is expected that vehicles with electric drive will replace those with internal combustion engine. The integration of electric vehicles into the electric power grid will cause effects whenever a large number of BEV² occurs or high charge values are used. On the one hand, there are local aspects to consider (component utilization, voltage stability, etc.), which are not addressed in this work. On the other hand and central to this work, are global, to control area related aspects (such as load balancing, frequency control) and the context in the multi area electric power systems. Vehicle to Grid (V2G), the power flow from the vehicle to the grid, represents one of the most comprehensive forms of load control. Despite the limited availability to the electric grid and retention of free battery capacity for mobility, with a high number of participating vehicles, the V2G-power of several decentralized vehicle batteries is an interesting vision. To investigate the question about the V2G-power-potential, which, among others, depends on the number of BEV on the market, a model for its determination was created, using the MATLAB software. With this model, also the number of required BEV on the market can be calculated, so that a predefined V2G-power can be provided for a certain time. The calculation is based on data from a survey of the Lower Austrian mobility behavior from the year 2008.

²Battery-Powered Electric Vehicle

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Gliederung der Arbeit	2
2	Strommarkt	3
2.1	Akteure auf dem österreichischen Strommarkt	4
2.2	Tageszeitlicher Einsatz der Kraftwerke	6
2.2.1	Grund- und Mittellastkraftwerke	8
2.2.2	Spitzenlast	8
2.3	Anteil erneuerbarer Energien am Strommarkt	9
2.4	Ausgleichsenergiemarkt	12
2.4.1	Primärregelung	13
2.4.2	Sekundärregelung	16
2.4.3	Tertiärregelung	17
3	Datenerhebung und Parameterfindung	19
3.1	Standortanalyse	20
3.2	Ladezustandsverlauf SOC	22
3.3	Elektrofahrzeugmarkt	23
3.4	Auswahl des Batterietyps	23
4	Modellbildung	29
4.1	Modellaufbau	29
4.2	Die MATLAB-Software	30
4.3	Das V2G-MATLAB-Hauptprogramm	31
4.4	V2G-Leistungspotential über einen Werktag	31
4.4.1	Zweck der Funktion	31
4.4.2	Funktionsbeschreibung	31
4.5	Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe	34
4.5.1	Zweck der Funktion	34
4.5.2	Funktionsbeschreibung	34
4.6	Anzahl der benötigten BEV über einen Tag	39
4.6.1	Zweck der Funktion	39
4.6.2	Funktionsbeschreibung	39

5	Simulationen und Ergebnisse	43
5.1	V2G-Leistungspotential bei vorgegebener Fahrzeugzahl	44
5.1.1	Basisszenario	44
5.1.2	Variation der Anzahl der BEV	47
5.1.3	Variation des Lade-/ Entladestandortes für die BEV	48
5.1.4	Variation der Lade-/ Entladeleistung pro BEV	51
5.2	Anzahl der benötigten BEV	53
5.2.1	Basisszenario - Beteiligung an der Minutenreserve einmal pro Tag	53
5.2.2	Variation des Lade-/ Entladestandortes für die BEV	55
5.2.3	Beteiligung an der Minutenreserve dreimal am Tag	56
5.3	Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe	58
5.3.1	Ladezustandsverlauf eines BEV bei einmaliger Beteiligung an Minutenreserve	58
5.3.2	Ladezustandsverlauf eines BEV bei dreimaliger Beteiligung an Minutenreserve	59
5.4	Ladeleistungsbedarf der BEV	61
5.4.1	Ladeleistungsbedarf pro Tag von 100.000 BEV	61
5.4.2	Ladeleistungsbedarf pro Tag von 100.000 BEV bei einmaliger Beteiligung an Minutenreserve	62
5.4.3	Ladeleistungsbedarf pro Tag von 100.000 BEV bei dreimaliger Beteiligung an Minutenreserve	64
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	67
6.1	Nutzung der Fahrzeugbatteriespeicher für Ausgleichsenergie	67
6.2	Bewertung der Implementierung	68
6.3	Ausblick	69

Kapitel 1

Einleitung

Der immer weiter steigende Bedarf an Energie, welcher zu einem sehr großen Teil durch fossile Energieträger gestillt wird, lässt die CO₂-Emissionen in einem beunruhigenden Ausmaß ansteigen. Weltweit ist man daher auf der Suche nach alternativen Energieformen. Der vermehrte Einsatz von Windenergie und Photovoltaik für die Stromproduktion ist ein Ansatz, die benötigte Energie, frei von CO₂-Emissionen, bereitzustellen. Um den steigenden Rohölpreisen und den, durch den Verkehr verursachten CO₂-Emissionen entgegenzuwirken, soll in naher Zukunft auch im Verkehrssektor, in welchem fast ausschließlich fossile Energieträger zum Einsatz kommen, der Verbrennungsmotor kontinuierlich durch den Elektromotor ersetzt werden.

1.1 Motivation

Der Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen stellt große Herausforderungen an das Übertragungsnetz. Die nur mit begrenzter Genauigkeit mögliche Erzeugungsprognose, die Dargebotsabhängigkeit und die starken Schwankungen in der Erzeugung führen zu mehr oder weniger großen Problemen. Da im Übertragungsnetz selbst keine Energie gespeichert werden kann, muss die Stromproduktion zu jeder Zeit gleich dem Stromverbrauch sein. In Zeiten geringer Stromnachfrage und hoher Stromproduktion durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen könnte somit nicht der gesamte erzeugte Strom abgenommen werden. Die Konsequenz daraus ist, dass die Frequenz des Stromnetzes ansteigt. Für ein stabiles Übertragungsnetz ist jedoch eine konstante Frequenz (Europa: 50 Hz) zwingend erforderlich. Damit eine gleichbleibende Frequenz garantiert werden kann, sind sogenannte Regelkraftwerke im Einsatz. Diese Kraftwerke steigern ihre Leistung, wenn die Stromerzeugung der Nachfrage nicht nachkommt bzw. senken die Stromproduktion bei zu geringem Stromverbrauch. Diese Energie, welche durch die Regelkraftwerke aufgenommen bzw. abgegeben wird, bezeichnet man als Ausgleichsenergie. Eine typische Kraftwerksart zur Lieferung von Ausgleichsenergie sind Pumpspeicherkraftwerke, welche innerhalb weniger Sekunden die benötigte Regelleistung zur Verfügung stellen können. Alternativ könnte die Ausgleichsenergie auch durch ein virtuelles Kraftwerk, bestehend aus einer Vielzahl an Elektrofahrzeugen, geliefert werden.

Derzeit beläuft sich der weltweite Kraftfahrzeugbestand auf ca. eine Milliarde Fahrzeuge. Laut [19] wird ein Fahrzeug nur zu 4% seiner Lebensdauer genutzt. Das heißt, dass bei einer zukünftigen Elektrifizierung des Verkehrssektors ein enormes Energiespeicherpotential (derzeit ca. 25 kWh pro Elektroauto¹) zur Verfügung stehen würde, welches für Zwecke abseits der Mobilität genutzt werden könnte.

1.2 Gliederung der Arbeit

Diese Arbeit ist abgesehen von der Einleitung in fünf weitere Kapitel unterteilt. Im Kapitel Strommarkt wird ein Überblick über die Akteure im Strommarkt, die unterschiedlichen Kraftwerkstypen und den Ausgleichsenergiemarkt gegeben. Das nachfolgende Kapitel gibt Auskunft über die, in der vorliegenden Arbeit verwendeten Daten und Parameter. Danach schließt das Kapitel Modellbildung, in welchem die in MATLAB entworfenen Funktionen zur Bestimmung des V2G-Leistungspotentials, die Bestimmung der benötigten Anzahl an Elektrofahrzeugen am Markt und die Berechnung der Ladezustandsverläufe der einzelnen Fahrzeuge, beschrieben werden, an. Im fünften Kapitel werden die Ergebnisse der MATLAB-Funktionen diskutiert und erläutert. Abgerundet wird diese Arbeit durch die Formulierung der Zusammenfassung und der Schlussfolgerungen.

¹Der Nissan Leaf (Modell 2011) verfügt beispielsweise über eine 24 kWh Batterie [21].

Kapitel 2

Strommarkt

Die öffentliche Versorgung mit Elektrizität begann um ca. 1880 und spielt seither in der industriellen Entwicklung eine entscheidende Rolle. Von dem Zeitpunkt an kann die Elektrizität als Grundbedürfnis der hoch entwickelten technisch-wissenschaftlichen Zivilisationsform betrachtet werden. Es werden daher sehr große Ansprüche bezüglich Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität an die elektrische Energieversorgung gestellt [8].

Energieversorgungsnetze können folgendermaßen eingeteilt werden:

- öffentliche Stromversorgungsnetze
- Industrienetze
- Bahnnetze

Öffentliche Netze werden hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Spannungsebenen wie folgt unterschieden:

- Höchstspannungsebene (Verbund und Übertragung): 380 kV, 220 kV
- Hochspannungsebene (Regionalverteilung): 132 kV, 110 kV, 60 kV
- Mittelspannungsebene (Lokalverteilung): 20 kV, 10 kV
- Niederspannungsebene (Kleinverteilung): 0,4 kV

Diese sind hierarchisch aufgebaut und verwenden Drehstrom mit einer Netzfrequenz von 50 Hz (Europa) bzw. 60 Hz (Nordamerika).

Für einen stabilen Transport großer Mengen an elektrischer Energie in Hochspannungsnetzen sorgen die Übertragungsnetzbetreiber. In Österreich gibt es zwei Übertragungsnetzbetreiber (siehe Kapitel 2.4.1):

- Austrian Power Grid AG (APG)
- Vorarlberger Kraftwerke Netz AG (VWK-Netz AG)

Diese sind Mitglieder des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E¹), welchem 41 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern angehören (siehe Abbildung 2.1).

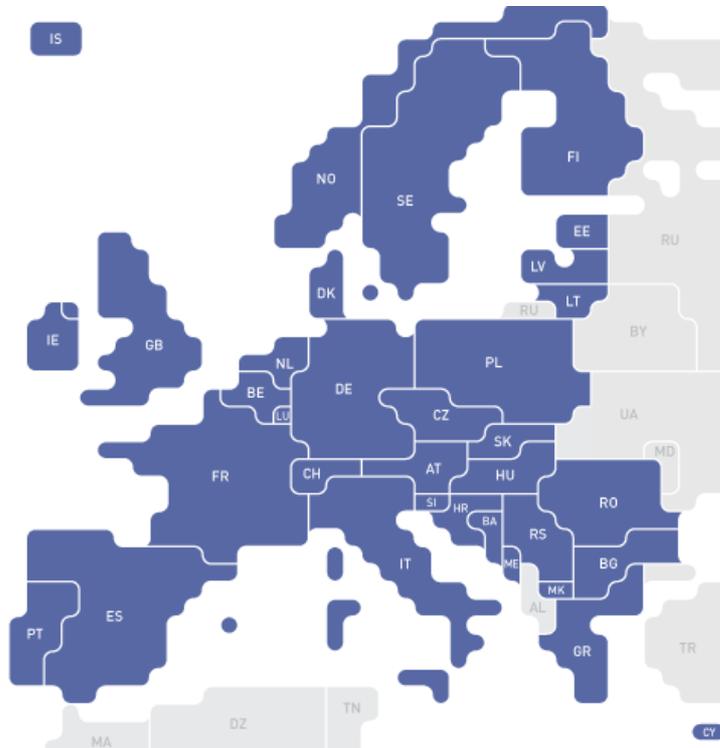


Abbildung 2.1: Mitgliedsstaaten des ENTSO-E [15]

2.1 Akteure auf dem österreichischen Strommarkt

Für die Organisation, Bereitstellung und Verrechnung der benötigten Ausgleichsenergie ist ein Netzwerk mehrerer Akteure verantwortlich. Um ein besseres Verständnis der einzelnen Akteure und deren Aufgaben auf dem österreichischem Strommarkt zu bekommen werden diese nachfolgend kurz behandelt.

Regelzonenführer

Das Übertragungsnetz wird in mehrere Regelzonen unterteilt, damit der Energiefluss im internationalen Verbundnetz technisch kontrolliert werden kann. Das internationale Verbundnetz besteht somit aus vielen Bereichen, welche im Grunde genommen eigenständig betrieben werden. In jedem dieser Bereiche gibt es eine Regelzentrale, die mit Hilfe von Leistungsmessgeräten überwacht, wie viel Leistung in andere Regelzonen übertragen wird. Der Regelzonenführer berechnet auf Basis der Lieferverträge im Vorhinein, wie viel Strom über die Grenzen der Regelzone fließen soll. Alle Kraftwerke, welche sich innerhalb einer Regelzone befinden, werden so betrieben, dass diese Fahrpläne im Normalfall erfüllt werden. Die Aufgabe des Regelzonenführers ist

¹European Network of Transmission System Operators for Electricity

es, den aktuellen Verbrauch innerhalb der Regelzone zu messen und diesen Wert an den Bilanzgruppenkoordinator (siehe Bilanzgruppenkoordinatoren) weiterzugeben. Dieser ermittelt in weiterer Folge die Höhe der Ausgleichsenergie aus der Differenz zu seiner Prognose. Die benötigte Ausgleichsenergie wird den Bilanzgruppenkoordinatoren durch den Regelzonenführer verrechnet [12].

Bilanzgruppenkoordinatoren

Der Bilanzgruppenkoordinator ist eine natürliche oder juristische Person, die eine Verrechnungsstelle für die Abrechnung und die Organisation der Ausgleichsenergieversorgung innerhalb einer Regelzone aufgrund einer behördlichen Konzession oder Benennung durch den Regelzonenführer betreibt. Seine Aufgabe ist es, die Differenz zwischen den tatsächlichen Werten, die von den Netzbetreibern gemessen werden, und den Prognosen der Bilanzgruppenverantwortlichen (siehe Bilanzgruppenverantwortliche) zu berechnen. Weiters verrechnet der Bilanzgruppenkoordinator dem Bilanzgruppenverantwortlichen die gebrauchte Ausgleichsenergie und bekommt selbst vom Regelzonenführer die benötigte Ausgleichsenergie verrechnet. Zusätzlich holt der Bilanzgruppenkoordinator Angebote für Ausgleichsenergie von Erzeugern ein und erstellt daraus ein Preisranking [12].

Übertragungsnetzbetreiber

Der Übertragungsnetzbetreiber (TSO²) ist für die Abwicklung des Elektrizitätstransits verantwortlich und muss Stromhändlern und Stromlieferanten diskriminierungsfrei Zugang zu den Netzen gewähren. Darüber hinaus ist es seine Aufgabe, die Stromnetze zu warten damit die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann [15].

Bilanzgruppenverantwortliche

Die Zusammenfassung von Kunden und Lieferanten zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Einspeisungen, Bezugsfahrpläne) und Abgabe (Ausspeisungen, Lieferfahrpläne) erfolgt, wird als Bilanzgruppe bezeichnet. Für die Funktion ist sowohl der Bilanzgruppenverantwortliche als auch der Bilanzgruppenkoordinator erforderlich. Jeder Marktteilnehmer ist verpflichtet, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen und liefert bzw. bezieht seine Energie somit aus der jeweiligen Bilanzgruppe. Für eine Bilanzgruppe erfolgt jeweils der Ausgleich von Bedarfs- und Erzeugungsschwankungen. Die Bilanzgruppe wird gegenüber anderen Marktteilnehmern durch ihren Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten. Zu den Aufgaben des Bilanzgruppenverantwortlichen zählen das Sammeln von Prognosen bezüglich des Verbrauchs von allen Lieferanten in seiner Bilanzgruppe für den nächsten Tag und die Weitergabe dieser an den Bilanzgruppenkoordinator. Der Bilanzgruppenverantwortliche bekommt vom Bilanzgruppenkoordinator die Ausgleichsenergie verrechnet und verrechnet die benötigte Ausgleichsenergie den Lieferanten weiter [12].

²Transmission System Operator

Verteilnetzbetreiber

Der Netzbetreiber hat alle, auf Grund technischer Gegebenheiten notwendigen Maßnahmen zu setzen, welche einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten und durch langfristige Investitionen die Funktionsfähigkeit seines Netzes garantieren. Er hat die Aufgabe, die Systemdienstleistung des Transports elektrischer Energie grundsätzlich nur auf Basis der bestehenden Verträge zwischen Erzeugern und Abnehmern und zu den festgelegten Entgelten durchzuführen. Weiters misst er den Verbrauch, ordnet ihn den Bilanzgruppen zu und übermittelt die Verbrauchsdaten an den Bilanzgruppenkoordinator [12].

Kunden und Lieferanten

Kunden sind Endverbraucher von elektrischer Energie. Seit Oktober 2001 können sämtliche Kunden, Haushalte ebenso wie Gewerbe und Industrie, ihren Lieferanten frei wählen.

Der Lieferant hat einen Liefervertrag mit seinen Kunden und beliefert diese mit Elektrizität. Seit Oktober 2001 können sämtliche Kunden zwischen verschiedenen Anbietern individuell wählen, da die Netzbetreiber allen Lieferanten diskriminierungsfrei den Zugang zu ihren Netzen gewähren müssen. Der Lieferant muss den Bedarf seiner Kunden für den nächsten Tag an den Bilanzgruppenverantwortlichen melden und verrechnet seinen Kunden die verbrauchte Energie [12].

Erzeuger und Stromhändler

Ein Erzeuger ist eine juristische oder natürliche Person, welche Elektrizität erzeugt und einen Vertrag mit einem Stromlieferanten oder der OeMAG³ hat.

Ein Stromhändler ist eine natürliche oder juristische Person oder Erwerbsgesellschaft, welche Elektrizität, mit der Absicht einen Gewinn einzufahren, verkauft. Er hat keine Verteilungs- oder Übertragungsfunktion innerhalb oder außerhalb des Netzes in dem er eingerichtet ist [12].

2.2 Tageszeitlicher Einsatz der Kraftwerke

Elektrische Energie kann im Netz nicht gespeichert werden, daher muss die Energieerzeugung ständig dem Energiebedarf angepasst werden. Damit der erforderliche Kraftwerkeinsatz kurz- und mittelfristig geplant werden kann, ist es notwendig die Schwankungen des Energiebedarfs zu kennen. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit zwischen saisonalen, wochenendbedingten und tageszeitlichen Verbrauchsschwankungen zu unterscheiden. So ist etwa, der Verbrauch im Winter, aufgrund klimatischer Bedingungen und der Hauptferienzeit, deutlich höher als jener im Sommer. Um diese Tatsache zu verdeutlichen, sind in Abbildung 2.2 die Lastprognosen für einen

³konzessionierte Abwicklungsstelle für Ökostrom AG

Sommertag (Mittwoch, 21.07.2010) und einen Wintertag (Mittwoch, 16.02.2011) der Regelzone APG dargestellt.

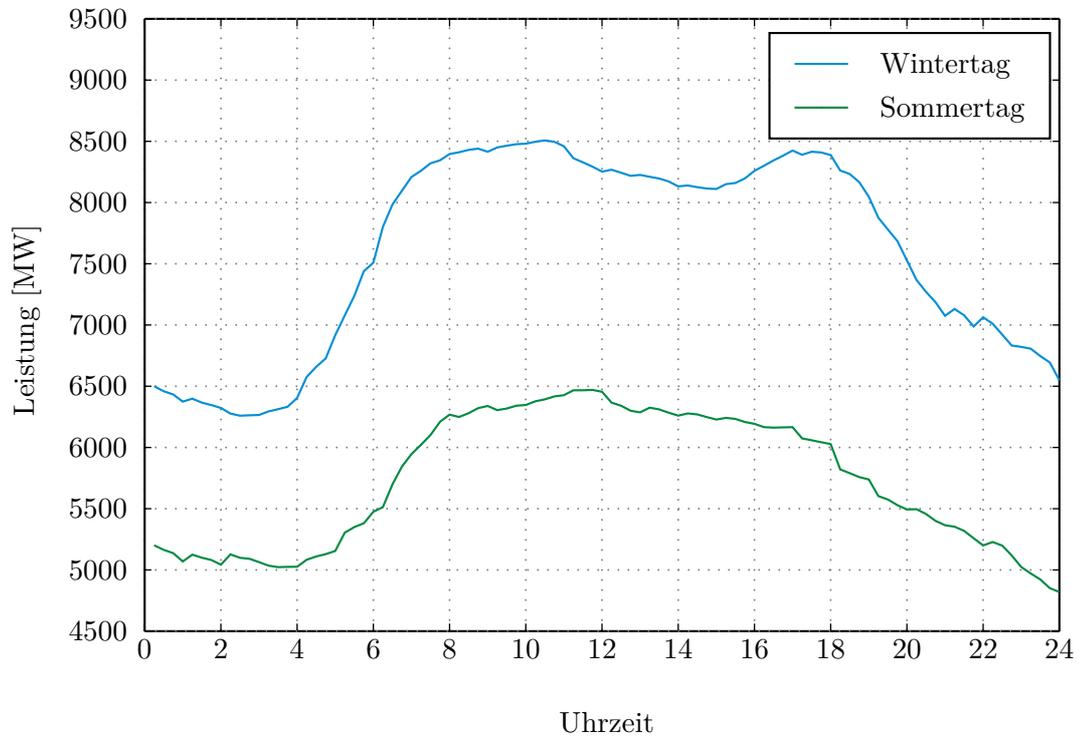


Abbildung 2.2: Lastprognose für die Regelzone APG für den 21.07.2010 und den 16.02.2011 [4]

Damit eine rasche Anpassung der Leistung an die Last erfolgen kann (Leistungsregelung der Kraftwerke), sind die tageszeitlichen Schwankungen des Verbrauchs von Bedeutung [9].

Für die Deckung des täglichen Energiebedarfs kommen unterschiedliche Kraftwerkstypen zum Einsatz, wobei zwischen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken unterschieden wird. Ein typischer tageszeitlicher Einsatzplan für die jeweiligen Kraftwerkstypen ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

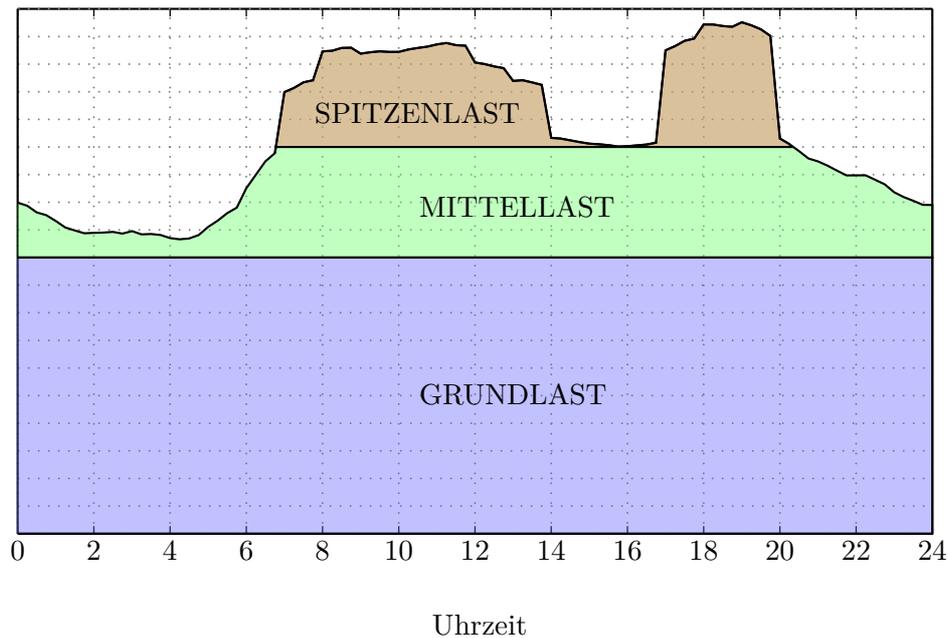


Abbildung 2.3: Tagesleistungsdiagramm mit unterschiedlichem Kraftwerkseinsatz
(in Anlehnung an [9])

2.2.1 Grund- und Mittellastkraftwerke

Grundlastkraftwerke sind Kraftwerke, die aufgrund technischer und betriebswirtschaftlicher Aspekte möglichst ausgelastet und ununterbrochen betrieben werden. Beispielsweise wird die Leistung in Laufkraftwerken durch die innerhalb eines Tages verfügbare Wassermenge, welche weitgehend konstant bleibt, bestimmt [9].

Für die Deckung der Mittellast kommen hauptsächlich thermische Kraftwerke zum Einsatz, deren Regelbarkeit der Leistung aber sehr unterschiedlich ist. Am besten eignen sich dafür Kombikraftwerke (kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke). Diesellostwerke und Gasturbinen können beispielsweise rasch an den Bedarf angepasst werden und sind daher auch für die Deckung der Spitzenlast geeignet. Kern- und Dampfkraftwerke hingegen sind träge in ihrer Regelbarkeit und kommen vorwiegend zur Deckung der Grundlast zum Einsatz [9].

2.2.2 Spitzenlast

Für die Deckung der Spitzenlast werden unter anderem Gasturbinen und Diesellostwerke eingesetzt. Vor allem Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke sind wegen des Speichers und der kurzen Anlaufzeiten, sowie der raschen Regelbarkeit ausgezeichnet für die Deckung der Spitzenlast geeignet. Die Speicherkraftwerke können in Tages-, Wochen- und Jahresspeicherkraftwerke unterteilt werden. Letztere haben die Aufgabe, das unterschiedliche Wasserdargebot alpiner Gewässer zwischen Winter und Sommer auszugleichen [9].

In der Regelzone APG sind im Jahr 2011 Speicherkraftwerke mit einer Nettoleistung von 2574 MW und Pumpspeicherkraftwerke mit einer Nettoleistung von 2330 MW installiert [3]. Diese Anteile entsprechen ca. 27% der gesamt installierten Kraftwerksleistung.

2.3 Anteil erneuerbarer Energien am Strommarkt

Aufgrund neuer politischer Entwicklungen im Zusammenhang mit dem verheerenden Erdbeben am 11. März 2011 in Japan und der damit verbundenen Atomkatastrophe in Fukushima steht die Energiepolitik an einer Weichenstellung. Deutschland hat den Ausstieg aus der Atomkraft bis 2022 beschlossen [10]. Eine Kompensation der installierten Atomkraftwerksleistung mit fossilen Energieträgern würde mit einer massiven Erhöhung der Emission von Treibhausgasen einhergehen. Um dem entgegenzuwirken, muss die Atomkraft durch erneuerbaren Energien ersetzt werden.

Im Jahr 2010 lag der Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung bei 17 Prozent. Mit rund 6 Prozent Anteil an der gesamten deutschen Strombereitstellung ist die Windenergie die wichtigste Säule bei den erneuerbaren Energien. Die Anteile erneuerbarer Energien am deutschen Strommarkt im Jahr 2010 sind in der Abbildung 2.4 dargestellt [7].

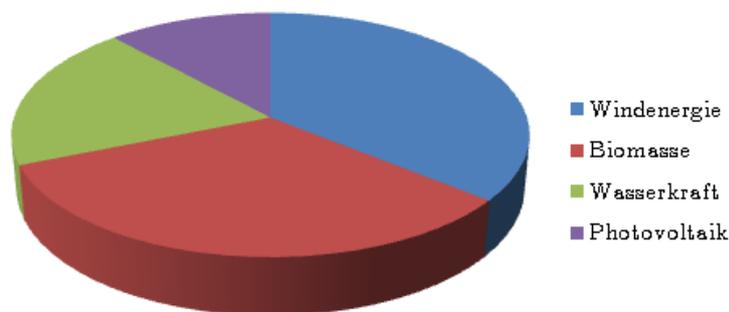


Abbildung 2.4: Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommarkt [7]

In Österreich wird der mit Abstand größte Anteil der Kraftwerksleistung durch Wasserkraftwerke erbracht. Im Jahr 2009 waren 673 Laufkraftwerke und 107 Speicherkraftwerke mit einer Engpassleistung von insgesamt 12665 MW in Betrieb [26].

Die installierte Leistung an erneuerbaren Energien in Österreich (Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung > 10 MW werden hier nicht betrachtet) betrug im ersten Quartal 2011 1763,1 MW [22]. Die Aufteilung der Ressourcen der erneuerbaren Energien ist in Abbildung 2.5 dargestellt.

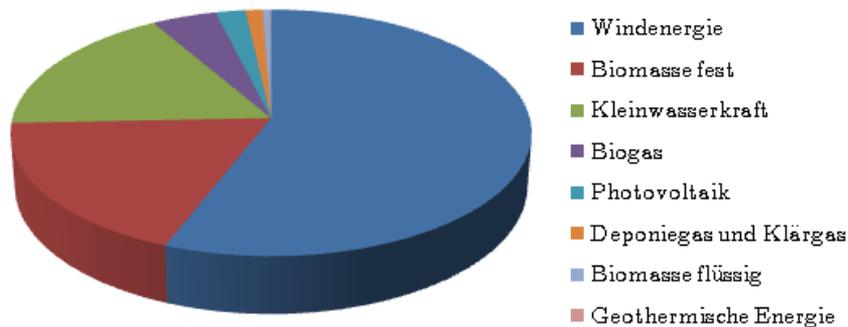


Abbildung 2.5: Anteil erneuerbarer Energien am österreichischen Strommarkt [22]

Die Windenergie hat hierbei, wie in Deutschland, den größten Anteil an der Stromerzeugung im Bereich der erneuerbaren Energien.

Weltweit wurden im Jahr 2010 47 Milliarden Euro in Windkraftwerke investiert und somit eine Leistung von 35,8 GW aufgebaut. Die weltweit installierte Windenergie-Leistung wuchs damit um 22,5% auf 194,4 GW [17].

Der Ausbau der österreichischen Windkraft von 1996 - 2010 ist in der Abbildung 2.6 dargestellt. Im Jahr 2011 werden voraussichtlich Windkraftwerke mit einer Leistung von 120 MW installiert. Nach einem vierjährigen Ausbau-Stillstand, wurden 2010 acht Anlagen mit insgesamt 16 MW errichtet [17].

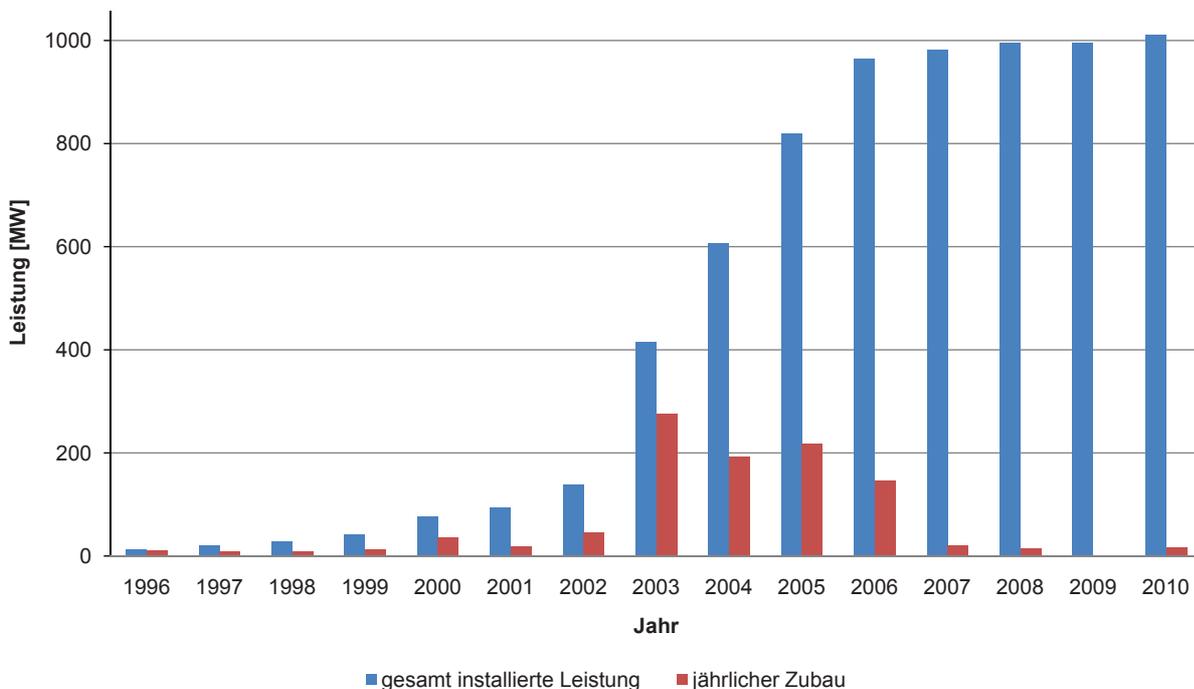


Abbildung 2.6: Ausbau der Windkraft in Österreich [17]

Die Einspeisemenge und die Vergütung von Windenergie und allen anderen erneuerbaren Energieformen des ersten Quartals 2011 in Österreich sind in der Tabelle 2.1 aufgelistet.

1. Quartal 2011	Einspeisemenge in MWh	Vergütung netto in €	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	208.620	12.032.728,18	5,77
Windkraft	495.040	38.698.971,95	7,82
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	510.630	70.250.248,80	13,76
Biogas	131.434	18.575.312,74	14,13
Biomasse flüssig	4.704	627.838,33	13,35
Photovoltaik	7.175	3.717.458,01	51,81
Deponie- und Klärgas	10.811	764.881,24	7,07
Geothermie	334	16.888,81	5,06

Tabelle 2.1: Ökostrom-Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich [22]

Der verstärkte Einsatz von Windenergie führt wegen der begrenzt möglichen Prognose, der Dargebotsabhängigkeit und der starken Schwankungen in der Erzeugung zu mehr oder weniger großen Problemen. Einerseits stellen Windkraftanlagen nur bedingt einen Ersatz der konventionellen Stromerzeugung dar, weshalb hinsichtlich der sicheren Versorgung von Verbrauchern mit elektrischer Energie laufend zusätzliche konventionelle Kraftwerke im Betrieb vorgehalten werden müssen. Andererseits benötigt man für den Ausgleich der Erzeugungsschwankungen mittels Regelleistung und Ausgleichsenergie, sowie den Transport der regionalen Überschussleistung der großen Windparks zu den Verbrauchern ein leistungsfähiges Übertragungsnetz [23].

Der große Anteil an Windenergie, welcher in Zukunft noch weiter steigen wird, führt dazu, dass sich der Bedarf an Ausgleichsenergie erhöht. Im Sinne einer treibhausgasarmen Stromproduktion müssen für die Bereitstellung der Ausgleichsenergie, welche derzeit vorwiegend durch konventionelle Kraftwerke geliefert wird, „grüne“ Alternativen gefunden werden. Eine dieser Alternativen könnte das Prinzip des Vehicle to Grid (V2G) sein, also die Entnahme von Energie aus den Fahrzeugbatterien, wenn die Stromerzeugung der Nachfrage nicht nachkommt bzw. das Laden der Fahrzeugbatterien bei hoher Stromproduktion durch Windenergieanlagen und vergleichsweise schwacher Nachfrage.

2.4 Ausgleichsenergiemarkt

Damit das Stromnetz innerhalb einer Regelzone stabil bleibt, müssen Differenzen zwischen der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch permanent ausgeglichen werden, indem Regelenergie-lieferanten kurzfristig Kraftwerksleistung erhöhen oder absenken. Für die Regelenergie stehen unterschiedliche Regelenergieressourcen zur Verfügung, welche in Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und in Minutenreserve (Tertiärregelung) unterteilt werden und sich in Bezug auf Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit unterscheiden. Die Primär- und Sekundärregelleistung wird bei Bedarf automatisch von Regelkraftwerken abgerufen, während die Minutenreserve telefonisch von Anbietern angefordert wird [1].

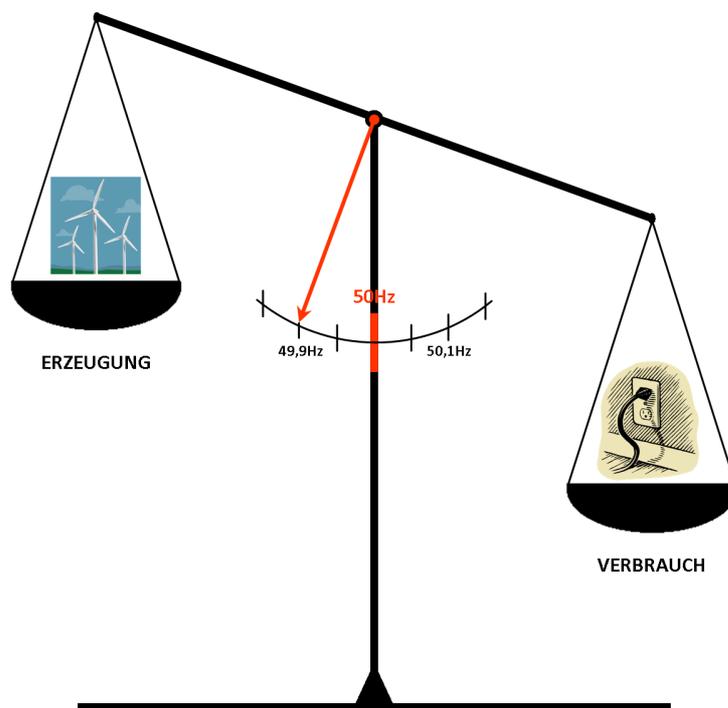


Abbildung 2.7: Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch (in Anlehnung an [2])

Die Wirkungsbereiche von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung können sich überlappen. In Abbildung 2.8 ist eine mögliche zeitliche Abfolge der einzelnen Regelenergieressourcen, nach einem Kraftwerksausfall in Österreich, dargestellt. Fast unmittelbar nach dem Ausfall des Kraftwerks setzt die Primärregelung ein, an der sich solidarisch alle Regelzonen im RGCE-Netz⁴ (früher UCTE⁵) beteiligen. Spätestens 30 Sekunden nach dem Störfall wird die Primärregelung kontinuierlich von der Sekundärregelung abgelöst. Die Sekundärregelleistung wird von der Regelzone bereitgestellt, in der sich der ausgefallene Kraftwerksblock befindet. Die Tertiärregelung setzt spätestens 15 Minuten nach dem Kraftwerksausfall ein und löst die Sekundärregelung ab.

⁴Regional Group Continental Europe

⁵Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

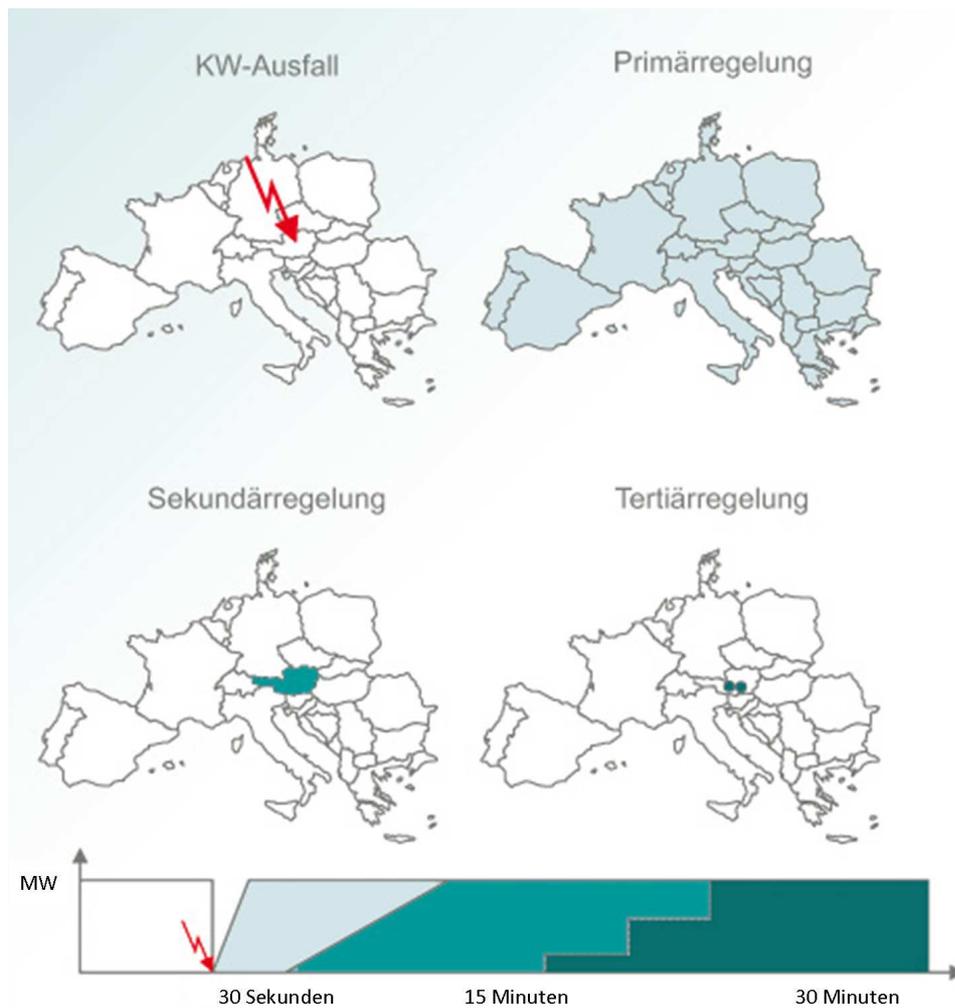


Abbildung 2.8: Grafische Darstellung der Leistungs-Frequenz-Regelung [13]

2.4.1 Primärregelung

Für eine stabile Netzfrequenz ist ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zwingend erforderlich, wobei der Regelzonenführer für die notwendigen Maßnahmen zur Gewährleistung dieses Gleichgewichts verantwortlich ist. Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch, welche z.B. durch unerwartete Verbrauchsänderungen, Kraftwerksausfälle, Prognosefehler usw. herbeigeführt werden können, müssen durch die Aktivierung von Kraftwerksleistung permanent kompensiert werden. Der Ausgleich muss in beide Richtungen, durch verminderte bzw. höhere Erzeugung, möglich sein [2].

Die Primärregelleistung stellt dabei eine wesentliche Komponente dieser Reserven dar und dient dazu, Ungleichgewichte zwischen physikalischer Leistungsnachfrage und -angebot auszugleichen und dadurch wieder eine stabile Netzfrequenz herzustellen. Das Ungleichgewicht wird dabei innerhalb weniger Sekunden automatisch ausgeglichen.

Österreich war bis 1. Jänner 2011 in die folgenden Regelzonen unterteilt:

- Austrian Power Grid AG
- TIWAG⁶-Netz AG
- VKW⁷-Netz AG

Ab Jänner 2011 betreibt Austrian Power Grid AG auch das Übertragungsnetz in Tirol, womit Österreich in nur mehr zwei Regelzonen unterteilt ist. Vorarlberg gehört zur Regelzone „VKW-Netz AG“, welche aufgrund der engen energiewirtschaftlichen Beziehungen mit dem süddeutschen Wirtschaftsraum, dem deutschen Regelblock angehört. „Austrian Power Grid AG“ ist der Regelzonenführer der Regelzone APG, welcher die restlichen österreichischen Bundesländer zugehörig sind. Aus diesem Grund ist die Austrian Power Grid AG gesetzlich dazu verpflichtet, die Bereitstellung der Primärregelleistung für die Regelzone APG zu organisieren.

Die Frequenz soll im gesamten zusammenschalteten Netzbereich der RGCE zu jedem Zeitpunkt und an jeder Stelle gleich sein - man spricht deshalb auch von einem Synchronbereich. Eine Abweichung von der Sollfrequenz würde sich sofort, unabhängig vom Ort des Auftretens, auf die gemeinsame Frequenz in diesem großen Netzverbund auswirken. Für die Kompensation derartiger Ungleichgewichte sind die einzelnen Regelzonen im RGCE-Netz zu einem gewissen Anteil verantwortlich. Der Vorteil der Aufteilung zur Kompensation von Ungleichgewichten liegt darin, dass jede Regelzone bei einem Kraftwerksausfall nur einen kleinen Teil der ausgefallenen Leistung unmittelbar selbst decken muss [2].

Die Erbringung der benötigten Primärregelleistung für die Regelzone APG von 76 MW (gültig für 2011) wird in Form von wöchentlichen, elektronischen Ausschreibungen mit Hilfe einer Internetplattform auf <http://www.regelleistung.at> organisiert [5].

Die Organisation der Primärregelleistung wurde mit Inkrafttreten des Energieversorgungssicherheitsgesetzes 2006, BGBl. I Nr. 106/2006 neu geregelt. Anbieter, die an der Primärregelleistung interessiert sind, müssen zunächst die Eignung ihrer Anlagen in einem sogenannten „Präqualifikationsverfahren“ feststellen lassen. In diesem Verfahren wird sichergestellt, dass die Anlagen die entsprechenden technischen Bedingungen für die Erbringung von Primärregelung erfüllen. Die dabei ermittelten präqualifizierten Anbieter unterzeichnen in weiterer Folge einen Rahmenvertrag, womit sie im Anschluss daran als akkreditierte Anbieter befugt sind, an den wöchentlich stattfindenden Ausschreibungsverfahren zur Primärregelung teilzunehmen. Grundsätzlich besteht für jeden Erzeuger die Möglichkeit, sich an dem Präqualifikationsverfahren zu beteiligen und bei positiver Absolvierung an den einzelnen Ausschreibungsverfahren teilzunehmen [6].

⁶Tiroler Wasserkraft AG

⁷Vorarlberger Kraftwerke Netz AG

Die Rahmenbedingungen für die Organisation der Primärregelleistung in Österreich werden im Wesentlichen durch drei Regelwerke festgelegt:

1. ElWOG⁸ (idF 22.04.2009) als Bundesgesetz
2. TOR⁹, Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung $\geq 110\text{kV}$, herausgegeben von der Energie-Control GmbH
3. UCTE Operation Handbook - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C], Teil A. Primary Control

Im §40 des ElWOG wird unter anderem festgelegt, dass die Bereitstellung der Primärregelleistung durch den jeweiligen Regelzonenführer oder einem von ihm Beauftragten regelmäßig, jedoch mindestens halbjährlich, durchzuführenden Ausschreibung zu erfolgen hat. Aus §39 geht hervor, dass Betreiber von Elektrizitätserzeugungsanlagen (Kraftwerkspark) mit einer Engpassleistung von mehr als fünf MW verpflichtet sind, die Kosten für die Primärregelung zu übernehmen. Die entsprechende Aufbringung der Mittel hat laut §41 im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen zu erfolgen.

In den TOR werden die technischen Mindestanforderungen von Kraftwerken, die zur Erbringung von Primärregelleistung geeignet sind, beschrieben. Für Frequenzabweichungen bis zu $\pm 0,2$ Hz von der Sollfrequenz gelten unter anderem folgende technische Anforderungen [11]:

- Nach Vorgaben des Netzbetreibers muss die Turbinenreglerstatik unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten einstellbar sein.
- Die gesamte Primärregelleistung, welche von der Erzeugungseinheit gefordert, vorgehalten und abgerufen wird, muss im Bereich einer quasistationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz linear innerhalb von 30 Sekunden aktiviert und mindestens 15 Minuten lang abgegeben werden können.
- Abgesehen von eventuellen dynamischen Vorgängen bei Störungseintritt, muss die Leistungsänderungsgeschwindigkeit über einen Bereich von ± 200 mHz konstant sein.
- Der Regler muss einen Unempfindlichkeitsbereich kleiner als ± 10 mHz aufweisen können.
- Nach Wiedererreichen der Sollfrequenz müssen bei thermischen Kraftwerken Maßnahmen getroffen sein, um automatisch die vereinbarte Primärregelleistung erneut zur Verfügung stellen zu können.

⁸Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz

⁹Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

2.4.2 Sekundärregelung

Im Fall eines länger andauernden Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, wird nach definierter Zeit (max. nach 30 Sekunden) bzw. bereits parallel zur Primärregelung, die Sekundärregelung aktiviert, damit die Primärregelung entlastet und wieder freigegeben wird [13].

Unter der Sekundärregelung versteht man die automatisch wirksam werdende Wiederherstellung der Sollfrequenz mit Hilfe von zentralen oder dezentralen Regeleinrichtungen nach Störung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dabei kann die Wiederherstellung der Sollfrequenz mehrere Minuten andauern [14].

Nach dem Ausregeln einer Änderung der Erzeugung oder der Last durch die Primärregelung bestehen im Verbundnetz quasistationäre Abweichungen, zum einen bei den Übergabeleistungen zwischen den Regelzonen als auch in der Frequenz [14].

Die Sekundärregelung ist die Beeinflussung jener Erzeugungseinheiten, welche sich innerhalb einer bestimmten Regelzone befinden. Dadurch kann ein gewollter Energieaustausch mit den übrigen Regelzonen, bei gleichzeitiger integraler Stützung der Frequenz, eingehalten werden. Die Sekundärregelung wird im RGCE-Netz durch eine Leistungs-Frequenz-Regelung durchgeführt, deren Aufgabe darin besteht, die Regelabweichung in der betrachteten Regelzone in Richtung Null zu reduzieren. Diese Regelabweichung wird als Funktion der Frequenzabweichung, der Leistungsdifferenz, der Netzkennzahl und dem Beteiligungsfaktor dargestellt. Die Regelkreisläufe des Sekundärreglers weisen ein proportional-integrales Verhalten auf, wodurch das gewünschte zeitliche Verhalten erreicht wird [14].

Das Sekundärregelband beträgt in der Regelzone APG ± 195 MW und kann zur Abdeckung des größtmöglichen Kraftwerksblockausfalls vorübergehend bis auf +425 MW erhöht werden. Der Lieferant dieser ständig bereitgehaltenen Leistung ist bis Ende 2011 die VERBUND Trading AG, welche mit einem jährlichen Pauschalbetrag für die entstandenen Vorhaltungskosten entschädigt wird [5].

Gemäß dem ElWOG 2010 ist ab 1.1.2012 die Sekundärregelreserve durch marktbasierende Ausschreibungen zu beschaffen. Aufgrund der Zusammenlegung des Regelzonenmanagements in Österreich und der Verfügbarkeit neuer Kraftwerke ändert sich der Bedarf an Sekundärregelleistung. Potenzielle Anbieter von Sekundärregelreserve müssen wie bei der Primärregelung an einem dafür vorgesehenen Präqualifikationsverfahren teilnehmen, um an den Ausschreibungen teilnehmen zu können. Die Anlage eines Anbieters, welche sich an der Sekundärregelung beteiligen soll, muss jeweils ein positives und/oder negatives Sekundärregelband von mindestens 2 MW zur Verfügung stellen können [5].

2.4.3 Tertiärregelung

Als Tertiärregelreserve oder Minutenreserve wird jene Wirkleistung bezeichnet, welche im Rahmen der Tertiärregelung durch den Einsatz zusätzlicher, schnell startender Kraftwerke oder durch Abruf von zusätzlicher Wirkleistung aus z.B. unter der Sekundärregelung betriebenen Kraftwerken automatisch oder manuell aktiviert werden kann [14].

Bei einer länger andauernden Leistungsabweichung (>15 Minuten), wird die Sekundärregelung durch die Tertiärregelung abgelöst, bzw. kann sie auch bereits parallel zur Sekundärregelung zum Einsatz kommen. Es kann bis zu 15 Minuten dauern, bis das Sekundärregelband wiederhergestellt ist, während die Tertiärregelung nach dieser Zeit noch nicht abgeschlossen sein muss. Die verfügbare Minutenreserve muss im Zuständigkeitsbereich mindestens so groß wie der größte eingesetzte Kraftwerksblock sein [13].

Die in der Regelzone APG benötigte Tertiärregelleistung wird von der APCS¹⁰ in Form von täglichen Ausschreibungen organisiert. An diesen können jene Anbieter teilnehmen, welche die vom Regelzonenführer geforderten technischen Anforderungen erfüllen. Marktteilnehmer können hier bei ihrer Angebotslegung zwischen positiver und negativer Leistungsreserve und zwischen sechs verschiedenen Zeitbereichen von jeweils vier Stunden wählen, in welchen sie ihre Leistungsreserven anbieten können. Die Zeitintervalle in welchen der Anbieter ein Angebot zwischen 10 MW und 50 MW (variabel in 1 MW Schritten) legen kann sind:

- 00:00 - 04:00 Uhr
- 04:00 - 08:00 Uhr
- 08:00 - 12:00 Uhr
- 12:00 - 16:00 Uhr
- 16:00 - 20:00 Uhr
- 20:00 - 24:00 Uhr

Die abgegebenen Angebote werden von APCS getrennt nach Aufbringung und Abnahme entsprechend den angegebenen Preisen gereiht („Merit Order List“). In den Angeboten können, anders als in Deutschland (hier können Leistungspreis und Arbeitspreis angegeben werden), nur Arbeitspreise angegeben werden, was zur Folge hat, dass die abgegebenen Angebote meist unzureichend sind und der Bedarf an der geforderten Ausgleichsenergie nicht gedeckt werden kann. In diesem Fall werden zusätzliche Leistungsreserven benötigt, welche von sogenannten Marketmakern erbracht werden. Bei der Marketmaker Auktion werden durch wöchentlich stattfindende Ausschreibungen zusätzliche Angebote organisiert, die im Gegensatz zu den täglichen Ausschreibungen auch einen Leistungspreis, welcher für die Marketmaker Angebote als Auswahlkriterium herangezogen wird, beinhalten. Aus den Arbeitspreisen für die täglichen und wöchentlichen Ausschreibungen wird eine gemeinsame Merit Order List erstellt und bei Bedarf entsprechend dieser Reihung abgerufen [1].

¹⁰Austrian Power Clearing and Settlement AG

Ein großer Vorteil der Tertiärregelung im Bezug auf V2G ist, dass bei der Angebotslegung zwischen unterschiedlichen Zeitfenstern ausgewählt werden kann und somit nicht über einen ganzen Tag eine bestimmte Leistung vorgehalten werden muss. Im Kapitel 5 wird ausführlich erläutert, wie hoch das Leistungspotential, abhängig von einer bestimmten Anzahl an Elektrofahrzeugen am Markt, in den jeweiligen Zeitfenstern ist. Nachteilig im Bezug auf V2G ist, dass für die Teilnahme an der Minutenreserve nur ein Arbeitspreis und kein Leistungspreis bezahlt wird. Das heißt, dass nur für eine tatsächliche Rückspeisung von Energie aus den Batteriespeichern ins Netz ein Preis bezahlt wird und nicht für deren Vorhaltung.

Kapitel 3

Datenerhebung und Parameterfindung

Um ein Modell für die Berechnung des Regelleistungspotentials, welches durch Elektrofahrzeuge bereitgestellt werden könnte, zu entwerfen (siehe Kapitel 4), muss zunächst auf die benötigten bzw. verwendeten Daten und Parameter eingegangen werden.

Laut [25] waren im Jahr 2010 rund 4,44 Mio. Personenkraftwagen zum Verkehr zugelassen, wovon nur 353 einen elektrischen Antrieb hatten. Das ist mitunter ein Grund dafür, warum derzeit noch keine aussagekräftigen Statistiken über das Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen existieren.

Die für diese Arbeit erforderlichen Daten stammen aus einer Befragung zum Mobilitätsverhalten in Niederösterreich aus dem Jahr 2008. Die Befragungsform fand bei dieser Untersuchung als Kombination von mündlicher (per Telefon) und schriftlicher (per Post) Befragung statt. Ziel der Befragung war es, für einen bestimmten Tag (Montag bis Freitag) die benutzten Verkehrsmittel, die zurückgelegten Wege, den Zielort und den Zweck der Fahrt zu ermitteln. Die so ermittelten Daten beziehen sich auf den gesamten motorisierten Individualverkehr (MIV) und somit auf Fahrzeuge aller Antriebsarten in Österreich¹ [16].

Insgesamt konnten Daten von 4746 Fahrzeugen, welche sehr gut die Mobilität des MIV abbilden, extrahiert werden. Herausragend an diesem ermittelten Datensatz ist, dass es sich bei den erhobenen Daten nicht um statistische Durchschnittswerte handelt, sondern diese für jedes Fahrzeug individuell vorliegen².

Für die Bestimmung des, durch V2G-tauglicher Elektrofahrzeuge, bereitgestellten Potentials an verfügbarer Regelleistung müssen folgende Fragen beantwortet werden:

- An welchem Standort befinden sich die Fahrzeuge zu einem gegebenen Zeitpunkt?
- Wie hoch ist der Akkustand (SOC³) jedes Fahrzeuges?
- Bis zu welchem SOC darf der Akku bei einer Rückspeisung ins Netz entladen werden?

¹Dankenswerter Weise von HERRY Consult GmbH zur Verfügung gestellt.

²20% der 4746 Fahrzeuge wurden am Stichtag der Befragung nicht bewegt.

³State Of Charge

- Wie viele Fahrzeuge sind am Markt im Umlauf, welche V2G anbieten können?
- Mit welcher Leistung darf maximal Energie aus dem Fahrzeugenergiespeicher entnommen werden?
- Wie lange soll/muss Regelleistung angeboten werden?
- Welche Batterie wird für die Energiespeicherung in den Fahrzeugen verwendet und wie sieht die Ladecharakteristik dieser Batterie aus?

In den nachfolgenden Unterkapiteln wird auf diese Fragen näher eingegangen und in einem für diese Arbeit ausreichendem Umfang beantwortet.

3.1 Standortanalyse

Analysen von typischem Verkehrsverhalten für PKW-Nutzung zeigen auf, dass die Fahrmuster an Werktagen sehr ähnlich sind. Die Fahrprofile an Wochenenden und Urlaubstagen unterscheiden sich jedoch sehr stark von denen der Werktage. Aus diesem Grund werden die Berechnungen und Simulationen in der vorliegenden Arbeit für einen Werktag durchgeführt.

In Abbildung 3.1 ist die durchschnittliche Aufenthaltsdauer eines Fahrzeuges an einem Werktag in Niederösterreich für einen bestimmten Standort bzw. einen bestimmten Zweck dargestellt. Eine Auswertung von 4746 Fahrzeugen zeigt demnach auf, dass sich ein Auto an einem Werktag im Durchschnitt ca. 17,8 Stunden zuhause und ca. 3,3 Stunden am Standort *Arbeitsplatz und Ausbildung* befindet (in weiterer Folge wird in der vorliegenden Arbeit der Standort *Arbeitsplatz und Ausbildung* durch den Standort *Arbeitsplatz* abgekürzt).

In der Abbildung 3.2, in welcher die Standortverteilung dieser Fahrzeuge dargestellt ist, ist erkennbar, dass der Großteil der Fahrzeuge zuhause oder am Arbeitsplatz verfügbar ist. Für eine sinnvolle Implementierung von V2G wäre es demnach sinnvoll bidirektionale Ladestationen, welche für eine Leistungsrückspeisung ins Netz erforderlich sind, an den Standorten *Zuhause* und *Arbeitsplatz* zur Verfügung zu stellen.

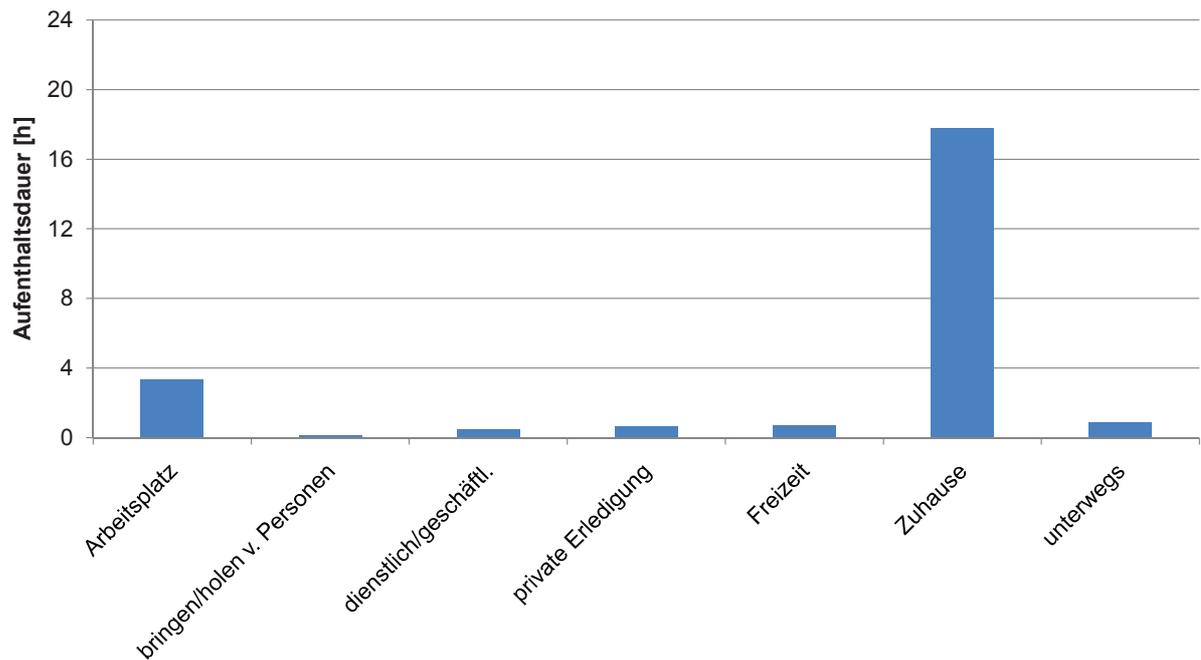


Abbildung 3.1: Berechnete durchschnittliche Aufenthaltsdauer eines Fahrzeuges an einem Werktag in Niederösterreich

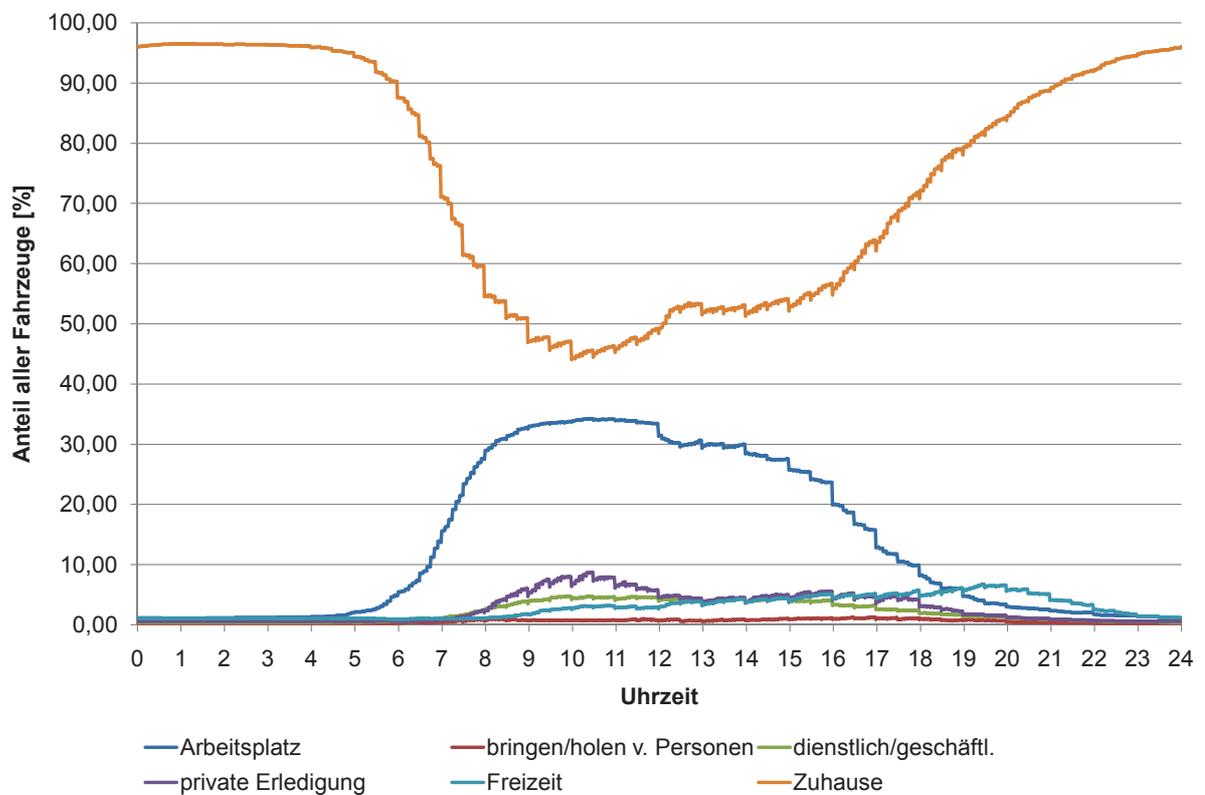


Abbildung 3.2: Standortverteilung des niederösterreichischen MIV-Fahrzeugsamples an einem Werktag

3.2 Ladezustandsverlauf SOC

Die Bestimmung des Ladezustandsverlaufs der betrachteten Fahrzeuge erfolgte auf Basis der Standorte und der zurückgelegten Wege mit einem in MATLAB entwickelten Ladeprofiltool (siehe [20]). Die Aufladung der BEV-Batterie erfolgte dabei ungesteuert, das heißt, dass jeder Batteriespeicher sofort geladen wird, sofern eine Ladung erforderlich ist und das Fahrzeug an einem dafür geeigneten Standort⁴ verfügbar ist. Ein möglicher Verlauf des Ladezustands ist in Abbildung 3.3 dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass die erste Entladung der Batterie, aufgrund einer zurückgelegten Wegstrecke, um ca. 8:45 Uhr beginnt. Befindet sich das Fahrzeug wieder an einen geeigneten Standort, wird die Batterie aufgeladen (9:45 Uhr, 14:05 Uhr und 18:10 Uhr).

Damit die Mobilität der Fahrzeuge, welche Energie ins Netz zurückspeisen und am Ausgleichsenergiemarkt teilnehmen, nicht eingeschränkt wird, wird eine Grenze von „ $SOC_{min} = 0,4$ “ definiert, bis zu welcher die Fahrzeuge maximal im Falle einer Netzzurückspeisung entladen werden dürfen. Bei einem Verbrauch von 0,2 kWh/km und einer Kapazität des Batteriespeichers von 25 kWh pro BEV kann mit einem SOC-Stand von 0,4 eine Reichweite von 50 km erzielt werden. Aus der Befragung zum Mobilitätsverhalten in Niederösterreich geht hervor, dass die durchschnittliche Weglänge (MIV-Fahrer) der zurückgelegten Wege werktags rund 14 km beträgt [16]. Aus diesem Grund scheint die Grenze von „ $SOC_{min} = 0,4$ “ hinsichtlich der Mobilitätsgarantie ausreichend hoch angesetzt zu sein.

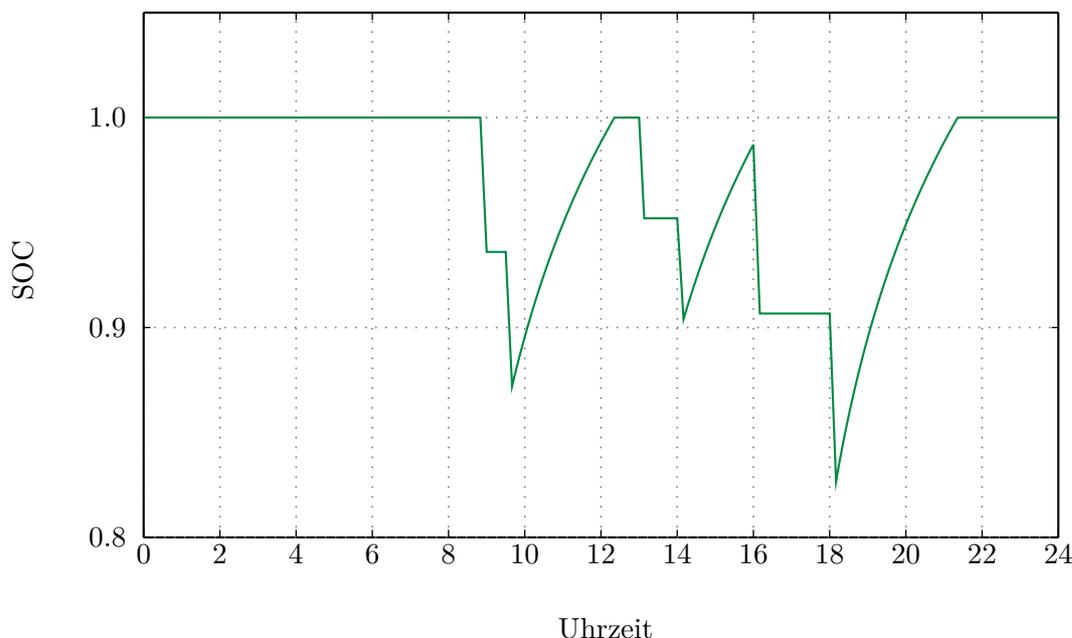


Abbildung 3.3: Ladezustandsverlauf eines der betrachteten Fahrzeuge

⁴Die Ergebnisse der Simulationen in Kapitel 5 zeigen auf, dass die Standorte *Zuhause* und *Arbeitsplatz* am besten für V2G geeignet sind.

3.3 Elektrofahrzeugmarkt

Für die Teilnahme am österreichischen Ausgleichsenergiemarkt muss beispielsweise für die Minutenreserve eine Leistung von mindestens 10 MW angeboten werden können. Die Zeitdauer, wie lange Ausgleichsenergie von einem Kollektiv von BEV (virtuelles Kraftwerk bestehend aus mehreren BEV) bereitgestellt werden soll, ist einerseits vom Ausgleichsenergiety (Primärregelenergie, Sekundärregelenergie, Minutenreserve) und andererseits von der Dauer der Frequenzabweichung vom Sollwert abhängig.

Mit einer Anzahl von 353 Elektrofahrzeugen im Jahr 2010 könnte rein theoretisch eine maximale Leistung von 1,24 MW angeboten werden. Voraussetzung dafür ist, dass alle Fahrzeuge an eine bidirektionale Ladestation angeschlossen sind, einen ausreichend hohen Ladezustand besitzen und mit einer Leistung von 3,5 kW entladen werden.

Dieses Minimalbeispiel zeigt, dass die derzeitige Durchdringung von Elektrofahrzeugen bei weitem nicht ausreicht, um Leistung am Ausgleichsenergiemarkt anbieten zu können. Jedoch ist davon auszugehen, dass der Markt an Elektrofahrzeugen in den nächsten Jahren rasant anwachsen wird. Beispielsweise hat sich die „Austrian Mobile Power⁵“ zum ambitionierten Ziel gesetzt, dass bis 2020 mindestens 210.000 Elektrofahrzeuge auf Österreichs Straßen unterwegs sein sollen.

Das unter Punkt 4.6 beschriebene Modell soll unter anderem eine Abschätzung der für eine Ausgleichsenergielieferung benötigten Anzahl an Elektrofahrzeugen liefern.

3.4 Auswahl des Batterietyps

Grundsätzlich können Elektrofahrzeuge in drei unterschiedliche Typen unterteilt werden:

- Parallel-Hybrid
- serieller Plug-In-Hybrid
- BEV

Beim Parallel-Hybrid Fahrzeug wird ein konventioneller Verbrennungsmotor von einem vergleichsweise kleinen Elektromotor zusätzlich unterstützt.

Das seriell Plug-In-Hybrid Fahrzeug verwendet den Verbrennungsmotor als Antrieb für einen Generator, welcher den Batteriespeicher bei Bedarf auflädt. Für den Antrieb dieses Fahrzeugs wird im Gegenteil zum Parallel-Hybrid nur ein Elektromotor verwendet.

⁵eine Plattform österreichischer Spitzenunternehmen aus Energiewirtschaft, Industrie und Forschung

Das BEV ist ein reines Elektrofahrzeug, welches keinen Verbrennungsmotor verwendet, womit die gesamte Antriebsenergie aus dem Batteriespeicher bereitgestellt werden muss. Der Erfolg der elektrischen Mobilität ist somit sehr stark von der Forschung und den Entwicklungen am Batteriesektor abhängig.

Ein Vergleich der, in diesen Typen, verwendeten elektrischen Energiespeicher zeigt, dass aufgrund des fehlenden Verbrennungsmotors im BEV die Batterie deutlich größer ausfällt als in den beiden anderen Fahrzeugtypen. Die typischen Batteriegrößen beim BEV liegen derzeit bei 15 kWh bis 25 kWh und beim Parallel-Hybrid bei ca. 2 kWh [20]. Die Kapazität des seriell Plug-In-Hybrids ist zwischen den beiden anderen einzuordnen.

Für die folgende Modellierung und Simulation des V2G-Potentials werden BEV mit Lithium-Ionen-Batterien gewählt, da sie im Vergleich zu ZEBRA⁶- und NiMH-Batterien höhere spezifische Leistungs- und Energiedichten aufweisen (siehe Abbildung 3.4). Ein weiterer Grund, der für die Lithium-Ionen Technologie spricht ist, dass diese nach [24] in den Bereichen Effizienz und Hochstromfähigkeit sehr gut abschneidet und ein großes Weiterentwicklungspotential besitzt.

⁶Die letzte Generation von BEV besaß ZEBRA-Batterien. Dieser Batterietyp ist sehr robust jedoch hat er den Nachteil, dass ständig Energie zum Heizen der Batterie benötigt wird, da es sich hierbei um Hochtemperaturzellen handelt [27].

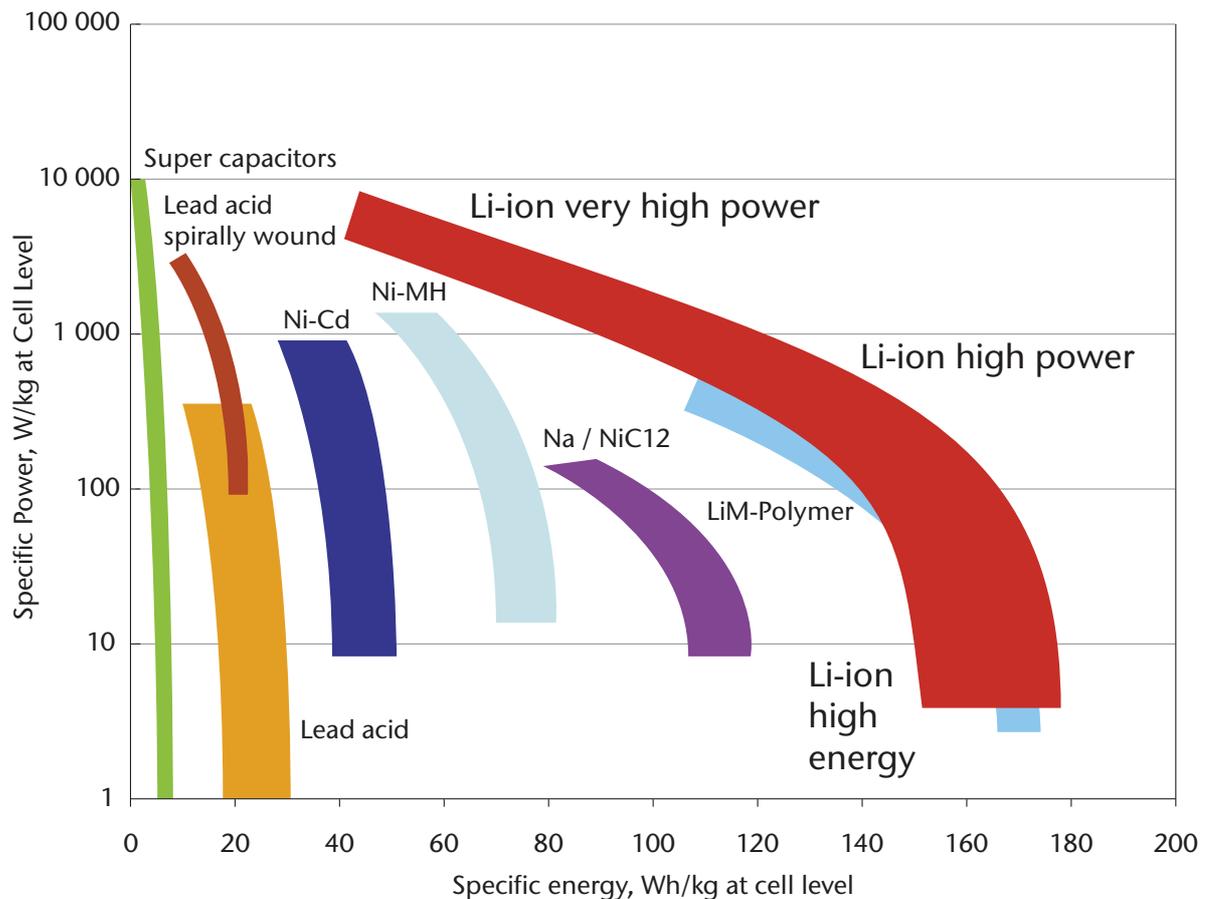


Abbildung 3.4: Vergleich unterschiedlicher Batteriesysteme

Quelle: [18] Original: Johnson Control - SAFT 2005 and 2007

Ladecharakteristik der Lithium-Ionen-Batterie [20]

Das übliche Ladeverfahren für Lithium-Ionen-Batterien ist laut [24] die IUa-Ladung, welche sich in zwei hintereinander folgenden Phasen gliedert. In der ersten Phase wird die Batterie mit konstantem Strom und in der zweiten Phase mit konstanter Spannung geladen. In der ersten Phase ändert sich die Zellenspannung nur geringfügig, womit in dieser Phase die Ladeleistung als konstant angenommen wird. Beim Ladeumschaltzeitpunkt s in % des SOC endet die Stromphase und es folgt die Spannungsphase, deren Ladeleistung P laut [24] folgendermaßen bestimmt wird:

$$P = P_{konst} \cdot e^{\frac{s-SOC}{kl}} \quad (3.1)$$

$$kl = \frac{100 - s}{\ln\left(\frac{P_{konst}}{P_{LS}}\right)} \quad (3.2)$$

$$P_{LS} = \frac{U_{LS}}{U_N} \cdot I_{LS} \cdot E_{Batt} \quad (3.3)$$

- P_{konst} ... Konstantladeleistung der Stromphase
- s Ladeumschaltpunkt
- kl Ladeabschaltstrom
- SOC State Of Charge (auf deutsch „Ladezustand“)
- P_{LS} Ladeabschaltleistung
- U_{LS} Ladeschlussspannung
- I_{LS} Ladeabschlussstrom
- U_N Nennspannung
- E_{Batt} Nennenergiemenge

Die Nennenergiemenge der Batterien der im Modell betrachteten BEV wird mit 25 kWh angenommen. In der folgenden Tabelle 3.1 sind die Batterieparameter laut [24] angeführt. Die maximale Leistung, welche bei einer Ladung über eine gewöhnliche Haushaltssteckdose (230 V, 16 A) entnommen werden kann, beträgt 3,68 kW. Mit einer maximalen Leistungsaufnahme des Ladegerätes von 3,5 kW ergibt sich, unter Berücksichtigung eines Gesamtladewirkungsgrades von 90 %, eine maximale Konstantladeleistung des Batteriespeichers von 3,15 kW.

Batterienennenergie	E_{Batt}	25 kWh
Konstantladeleistung	P_{konst}	3,5 kW
Ladeumschaltpunkt	s	80 %
Nennspannung	U_N	3,6 V
Ladeschlussspannung	U_{LS}	4,2 V
Ladeabschlussstrom	I_{LS}	0,03 C-Rate

Tabelle 3.1: Batterieparameter

In Abbildung 3.5 ist die vom Ladegerät abgegebene Leistung in Abhängigkeit des Ladezustandes der Batterie, mit den in der Tabelle 3.1 erwähnten Parametern, dargestellt. Im Falle einer Leistungsrückspeisung vom Fahrzeug ins Netz, wird eine konstant abgegebene Leistung von 3,5 kW bis zu einem SOC von 40 % des nutzbaren Speicherbereichs angenommen. Bei Unterschreitung dieser Grenze wird der Entladevorgang dieses Fahrzeuges unterbrochen und es wird vom Netz getrennt.

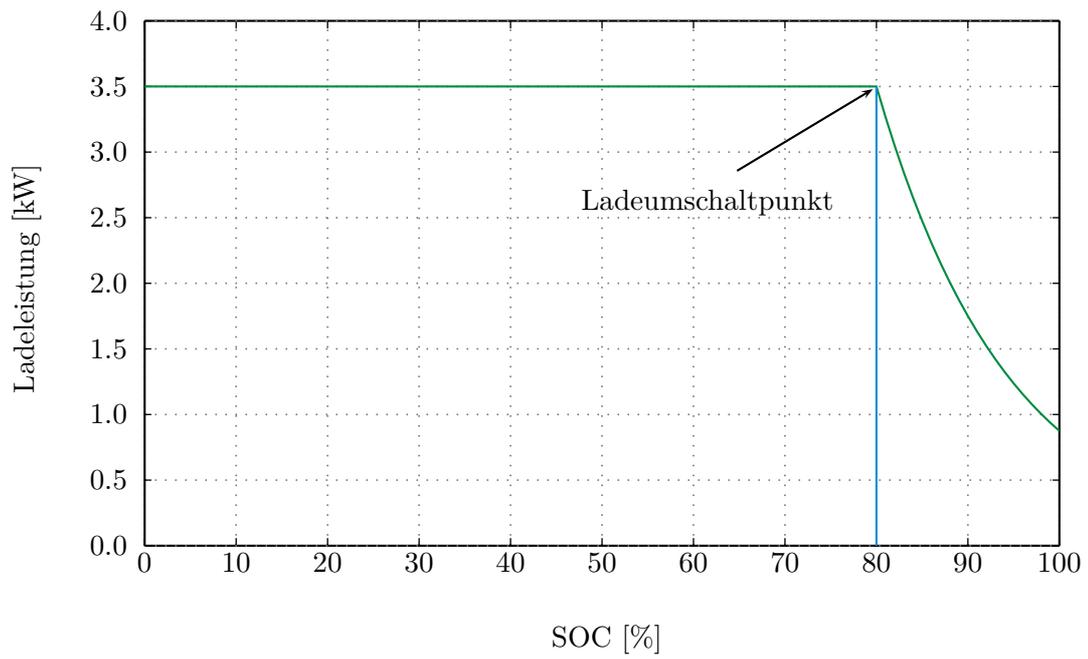


Abbildung 3.5: Ladeleistungsverhalten in Abhängigkeit des SOC von Lithium-Ionen-Batterien (in Anlehnung an [24])

Kapitel 4

Modellbildung

In diesem Kapitel wird zuerst auf das MATLAB-Modell eingegangen und erläutert, welche Simulations- und Berechnungsmöglichkeiten damit möglich sind. Anschließend werden alle mit der Software MATLAB (siehe Punkt 4.2) entwickelten Funktionen beschrieben und erklärt.

4.1 Modellaufbau

Unter einem Modell wird ein abstraktes Abbild eines Systems verstanden. Die Aufgabe eines Modells besteht darin, die komplexe Wirklichkeit anschaulich und verständlich darzustellen.

Ziel dieser Modellbildung ist es, mit Hilfe eines selbst entwickelten MATLAB-Programms möglichst genaue Aussagen über das V2G-Leistungspotential, welches durch eine vorgegebene Anzahl an BEV über einen ganzen Tag zur Verfügung steht, treffen zu können. Weiters kann mit dem Modell berechnet werden, wie viele BEV am Fahrzeugmarkt verfügbar sein müssen, um eine bestimmte Leistung für eine vorgegebene Dauer ins Netz zurückspeisen zu können. Um auch Aussagen über die Ladezustandsverläufe der einzelnen, an V2G teilnehmenden, BEV treffen zu können, steht eine weitere Funktion zur Verfügung. Diese berechnet das V2G-Leistungspotential für einen bestimmten Zeitpunkt, simuliert damit eine Ausgleichsenergielieferung und berechnet dadurch die neuen Ladezustandsverläufe der Fahrzeuge. Die Eingangsparameter des Modells, welche in Kapitel 3 bereits diskutiert wurden, werden dabei in drei Kategorien (Verkehrsdaten, Fahrzeugparameter und V2G-Parameter) eingeteilt (siehe Abbildung 4.1).

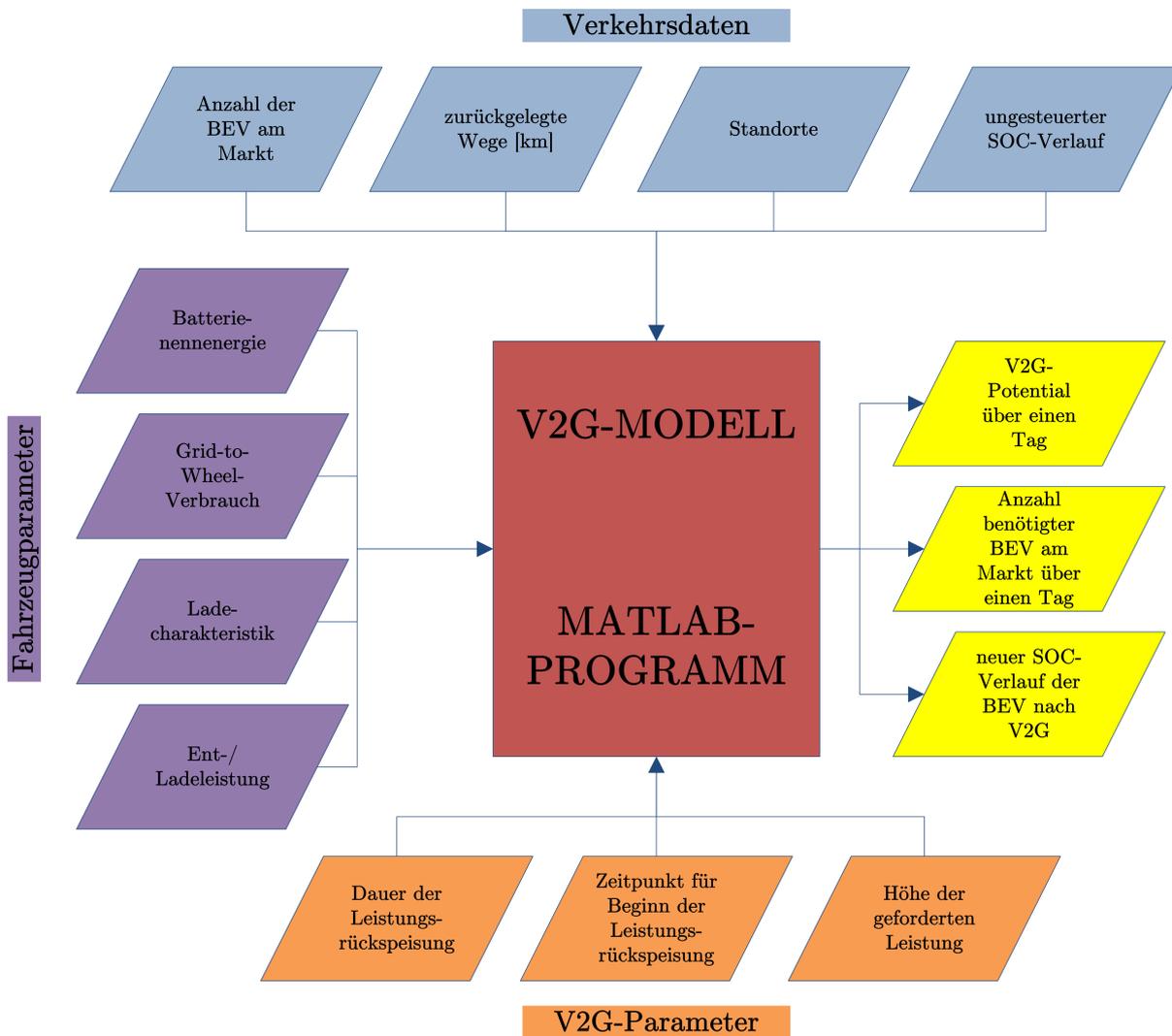


Abbildung 4.1: Auflistung aller für das V2G-Modell verwendeten Eingangsparameter und Ausgangsgrößen

4.2 Die MATLAB-Software

MATLAB ist ein Softwarepaket für die Lösung mathematischer Probleme und die Visualisierung von Daten im technisch-wissenschaftlichen Bereich. Im Vordergrund stehen numerische Berechnungen mit Hilfe von Matrizen, deren Dimensionen nicht explizit definiert werden müssen. Hiervon leitet sich auch der Name der Software ab: MATrix LABoratory.

MATLAB kann auf zwei Arten verwendet werden. Einerseits können bei der interaktiven Verwendung Anweisungen direkt über die Tastatur eingegeben und somit sofort ausgeführt werden, andererseits kann MATLAB für umfangreiche Probleme als Programmiersprache eingesetzt werden. Dabei werden in sogenannten m-Files (ASCII-Files, welche mit einem Texteditor geschrieben werden) mehrere Anweisungen abgespeichert. Beim Aufruf dieser m-Files im Commandfenster

ter werden diese durch den MATLAB-Interpreter wie ein Programm ausgeführt.

4.3 Das V2G-MATLAB-Hauptprogramm

Durch Aufruf des Files *main_file.m* wird das V2G-MATLAB-Hauptprogramm gestartet. In diesem kann die Art der Simulation und die dafür benötigten Parameter angegeben werden. Abhängig von der getroffenen Simulationsauswahl wird bei der Ausführung des Hauptprogramms eines der nachfolgend beschriebenen Unterprogramme aufgerufen und deren Ergebnis im Ordner „Ergebnisse“ abgespeichert.

4.4 V2G-Leistungspotential über einen Werktag

In diesem Unterkapitel wird der Sinn und Zweck dieser Funktion erklärt und anschließend deren genauer Ablauf erläutert.

4.4.1 Zweck der Funktion

Der Zweck dieser MATLAB-Funktion besteht darin, ein V2G-Leistungspotential über einen ganzen Tag zu ermitteln. Dazu benötigt die Funktion als Eingabeparameter unter anderem die Anzahl der BEV am Markt und die Dauer, wie lange Energie ins Netz zurückgespeist werden soll.

4.4.2 Funktionsbeschreibung

Nachfolgend wird mit Hilfe des Programmablaufplans in Abbildung 4.2 die Funktion zur Ermittlung des V2G-Leistungspotentials über einen Tag erläutert.

Laden der notwendigen Parameter

Mit dem Funktionsaufruf *get_v2g_potential.m* im Hauptprogramm wird das hier beschriebene Unterprogramm aufgerufen und die dafür benötigten Eingangsparameter

- *SOC* (originaler Ladezustandsverlauf aller Fahrzeuge für einen ganzen Tag)
- *anz_fahrzeuge* (Anzahl der verfügbaren BEV am Markt)
- *dauer* (Dauer der Leistungsrückspeisung ins Netz)

übergeben. Im Unterprogramm selbst werden die Batterieladeparameter spezifiziert und bestimmt an welchen Standorten ge- bzw. entladen werden darf.

Bestimmung der kleinsten Anzahl rückspeisender Fahrzeuge

Nachdem alle erforderlichen Parameter geladen wurden, wird abhängig von der Grenze *soc_min* und dem Standort der Fahrzeuge, für jede Minute des gesamten V2G-Zeitfensters, die Anzahl an BEV berechnet, die Leistung ins Netz zurückspeisen können. Die Berechnung dieser Anzahl basiert auf den Daten der 4746 Fahrzeuge, welche im Rahmen der Mobilitätsbefragung in Niederösterreich (siehe Kapitel 3) ermittelt wurden. Anschließend wird die kleinste Anzahl rückspeisender BEV während der gesamten Rückspeisedauer berechnet. Dieser Berechnungsschritt ist essentiell für die Bestimmung des V2G-Leistungspotentials, da die Anzahl rückspeisender Fahrzeuge maßgebend für dieses Potential ist.

Berechnung der Entladedauer für jedes Fahrzeug

Während der gesamten Dauer der Leistungsrückspeisung wird für jedes Fahrzeug genau protokolliert, wie lange es Leistung ins Netz zurückspeist.

Berechnung der neuen Ladezustände für jedes Fahrzeug

Mit der Bedingung, dass jedes BEV maximal 3.5 kW Leistung abgeben kann und der zuvor bestimmten Entladedauer für jedes Fahrzeug, werden die neuen Ladezustandsverläufe für jedes BEV berechnet.

Bestimmung der maximal möglichen Dauer für V2G

In diesem Schritt wird überprüft, wie lange die BEV im vorgegebenen V2G-Zeitfenster Leistung ins Netz zurückspeisen können. Sollte diese Dauer kürzer als die vorgegebene Dauer sein, so kommt es zu einem Programm-Abbruch, da die geforderten Bedingungen nicht erfüllt werden können.

Berechnung der Rückspeiseleistung für diesen Zeitpunkt

Mit den zuvor berechneten Daten und der Erfüllung der Bedingung, dass die maximal mögliche Rückspeisedauer größer-gleich der geforderten ist, wird die maximal mögliche Rückspeiseleistung für den Zeitpunkt 0:00 Uhr berechnet.

Diese Schritte werden, wie im Programmablaufplan (siehe Abbildung 4.2) dargestellt, 96 mal wiederholt. Somit wird eine V2G-Leistungspotentialkurve für einen ganzen Tag, mit einer Auflösung von 15 Minuten, generiert.

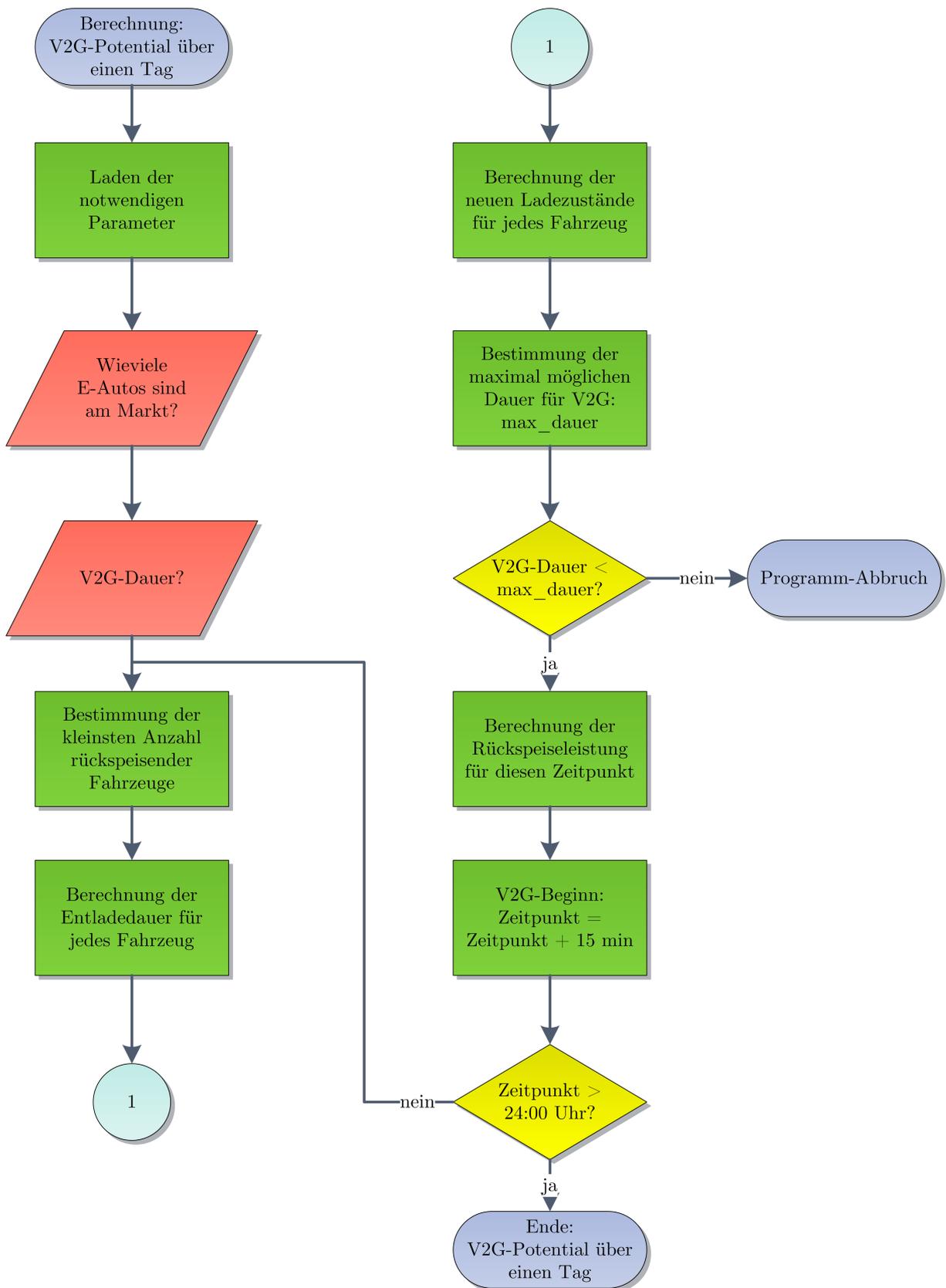


Abbildung 4.2: Programmablaufplan für die Berechnung des V2G-Leistungs-potentials über einen ganzen Tag

4.5 Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe

In diesem Unterkapitel wird der Zweck dieser Funktion erläutert und anschließend deren Berechnungsschritte erklärt.

4.5.1 Zweck der Funktion

Der Zweck dieser MATLAB-Funktion ist, ein V2G-Leistungspotential für einen bestimmten Zeitpunkt zu berechnen und auf Basis dessen die neuen Ladezustandsverläufe aller, an V2G beteiligten BEV, welche sich nach einer Ausgleichsenergielieferung ergeben, zu berechnen. Dazu benötigt die Funktion folgende Eingangsparameter:

- *SOC* (originaler Ladezustandsverlauf aller Fahrzeuge für einen ganzen Tag)
- *anz_fahrzeuge* (Anzahl der verfügbaren BEV am Markt)
- *dauer* (Dauer der Leistungsrückspeisung ins Netz)
- *leistung* (Höhe der geforderten Regelleistung)
- *zeitpunkt* (Zeitpunkt an dem die Ausgleichsenergielieferung beginnen soll)

Zusätzlich ist diese Funktion, aufgrund der Eingangsparameter, in der Lage, die Anzahl der benötigten BEV am Markt für den vorgegebenen Zeitpunkt zu ermitteln.

4.5.2 Funktionsbeschreibung

Nachfolgend wird mit Hilfe der beiden Programmablaufpläne in Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5 die Funktion zur Ermittlung der neuen Ladezustandsverläufe erläutert. Der Programmablaufplan ist in zwei Teile gegliedert, damit einerseits die Übersicht erhalten bleibt und andererseits die ausreichend große Darstellung auf einer A4-Seite erfolgen kann. Der Programmablaufplan, wie in Abbildung 4.4 dargestellt, wird dabei in einen eigenen Block gepackt, welcher im Programmablaufplan in Abbildung 4.5 eingegliedert wird.

Berechnung des V2G-Leistungspotentials für einen bestimmten Zeitpunkt

Mit dem Funktionsaufruf *get_new_SOC.m* im Hauptprogramm wird das hier beschriebene Unterprogramm aufgerufen und die oben erwähnten Eingangsparameter übergeben.

Im ersten Schritt wird ein V2G-Leistungspotential für den vorgegebenen Zeitpunkt berechnet. Die dafür benötigten Programmschritte sind in Abbildung 4.4 dargestellt. Diese sind ähnlich dem Programmablaufplan für die Berechnung des V2G-Leistungspotentials über einen ganzen Tag (siehe Abbildung 4.4). Der einzige Unterschied besteht darin, dass die Abfolge der Programmschritte nicht wiederholt werden muss, da hier keine Leistungspotentialkurve benötigt wird, sondern nur ein V2G-Leistungspotential für einen definierten Zeitpunkt.

Berechnung um wie viel der SOC in jeder Minute sinkt

Abhängig von der Anzahl der an V2G beteiligten Fahrzeuge und der geforderten Regelleistung wird für jede Minute ein Wert berechnet um welchen der SOC jedes Fahrzeuges sinkt. Dieser Wert kann für jede Minute unterschiedlich sein, da während eines V2G-Zeitfensters die Anzahl der beteiligten BEV variieren kann.

Berechnung der Entladedauer für jedes Fahrzeug

Während der gesamten Dauer der Leistungsrückspeisung wird für jedes Fahrzeug genau protokolliert, wie lange diese Leistung ins Netz zurückspeisen.

Berechnung der neuen Ladezustände für jedes Fahrzeug nach V2G

Auf Basis der Berechnung um wie viel der SOC in jeder Minute sinkt und der Entladedauer für jedes BEV werden die neuen Ladezustandsverläufe generiert.

Laden der Akkus und Berechnung der neuen Ladezustände der Fahrzeuge

Für die Zeitpunkte nach dem V2G-Zeitfenster werden die Fahrzeuge mit dem in Punkt 3.2 beschriebenen Ladeprofiltool ungesteuert geladen und daraus ein neuer Ladezustandsverlauf aller Fahrzeuge für einen Tag berechnet.

Überprüfung bei wie vielen Fahrzeugen der SOC negativ werden würde

Nach der Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe, der an V2G beteiligten BEV, wird überprüft ob es Fahrzeuge gibt, deren SOC zu irgendeinem Tageszeitpunkt negativ werden würde. Ein negativer SOC ist in Realität nicht möglich, daher würden in diesem Fall diese Fahrzeuge von der Simulation ausgeschlossen und ein neuer Berechnungsvorgang gestartet. Gibt es nach der Simulation keine BEV mehr, deren SOC über den Tag negativ würde, wird das Programm beendet.

In Abbildung 4.3 sind zwei unterschiedliche Ladezustandsverläufe eines Fahrzeuges dargestellt. Die rote Kurve kennzeichnet den SOC-Verlauf dieses BEV für den Fall, dass es einmal (16:00 Uhr) an V2G teilnimmt. Die blaue Kurve ist der originale Ladezustandsverlauf, welcher sich für ungesteuertes Laden und die gefahrenen Wegstrecken ergibt. Nimmt dieses Fahrzeug an V2G teil, so würde um ca. 20:45 Uhr der Batteriespeicher geleert sein und der SOC mit den noch zu fahrenden Strecken negativ werden. Die Ausgangssituation war, dass um 16:00 Uhr eine Ausgleichsenergielieferung für vier Stunden stattfinden soll. Da dieses Fahrzeug alle Kriterien für eine Teilnahme an V2G erfüllte, wurde um 16:00 Uhr der bis dahin stattfindende Ladeprozess unterbrochen und Leistung ins Netz zurückgespeist. Die Leistungsrückspeisung wurde um ca. 17:00 Uhr wieder unterbrochen, da ab diesen Zeitpunkt das Fahrzeug wieder bewegt wurde.

Durch die zuvor ins Netz zurückgespeiste Energie war der Batteriespeicher um ca. 20:45 Uhr leer.

Damit aber die Mobilitätsgarantie aller Fahrzeuge aufrecht erhalten bleibt, wird nach der Generation der neuen Ladezustandsverläufe überprüft, ob es BEV gibt, welche nach V2G einen negativen SOC-Verlauf hätten. Diese Fahrzeuge werden für den darauf folgenden Berechnungsvorgang nicht mehr in Betracht gezogen.

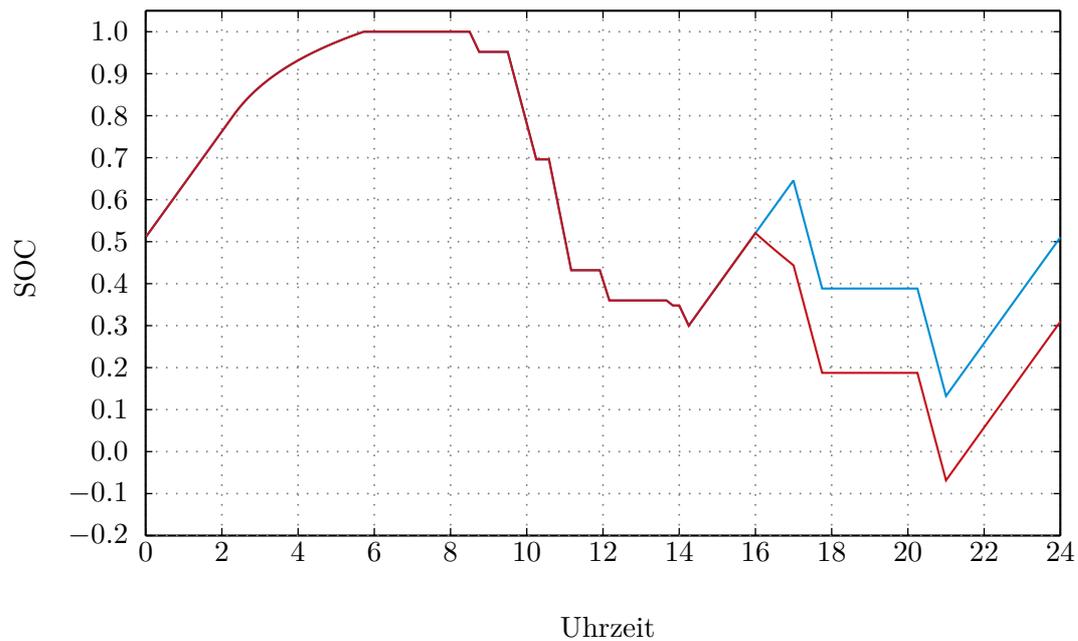


Abbildung 4.3: Ladezustandsverlauf eines BEV, dessen SOC 0.0 unterschreiten würde

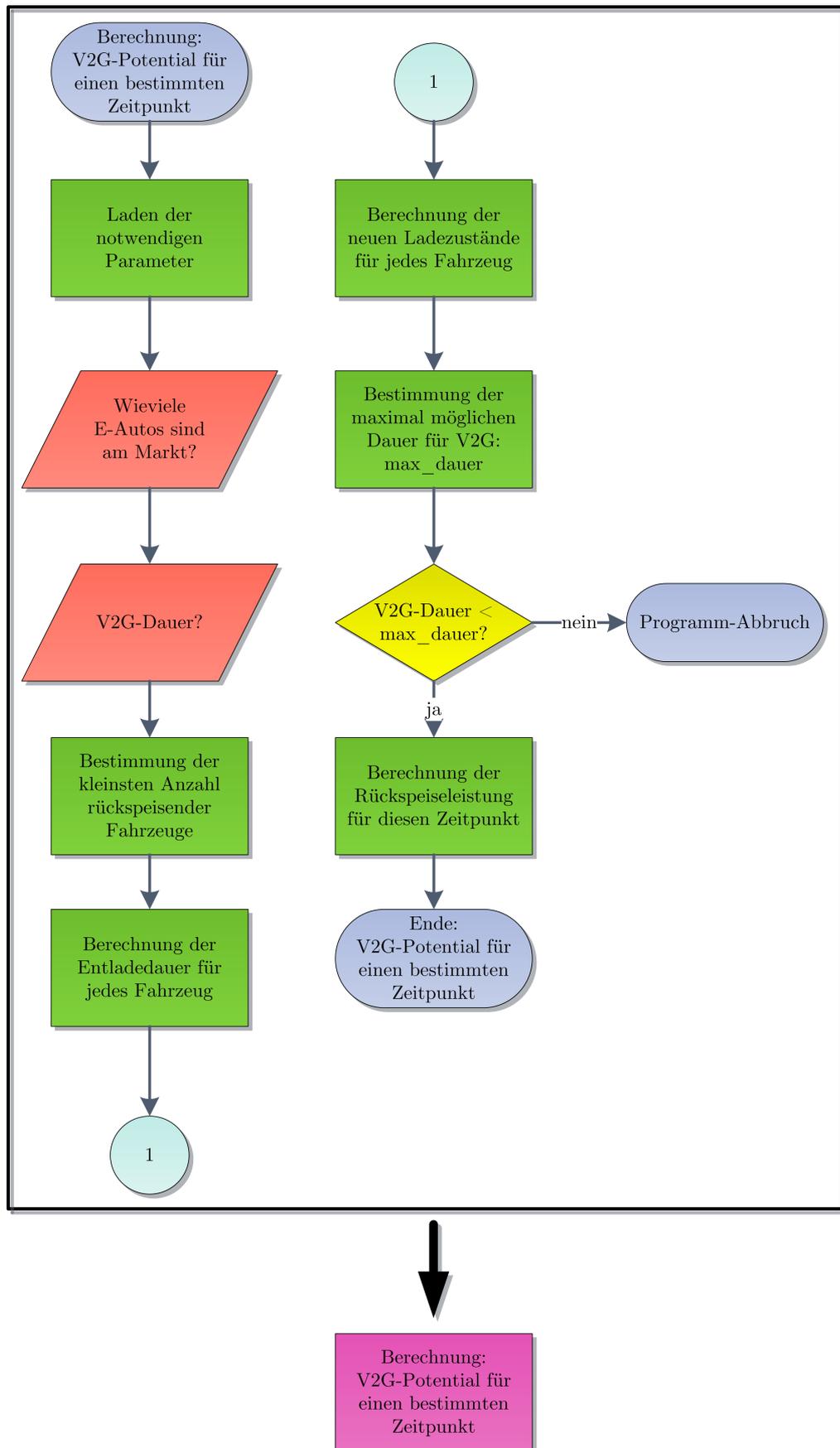


Abbildung 4.4: Programmablaufplan für die Berechnung des V2G-Leistungspotentials für einen bestimmten Zeitpunkt

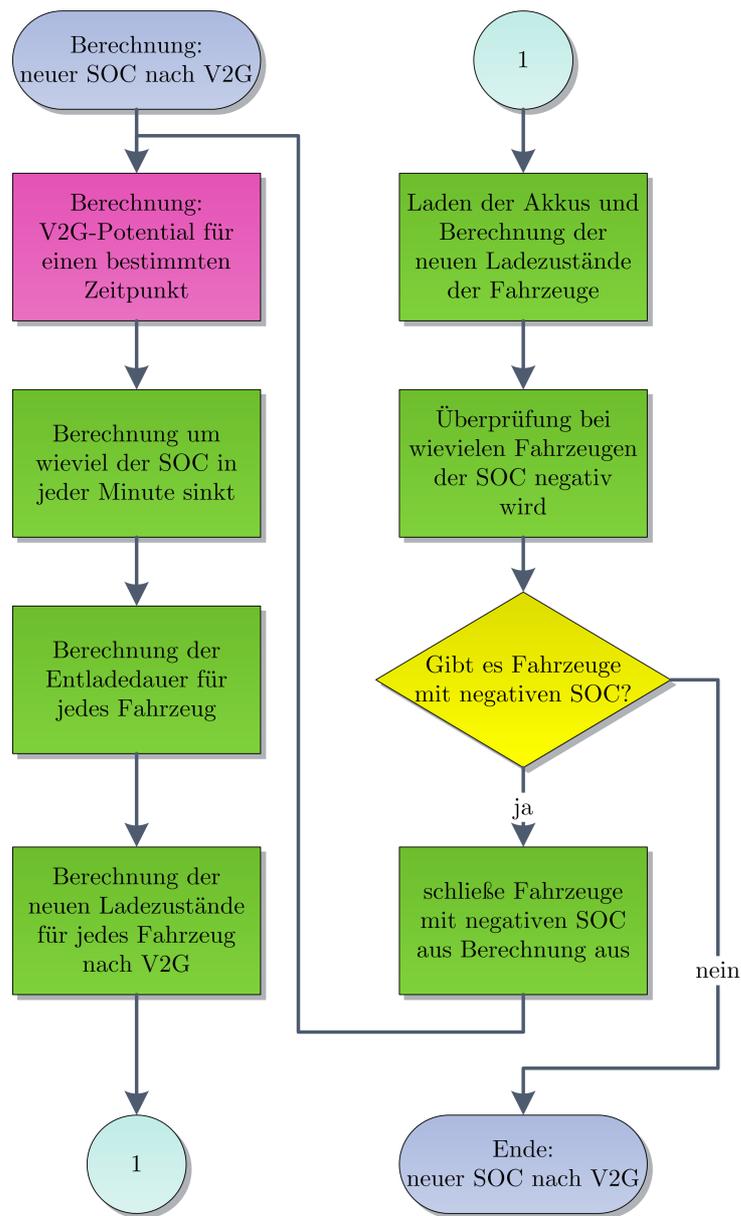


Abbildung 4.5: Programmablaufplan für die Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe

4.6 Anzahl der benötigten BEV über einen Tag

In diesem Unterkapitel wird nach der Beschreibung des Zwecks dieser Funktion deren genauer Ablauf erläutert und auf die einzelnen Berechnungsschritte eingegangen.

4.6.1 Zweck der Funktion

Der Zweck dieser MATLAB-Funktion ist, abhängig von der Höhe und Dauer der geforderten Regelleistung, die Anzahl der dafür benötigten BEV am Markt zu ermitteln. Da die Forderung von Regelleistung zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten kann, wird die Anzahl der benötigten E-Autos am Markt über einen ganzen Tag in einer Auflösung von 15 Minuten berechnet.

4.6.2 Funktionsbeschreibung

Nachfolgend wird mit Hilfe des Programmablaufplans in Abbildung 4.6 die Funktion zur Ermittlung der benötigten BEV am Markt über einen Tag erläutert.

Laden der notwendigen Parameter

Mit dem Funktionsaufruf `get_number_of_bev.m` im Hauptprogramm wird das hier beschriebene Unterprogramm aufgerufen und die dafür benötigten Eingangsparameter

- *SOC* (originaler Ladezustandsverlauf aller Fahrzeuge für einen ganzen Tag)
- *leistung* (Höhe der benötigten Regelleistung)
- *dauer* (Dauer der Leistungsrückspeisung ins Netz)

übergeben. Im Unterprogramm selbst werden die Batterieladeparameter spezifiziert und bestimmt an welchen Standorten ge- bzw. entladen werden darf.

Bestimmung der kleinsten Anzahl rückspeisender Fahrzeuge

Nachdem alle erforderlichen Parameter geladen wurden, wird abhängig von der Grenze `SOC_min` und dem Standort der Fahrzeuge, für jede Minute des gesamten V2G-Zeitfensters, die Anzahl an BEV ermittelt, die Leistung ins Netz zurückspeisen können. Die Ermittlung dieser Anzahl basiert auf den Daten der 4746 Fahrzeuge, welche im Rahmen der Mobilitätsbefragung in Niederösterreich (siehe Kapitel 3) ermittelt wurden. Anschließend wird die kleinste Anzahl rückspeisender BEV, während der gesamten Rückspeisedauer, ermittelt. Mit diesem Berechnungsschritt ist es möglich, eine Aussage darüber zu treffen, wie hoch die maximal durch die 4746 BEV verfügbare Regelleistung ist.

Berechnung der Entladedauer für jedes Fahrzeug

Während der gesamten Dauer der Leistungsrückspeisung wird für jedes Fahrzeug genau protokolliert, wie lange es Leistung ins Netz zurückspeist.

Berechnung der neuen Ladezustände für jedes Fahrzeug

Mit der Bedingung, dass jedes BEV maximal 3.5 kW Leistung abgeben kann und der zuvor bestimmten Entladedauer für jedes Fahrzeug, werden die neuen Ladezustandsverläufe für jedes BEV berechnet.

Bestimmung der maximal möglichen Dauer für V2G

In diesem Schritt wird überprüft, wie lange die BEV im vorgegebenen V2G-Zeitfenster Leistung ins Netz zurückspeisen können. Sollte diese Dauer kürzer als die vorgegebene Dauer sein, so kommt es zu einem Programm-Abbruch, da die geforderten Bedingungen nicht erfüllt werden können.

Berechnung der benötigten Anzahl an BEV am Markt

Mit den zuvor berechneten Daten und der Erfüllung der Bedingung, dass die maximal mögliche Rückspeisedauer größer-gleich der geforderten ist, wird die Anzahl der benötigten E-Fahrzeuge am Markt für den Zeitpunkt 0:00 Uhr berechnet.

Diese Schritte werden, wie im Programmablaufplan (siehe Abbildung 4.6) dargestellt, 96 mal wiederholt. Somit wird eine Kurve für die Anzahl der benötigten BEV am Markt, für einen ganzen Tag, mit einer Auflösung von 15 Minuten, generiert.

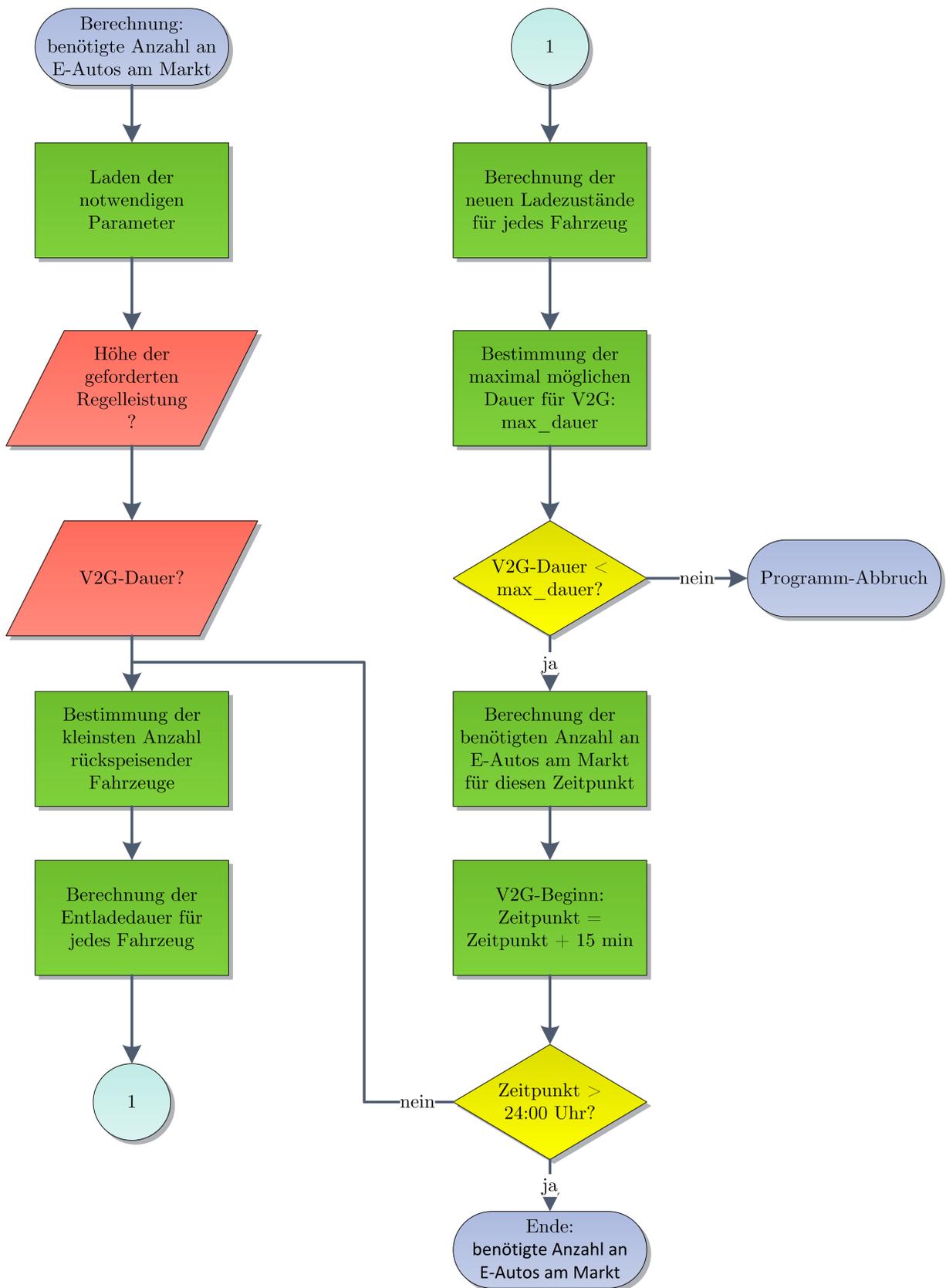


Abbildung 4.6: Programmablaufplan für die Berechnung der benötigten Anzahl an BEV am Markt über einen Tag

Kapitel 5

Simulationen und Ergebnisse

In den folgenden Unterpunkten werden die durchgeführten Simulationen und deren Ergebnisse der im Kapitel 4 behandelten MATLAB-Funktionen erläutert und diskutiert. Im Punkt 5.1 werden die Ergebnisse der Berechnung des V2G-Leistungspotentials erläutert. Anschließend wird auf die Ergebnisse der Berechnung zur Bestimmung der Anzahl an BEV am Markt, die für eine bestimmte Ausgleichenergielieferung benötigt werden, Bezug genommen. Darauf folgt unter Punkt 5.3 die Simulation des Ladezustandsverlaufs eines BEV, welches einmal bzw. öfters an einer Ausgleichenergielieferung teilgenommen hat. Abschließend werden die Ergebnisse des Ladeleistungsbedarfs von 100.000 BEV, abhängig von der Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt, erläutert und diskutiert.

Vorweg sei erwähnt, dass das Prinzip des V2G auf die Minutenreserve (Tertiärregelung) (siehe Kapitel 2.4.3) am Ausgleichsenergiemarkt angewendet wird. Ein Grund dafür ist, dass Minutenreserve in unterschiedlichen Zeitfenstern von 6×4 Stunden pro Tag angeboten werden kann. Somit ist es möglich, eine Simulation zu einem fixen Startzeitpunkt für eine Dauer von 240 Minuten zu starten. Grundsätzlich können mit den MATLAB-Funktionen auch Berechnungen für die Primärregelung und Sekundärregelung durchgeführt werden, da die Parameter wie Rückspeisedauer und Rückspeiseleistung frei vorgegeben werden können. Für die Teilnahme an der Primärregelung muss beispielsweise ein Leistungsband von mindestens ± 2 MW angeboten werden und für eine Woche zu jedem Tageszeitpunkt verfügbar sein. Definierte Zeitfenster, an denen Primärregelleistung abgerufen werden kann, gibt es hier, im Gegensatz zur Tertiärregelung, nicht. Diese Tatsache erfordert, dass für Primärregelleistung-Simulationen Zeitpunkte definiert werden müssten, an welchen die Leistung abgerufen wird. Ein weiterer Grund dafür, dass in den Simulationsergebnissen nur die Minutenreserve behandelt wird ist, dass mit den entwickelten MATLAB-Funktionen nur ein Regelenergietransport vom Fahrzeug ins Netz und nicht umgekehrt berücksichtigt werden kann. Diese Einschränkung stellt für die Beteiligung an der Tertiärregelung kein Problem dar, da bei der Ausschreibung positive und negative Regelleistung getrennt für unterschiedliche Zeitfenster angeboten werden kann. Eine Erweiterung der Funktionen für die Simulation mit negativer Regelleistung, also ein Regelenergietransport vom Netz zum Fahrzeug, ist im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgesehen, da primär das Leistungspotential, welches durch eine bestimmte Anzahl an BEV bereitgestellt werden kann, untersucht werden

soll.

5.1 V2G-Leistungspotential bei vorgegebener Fahrzeugzahl

In diesem Unterkapitel werden die unterschiedlichen Ergebnisse, welche mit der Funktion *V2G-Leistungspotential über einen Werktag* (siehe Kapitel 4.4) berechnet wurden, erläutert und diskutiert. Mithilfe der MATLAB-Funktion kann ein V2G-Leistungspotential über einen ganzen Tag berechnet werden. Dazu benötigt die Funktion als Eingabeparameter unter anderem die Anzahl der BEV am Markt und die Dauer, wie lange Energie ins Netz zurückgespeist werden soll.

5.1.1 Basisszenario

Für das Basisszenario, zur Bestimmung des V2G-Leistungspotentials über einen Werktag, wird eine BEV-Durchdringung von 100.000 Stück¹ am österreichischen Fahrzeugmarkt definiert. Das Laden bzw. Entladen der Fahrzeuge ist nur am Standort *Zuhause* möglich. Weiters wird das Zeitfenster, in welchem Minutenreserve bereitgestellt werden soll, mit einer Breite von 240 Minuten bestimmt. Damit wird das „Worst-Case-Szenario“ (Regelleistung muss vier Stunden durchgehend aus einem Pool von BEV bereitgestellt werden) abgehandelt. Die Dauer von 240 Minuten ergibt sich aus den sechs möglichen Zeitfenstern für die Tertiärregelung zu je vier Stunden pro Tag.

In Abbildung 5.1 ist das Ergebnis der Simulation für das Basisszenario dargestellt. Die Simulation wurde mit den Parametern aus Tabelle 5.1 durchgeführt.

V2G-Dauer	240 min
Anzahl BEV am Markt	100.000 Stk.
Lade-/Entladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause
SOC_min	0,4

Tabelle 5.1: Basisszenario-Simulationsparameter

Das Diagramm in Abbildung 5.1 zeigt den V2G-Leistungspotential-Verlauf über einen ganzen Werktag. Ein Wert in diesem Plot zu einem bestimmten Zeitpunkt entspricht jener Leistung, welche ab diesem Zeitpunkt 240 Minuten lang ins Netz zurückgespeist werden kann. Voraussetzung dafür ist, dass zuvor noch keine Regelleistung abgerufen wurde. Theoretisch könnten mit 100.000 BEV 315 MW Regelleistung bereitgestellt werden. Diese rein theoretische Grenze könnte nur dann erreicht werden, wenn jedes der 100.000 BEV einen ausreichend hohen Akkustand hätte, zuhause am Netz angeschlossen wäre und mit einer Leistung von 3,5 kW ins Netz

¹In der vorliegenden Arbeit wurde vereinfacht angenommen, dass sich jedes BEV am V2G beteiligt.

zurückspeisen würde. Zusätzlich wurde bei dieser Grenze ein Wirkungsgrad des bidirektionalen Ladegerätes von 0,9 berücksichtigt.

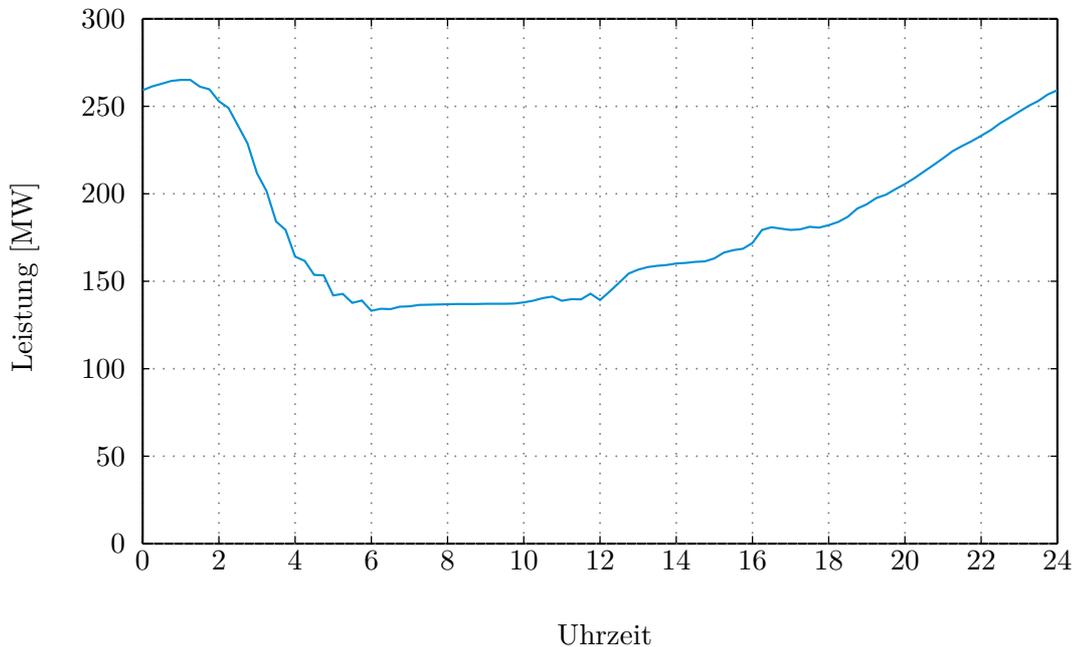


Abbildung 5.1: V2G-Potential für 100.000 BEV für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf nur zuhause ge-/entladen werden)

Laut der Abbildung 5.1 beträgt die größtmögliche Leistung, welche durchgehend für vier Stunden zurückgespeist werden kann, ca. 265 MW um ca. 1:00 Uhr morgens. Die Abweichung zum theoretisch möglichen Wert von 315 MW ergibt sich einerseits daraus, dass ca. 5,71% aller betrachteten Fahrzeuge am Markt zu keiner Zeit Leistung ins Netz zurückspeisen, da diese den Großteil ihrer Batteriekapazität von 25 kWh zur Erfüllung der Mobilität benötigen. Dieser Anteil von 5,71% wird jedoch in den Simulationen berücksichtigt, da in Zukunft davon auszugehen ist, dass es einen gewissen Anteil an Fahrzeugen am Markt geben wird, welcher die volle Batteriekapazität jeden Tag ausschöpfen und somit nie an V2G teilnehmen könnten. Das Leistungspotential, welches durch diese 5,71% verloren geht, beläuft sich auf knapp 18 MW (bei 100.000 BEV am Markt). Andererseits ergibt sich die Differenz zu den theoretisch möglichen 315 MW daraus, dass in dem Zeitfenster von vier Stunden nicht alle Fahrzeuge zuhause am Netz angeschlossen sind und in dieser Zeit keine Leistung ins Netz vom Fahrzeugenergiespeicher zurückspeisen können.

Kurz nach 1:00 Uhr morgens beginnt das V2G-Leistungspotential bis ca. 6:00 Uhr von 265 MW auf 133 MW zu sinken. Der Grund dafür ist, dass beispielsweise im Zeitfenster von 4:00 Uhr bis 8:00 Uhr sehr viele Fahrzeuge den Standort *Zuhause* verlassen und zum Arbeitsplatz fahren. An dieser Stelle sei noch einmal ausdrücklich erwähnt, dass ein Leistungswert zu einem gegebenen Zeitpunkt in der Abbildung 5.1, jene Leistung darstellt, welche ab diesem Zeitpunkt für 240 Minuten ins Netz zurückgespeist werden kann. Somit erklärt sich auch, warum das V2G-Leistungspotential schon so bald (1:00 Uhr) zu sinken beginnt - im Zeitfenster von

1:00 - 5:00 Uhr verlassen schon einige Fahrzeuge den Standort *Zuhause*.

In der Zeit von 6:00 Uhr bis 12:00 Uhr bleibt das V2G-Leistungspotential relativ konstant bei ca. 140 MW. Der konstante Abschnitt erklärt sich dadurch, dass sich im Zeitabschnitt von 6:00 - 16:00 Uhr viele Fahrzeuge am Arbeitsplatz befinden und dadurch eine relativ konstante Anzahl an BEV zuhause übrig bleibt, welche Regelleistung liefern können. Nicht außer Acht gelassen werden darf der Nicht-Fahrer-Anteil von 20% (siehe Kapitel 3), da mit diesem alleine bereits ca. 63 MW Regelleistung bereitgestellt werden könnte.

Ab 12:00 Uhr beginnt das V2G-Leistungspotential wieder zu steigen. Der Grund dafür ist, dass ab diesem Zeitpunkt die Anzahl der verfügbaren BEV zuhause kontinuierlich ansteigt, da die Fahrzeugbesitzer/innen von der Arbeit nach Hause kommen.

Im Bezug auf die Tertiärregelung sind die V2G-Leistungspotentialwerte zu Beginn der sechs möglichen Zeitfenster, in welchen die Tertiärregelleistung angeboten werden kann, am interessantesten. Diese Werte wurden mit der MATLAB-Funktion *Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe* (siehe Kapitel 4.5) berechnet und sind in der Tabelle 5.2 angeführt.

Zeitfenster	V2G-Leistungspotential [MW]
0:00 - 4:00 Uhr	257
4:00 - 8:00 Uhr	175
8:00 - 12:00 Uhr	134
12:00 - 16:00 Uhr	143
16:00 - 20:00 Uhr	168
20:00 - 24:00 Uhr	205

Tabelle 5.2: V2G-Leistungspotential für die einzelnen Zeitfenster in welchen Minutenreserve angeboten werden kann (es kann nur zuhause ge-/entladen werden und es werden 100.000 BEV am Markt angenommen)

In Tabelle 5.3 kann für jedes Zeitfenster der Anteil der BEV am Markt, die Energie ins Netz zurückspeisen, entnommen werden. Die Werte in den Klammern geben jenen Anteil der BEV an, welche die gesamte Dauer von 240 Minuten Regelleistung liefern können. Weiters kann der Tabelle der Anteil der BEV am Markt, die von der Simulation ausgeschlossen werden, entnommen werden. Der Grund für den Ausschluss liegt darin, dass dieser Anteil der BEV zwar alle Kriterien für eine Beteiligung an der Lieferung von Regelleistung erfüllt, aber danach in ihrer Mobilität eingeschränkt sein würde. Das heißt, dass diese Fahrzeuge die geplanten Wegstrecken nach einer Ausgleichsenergielieferung nicht mehr fahren könnten.

Zeitfenster	Anteil rückspeisender BEV [%]	Anteil ausgeschlossener BEV [%]
0:00 - 4:00 Uhr	88,7 (83,7)	2,23
4:00 - 8:00 Uhr	87,4 (54,7)	3,7
8:00 - 12:00 Uhr	58,2 (33,1)	1,13
12:00 - 16:00 Uhr	65,1 (33,9)	0,87
16:00 - 20:00 Uhr	81,9 (40,9)	0,35
20:00 - 24:00 Uhr	87,8 (69,2)	0,1

Tabelle 5.3: Anteil der ins Netz rückspeisenden BEV gemessen an der Anzahl der gesamt verfügbaren BEV am Markt und der Anteil an BEV, welche von der Simulation ausgeschlossen werden (es darf nur zuhause ge-/entladen werden)

Auffallend ist, dass im Zeitfenster von 4:00 - 8:00 Uhr mit 3,7% (zusätzlich zu den 5,71%, welche generell von den Simulationen ausgeschlossen werden, da diese den Großteil ihrer Batteriekapazität zur Erfüllung der Mobilität benötigen) die meisten BEV von der Berechnung des V2G-Leistungspotentials ausgeschlossen werden müssen. Der Grund dafür ist, dass nach diesem Zeitfenster für viele BEV keine Möglichkeit zum Wiederaufladen des Fahrzeugenergiespeichers besteht, da diese nicht an einem zum Laden geeigneten Standort (*Zuhause*) verfügbar sind.

5.1.2 Variation der Anzahl der BEV

In Abbildung 5.2 ist das V2G-Leistungspotential über einen Werktag, welches mit den Simulationsparametern aus Tabelle 5.4 berechnet wurde, dargestellt. Die Parameter dieser Simulation unterscheiden sich im Gegensatz zum Basisszenario insofern, dass nur mehr halb so viele BEV (50.000 Stk.) am österreichischen Fahrzeugmarkt im Umlauf sind.

V2G-Dauer	240 min
Anzahl BEV am Markt	50.000 Stk.
Lade-/Entladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause
SOC_min	0,4

Tabelle 5.4: Simulationsparameter - Variation Anzahl BEV

In der Abbildung 5.2 erkennt man, dass die Kurvenformen identisch sind und wie zu erwarten war, das V2G-Leistungspotential im Vergleich zum Basisszenario nur mehr halb so groß ist. Der Grund dafür ist, dass die Berechnung auf Basis des Datensatzes aus der Mobilitätsbefragung in Niederösterreich mit 4746 Fahrzeugen erfolgt. Das Ergebnis wird durch die MATLAB-Funktion *V2G-Leistungspotential über einen Werktag* auf die Anzahl der BEV am österreichischen Fahrzeugmarkt hochskaliert.

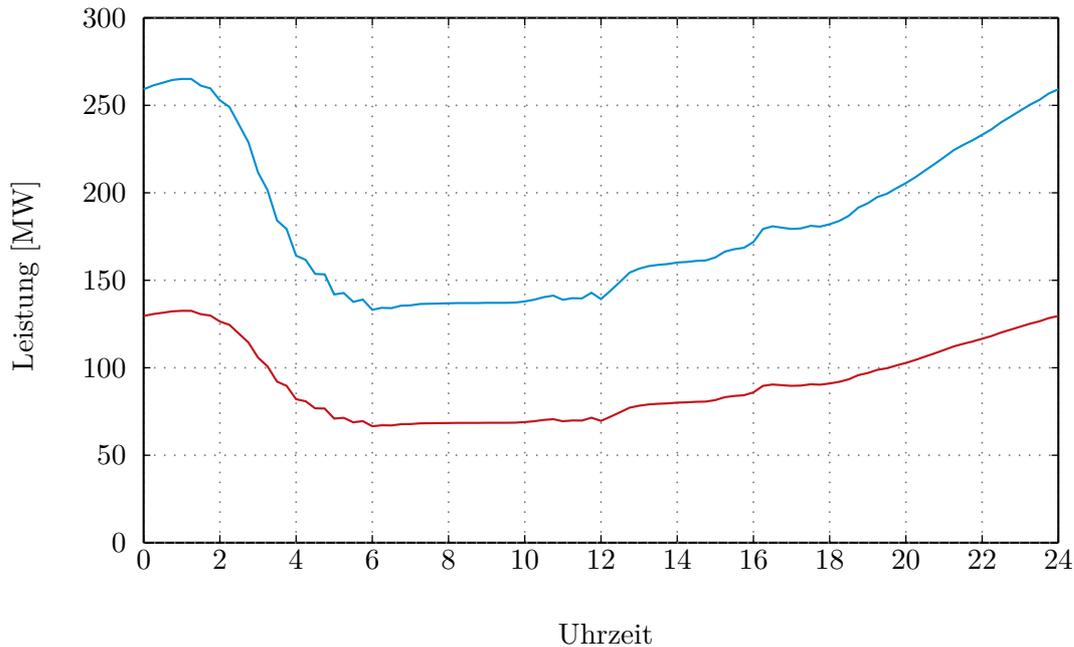


Abbildung 5.2: V2G-Potential für 50.000 (rote Kurve) und 100.000 BEV (Basisszenario, blaue Kurve) für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf nur zuhause ge-/entladen werden)

5.1.3 Variation des Lade-/ Entladestandortes für die BEV

Laden und Entladen ist an den Standorten *Zuhause* und *Arbeitsplatz* möglich

In Abbildung 5.3 ist das V2G-Leistungspotential über einen Werktag, welches mit den Simulationsparametern aus Tabelle 5.5 berechnet wurde, dargestellt. Als Lade- bzw. Entladestandort wurde bei dieser Simulation der Standort *Arbeitsplatz* hinzugefügt. Das heißt, dass im Vergleich zu den obigen Simulationen zusätzlich auch am Arbeitsplatz Energie von den BEV ins Netz zurückgespeist bzw. der Batteriespeicher aufgeladen werden kann.

V2G-Dauer	240 min
Anzahl BEV am Markt	100.000 Stk.
Lade-/Entladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause + Arbeitsplatz
SOC_min	0,4

Tabelle 5.5: Simulationsparameter - Variation (1) Lade-/ Entladestandort

Die Abbildung 5.3 zeigt, dass durch den zusätzlichen V2G-Standort *Arbeitsplatz* eine deutliche Steigerung des V2G-Leistungspotentials möglich ist. Das Minimum der verfügbaren Leistung, welches beim Basisszenario bei ca. 133 MW lag, konnte auf ca. 174 MW angehoben werden. Das Maximum steigerte sich von 265 MW auf 278 MW. Die Kurvenform dieser Simulation unterscheidet sich vor allem in der Zeit von 6:00 - 14:00 Uhr deutlich vom Basisszenario. Durch

den weiteren V2G-Standort *Arbeitsplatz* kann in diesem Zeitfenster das V2G-Leistungspotential sogar wieder angehoben werden.

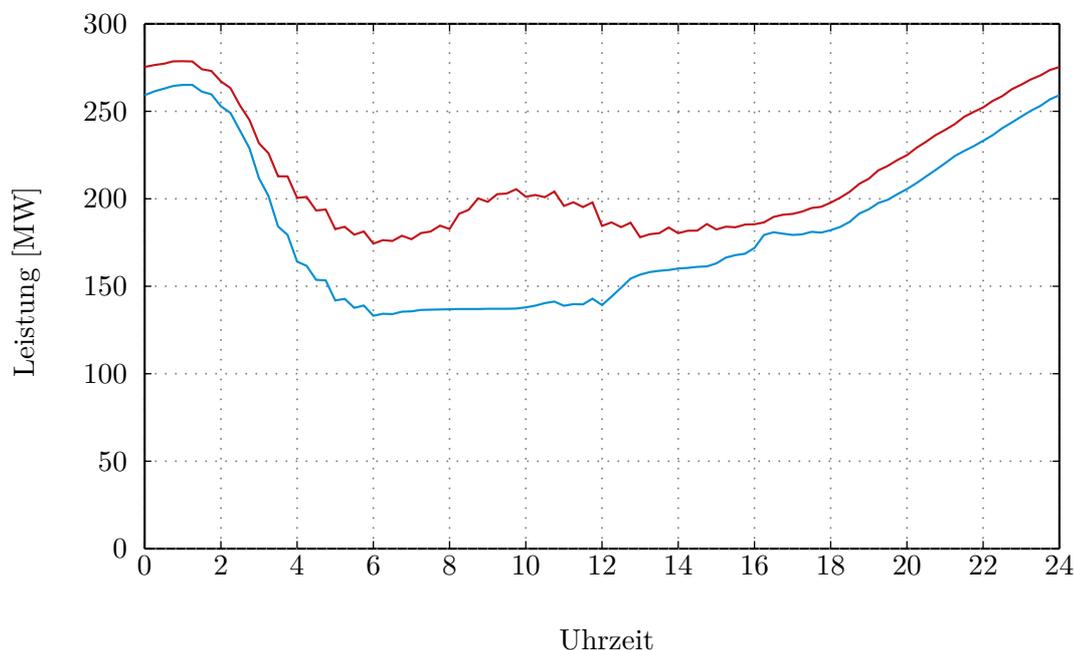


Abbildung 5.3: blaue Kurve: Basisszenario
rote Kurve: V2G-Potential für 100.000 BEV für ein Zeitfenster von 240 Minuten
(es darf zuhause und am Arbeitsplatz ge-/entladen werden)

In Tabelle 5.6 sind die maximal möglichen Rückspeiseleistungen für die einzelnen Zeitfenster für die Minutenreserve angeführt. Durch den zusätzlichen Lade-/Entladestandort kann beispielsweise im Zeitfenster von 12:00 - 16:00 Uhr eine um 55 MW höhere Regelleistung angeboten werden als im Basisszenario. In der Zeit von 6:00 - 14:00 Uhr wäre um ca. 10:00 Uhr mit 205 MW das größte V2G-Leistungspotential für 240 Minuten verfügbar. Dieses Potential kann jedoch wegen der fixen Staffelung der Zeitfenster der Minutenreserve nicht genutzt werden.

Zeitfenster	V2G-Leistungspotential [MW]
0:00 - 4:00 Uhr	274
4:00 - 8:00 Uhr	213
8:00 - 12:00 Uhr	188
12:00 - 16:00 Uhr	198
16:00 - 20:00 Uhr	186
20:00 - 24:00 Uhr	224

Tabelle 5.6: V2G-Leistungspotential für die einzelnen Zeitfenster in welchen Minutenreserve angeboten werden kann (es kann zuhause und am Arbeitsplatz ge-/entladen werden und es werden 100.000 BEV am Markt angenommen)

In Tabelle 5.7 ist der Anteil der BEV, welche Energie ins Netz zurückspeisen, für jedes Zeitfens-

ter angeführt (die Werte in Klammern beziehen sich auf den Anteil der BEV, welche die gesamte Dauer von 240 Minuten ins Netz zurückspeisen können) und wie viele von der Simulation ausgeschlossen werden. Ein Vergleich mit Tabelle 5.3 zeigt, dass durch den zusätzlichen Standort *Arbeitsplatz* der Anteil der rückspeisenden Fahrzeuge in jedem Zeitfenster angestiegen ist. Am deutlichsten wirkt sich der Unterschied natürlich in den Zeitfenstern von 8:00 - 16:00 Uhr aus, da sich in dieser Zeit verhältnismäßig viele Fahrzeuge am Arbeitsplatz befinden.

Zeitfenster	Anteil rückspeisender BEV [%]	Anteil ausgeschlossener BEV [%]
0:00 - 4:00 Uhr	92,6 (88,2)	1,0
4:00 - 8:00 Uhr	92,3 (55,8)	2,3
8:00 - 12:00 Uhr	88,8 (54,3)	1,2
12:00 - 16:00 Uhr	87,5 (52,2)	1,6
16:00 - 20:00 Uhr	89,9 (45,1)	0,54
20:00 - 24:00 Uhr	92,1 (74,4)	0,06

Tabelle 5.7: Anteil der ins Netz rückspeisenden BEV gemessen an der Anzahl der gesamt verfügbaren BEV am Markt und der Anteil an BEV, welche von der Simulation ausgeschlossen werden (es darf zuhause und am Arbeitsplatz ge-/entladen werden)

Laden und Entladen ist an allen Standorten möglich

In Abbildung 5.4 ist das V2G-Leistungspotential über einen Werktag, welches mit den Simulationsparametern aus Tabelle 5.8 berechnet wurde, dargestellt. Das Laden-/ Entladen der BEV ist dabei an allen definierten Standorten möglich.

V2G-Dauer	240 min
Anzahl BEV am Markt	100.000 Stk.
Lade-/Entladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	alle
SOC_min	0,4

Tabelle 5.8: Simulationsparameter - Variation (2) Lade-/ Entladestandort

Ein Vergleich der beiden Kurvenformen (Abbildung 5.3 und 5.4) zeigt, dass sich diese kaum unterscheiden und die Kurve aus Abbildung 5.4 lediglich um ca. 20 MW nach oben verschoben ist.

Der Vorteil des zusätzlich gewonnenen V2G-Leistungspotentials wird voraussichtlich die Nachteile der Kosten und des Aufwandes, die entstehen, damit eine Ladeinfrastruktur geschaffen werden kann, um an allen Standorten das Laden bzw. Entladen der BEV zu ermöglichen, nicht

kompensieren können.

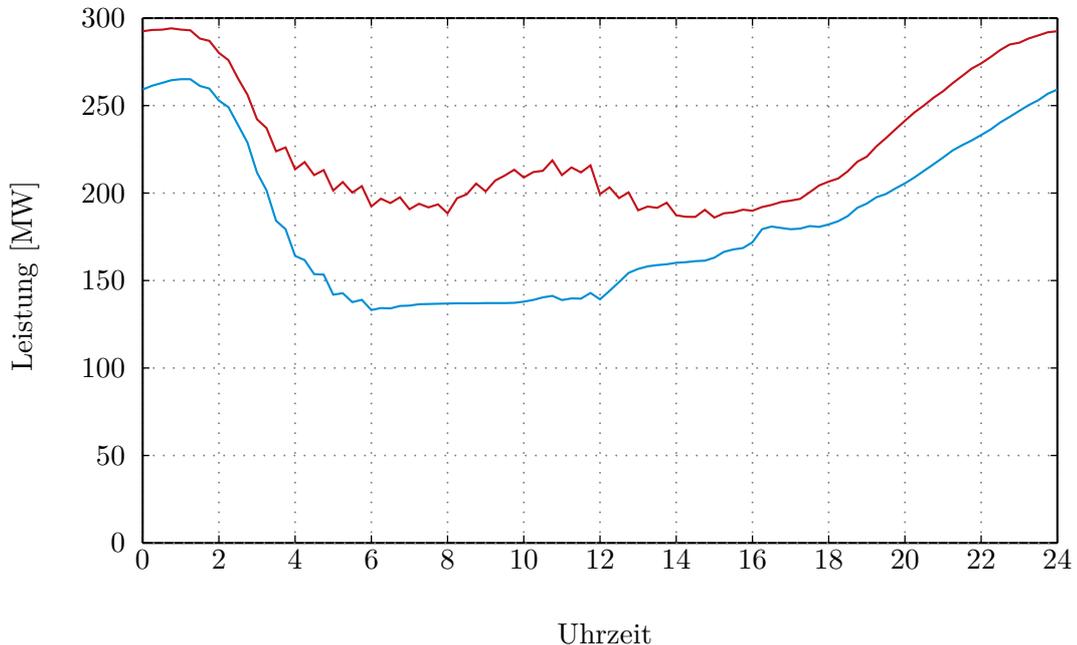


Abbildung 5.4: blaue Kurve: Basisszenario
rote Kurve: V2G-Potential für 100.000 BEV für ein Zeitfenster von 240 Minuten
(es darf an allen Standorten ge-/entladen werden)

5.1.4 Variation der Lade-/ Entladeleistung pro BEV

Eine Erhöhung der Lade-/ Entladeleistung von 3,5 kW auf 10,5 kW pro BEV, führt dazu, dass jedes BEV maximal nur mehr ca. 86 Minuten² Energie ins Netz zurückspeisen kann. Der Grund dafür ist, dass die Grenze von $SOC_{min} = 40\%$, bis zu dieser die BEV entladen dürfen, nach dieser Zeit erreicht ist. Damit es möglich ist, 240 Minuten lang Ausgleichsenergie mit einer Leistung von 10,5 kW pro BEV ins Netz zurückzuspeisen, wird der Fahrzeugpool von 100.000 BEV in drei Teile geteilt. Das heißt, dass drei Sub-Fahrzeugpools mit 33.333 BEV nacheinander jeweils 80 Minuten mit 10,5 kW pro BEV Energie ins Netz zurückliefern müssen. In Tabelle 5.10 ist das Ergebnis der Simulation mit den Parametern aus Tabelle 5.9 angeführt. Die Werte in den Klammern entsprechen dem V2G-Leistungspotential der Sub-Zeitfenster mit einer Breite von 80 Minuten. Diese können durchaus sehr unterschiedlich sein, da die Anzahl der verfügbaren BEV 80 Minuten später nicht gleich der vorigen sein muss. Das V2G-Leistungspotential für das gesamte Zeitfenster mit einer Breite von 240 Minuten ist der kleinste Wert aus den einzelnen Sub-Zeitfenstern, da nur dieser über die gesamte Dauer garantiert werden kann.

$\frac{2 \cdot 25 \text{ kWh} \cdot (1-0,4)}{10,5 \text{ kW}} = 1,43 \text{ h}$

V2G-Dauer	3×80 min
Anzahl BEV am Markt	3×33.333 Stk.
Lade-/Entladeleistung pro BEV	10,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause
SOC_min	0,4

Tabelle 5.9: Simulationsparameter - Variation Lade-/ Entladeleistung

Ein Vergleich mit dem Ergebnis aus dem Basisszenario (siehe Tabelle 5.2) zeigt, dass eine Erhöhung der Lade-/ Entladeleistung nur in den Zeitfenstern von 0:00 - 4:00 Uhr und 20:00 - 24:00 Uhr eine Steigerung des V2G-Leistungspotentials von ca. 20 MW bis 30 MW bringt. Die Werte der übrigen Zeitfenster sind nahezu identisch denen des Basisszenarios.

Zeitfenster	V2G-Leistungspotential [MW]
0:00 - 4:00 Uhr	280 (280, 284, 285)
4:00 - 8:00 Uhr	178 (269, 238, 178)
8:00 - 12:00 Uhr	135 (143, 135, 140)
12:00 - 16:00 Uhr	146 (146, 150, 156)
16:00 - 20:00 Uhr	169 (169, 189, 205)
20:00 - 24:00 Uhr	236 (236, 260, 273)

Tabelle 5.10: V2G-Leistungspotential für die einzelnen Zeitfenster in welchen Minutenreserve angeboten werden kann (es kann nur zuhause ge-/entladen werden)

In Tabelle 5.11 kann für jedes Zeitfenster der Anteil der BEV am Markt entnommen werden, die Energie ins Netz zurückspeisen. Die Werte in den Klammern geben jenen Anteil der BEV an, welche die gesamte Dauer von 80 Minuten Regelleistung liefern können. Weiters kann der Tabelle der Anteil der BEV am Markt, welche von der Simulation ausgeschlossen werden, entnommen werden. Der Grund für den Ausschluss liegt darin, dass diese Fahrzeuge nach einer Ausgleichenergielieferung in ihrer Mobilität eingeschränkt sein würden. Ein Vergleich mit der Tabelle 5.3 mit den Ergebnissen des Basisszenarios zeigt, dass sich bei einer höheren Lade-/ Entladeleistung nur im ersten Zeitfenster mehr Fahrzeuge beteiligen. Dafür fällt der Anteil, der aus der Simulation ausgeschlossenen Fahrzeuge deutlich geringer aus als im Basisszenario. Der Grund dafür liegt in der höheren Ladeleistung. Sobald ein BEV an einem zum Laden des Batteriespeichers geeigneten Standort steht, wird dieser mit einer Ladeleistung von 10,5 kW deutlich schneller aufgeladen, als im Basisszenario mit 3,5 kW.

Zeitfenster	Anteil rückspeisender BEV [%]	Anteil ausgeschlossener BEV [%]
0:00 - 4:00 Uhr	91,0 (89,2)	0,35
4:00 - 8:00 Uhr	75,7 (55,3)	1,9
8:00 - 12:00 Uhr	51,0 (38,8)	0,35
12:00 - 16:00 Uhr	56,0 (42,3)	0,52
16:00 - 20:00 Uhr	68,1 (46,8)	0,25
20:00 - 24:00 Uhr	85,5 (75,0)	0,02

Tabelle 5.11: Anteil der ins Netz rückspeisenden BEV gemessen an der Anzahl der gesamt verfügbaren BEV am Markt und der Anteil an BEV, welche von der Simulation ausgeschlossen werden (es darf nur zuhause ge-/entladen werden)

5.2 Anzahl der benötigten BEV

In diesem Unterkapitel werden die unterschiedlichen Ergebnisse, die mit der Funktion *Anzahl der benötigten BEV über einen Tag* (siehe Kapitel 4.6) berechnet wurden, erläutert und diskutiert. Anfangs wird ein Basisszenario definiert und dessen Simulationsergebnisse veranschaulicht. Aufbauend auf diesem Szenario werden die Ergebnisse mit jenen bei einer Variation des Lade-/ Entladestandortes verglichen. Abschließend wird aufgezeigt, wie sich eine Ausgleichsenergielieferung dreimal am Tag auswirkt.

5.2.1 Basisszenario - Beteiligung an der Minutenreserve einmal pro Tag

Für das Basisszenario, zur Bestimmung der benötigten Anzahl an BEV am österreichischen Fahrzeugmarkt über einen Werktag, wird eine benötigte Regelleistung in der Höhe von 30 MW definiert. Anbieter von Minutenreserve können bei den täglich stattfindenden Auktionen eine Leistung zwischen 10 MW und 50 MW pro Zeitfenster anbieten (siehe Kapitel 2.4.3). Das Laden bzw. Entladen der Fahrzeuge ist nur am Standort *Zuhause* möglich. Weiters wird das Zeitfenster, in welchem Minutenreserve bereitgestellt werden soll, mit einer Breite von 240 Minuten definiert. Damit wird das „Worst-Case-Szenario“ (Regelleistung muss vier Stunden durchgehend aus einem Pool von BEV bereitgestellt werden) abgehandelt. Die Dauer von 240 Minuten ergibt sich aus den sechs möglichen Zeitfenstern für die Tertiärregelung zu je vier Stunden pro Tag.

In Abbildung 5.5 ist das Ergebnis der Simulation für das Basisszenario dargestellt. Die Simulation wurde mit den Parametern aus Tabelle 5.12 durchgeführt.

V2G-Dauer	240 min
geforderte Regelleistung	30 MW
Lade-/Entladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause
SOC_min	0,4

Tabelle 5.12: Basisszenario-Simulationsparameter

Das Diagramm zeigt die benötigte Anzahl an BEV am Markt, damit eine Regelleistung in der Höhe von 30 MW angeboten werden kann. Ein Wert in diesem Plot zu einem bestimmten Zeitpunkt entspricht jener Anzahl, welche ab diesem Zeitpunkt 240 Minuten lang am Markt vorhanden sein muss. Voraussetzung dafür ist, dass zuvor noch keine Regelleistung abgerufen wurde. Theoretisch könnte eine Regelleistung in der Höhe von 30 MW mit 9524 BEV³ bereitgestellt werden. Diese rein theoretische Grenze könnte nur dann erreicht werden, wenn jedes BEV einen ausreichend gefüllten Batteriespeicher hätte, zuhause am Netz angeschlossen wäre und mit einer Leistung von 3,5 kW ins Netz zurückspeisen würde. Zusätzlich wurde bei dieser Grenze ein Wirkungsgrad des bidirektionalen Ladegerätes von 0,9 berücksichtigt.

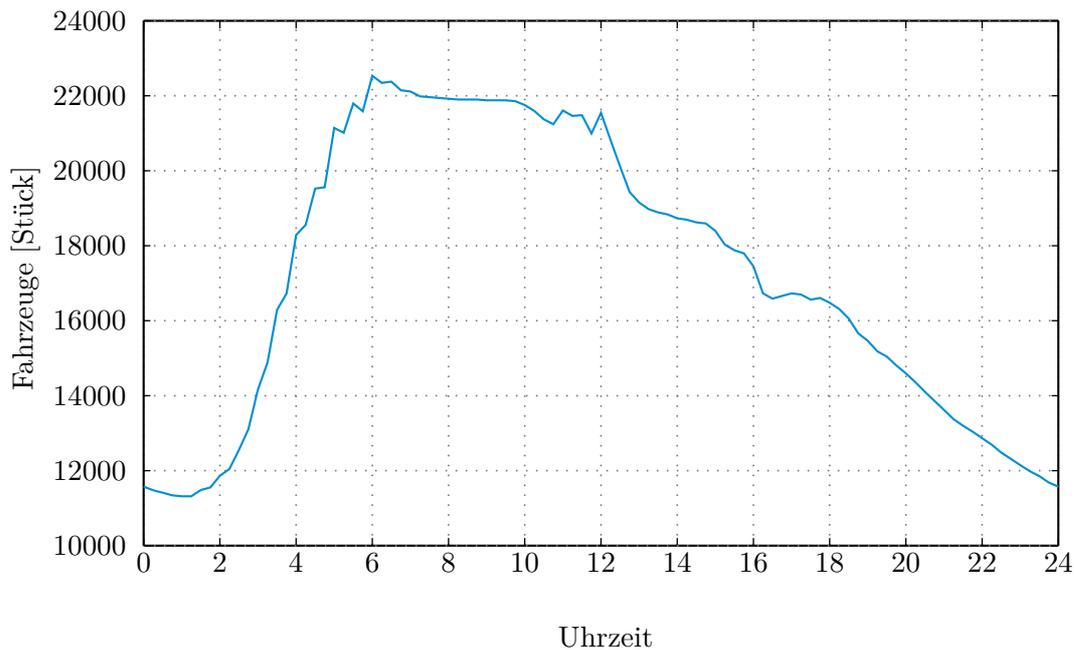


Abbildung 5.5: Anzahl der benötigten BEV für 30 MW Regelleistung für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf nur zuhause ge-/entladen werden)

Laut der Abbildung 5.5 variiert die Anzahl der am Markt benötigten BEV zwischen 11.317 und 22.533 Stück. Die meisten Fahrzeuge werden benötigt, wenn um 6:00 Uhr eine Ausgleichsenergielieferung stattfinden soll. Der Grund dafür ist, dass in der Zeit von 6:00 - 10:00 Uhr nur verhältnismäßig wenige Fahrzeuge am Standort *Zuhause* vorhanden sind, welche Energie

³ $\frac{30.000kW}{3,5kW \cdot \eta_{laden}} \hat{=} 9524BEV, \quad \eta_{laden} = 0,9$

ins Netz zurückspeisen können. In der Zeit von 23:00 - 02:00 Uhr sind die meisten Fahrzeuge zuhause, demnach werden hier nur zwischen ca. 11.300 und 12.000 BEV für eine Regelleistung von 30 MW für eine Zeitdauer von 240 Minuten benötigt.

5.2.2 Variation des Lade-/ Entladestandortes für die BEV

In diesem Unterpunkt wird bei der Simulation der Lade-/ Entladestandort *Arbeitsplatz* hinzugefügt. Das heißt, dass im Vergleich zu der vorhergehenden Simulation zusätzlich auch am Arbeitsplatz Energie von den BEV ins Netz zurückgespeist bzw. der Batteriespeicher geladen werden kann. Diese Variation interessiert vor allem darum, weil aufgrund des zusätzlichen V2G-Leistungspotentials, welches durch den zusätzlichen Standort bereit stehen würde, abschätzbar ist, ob ein Ladestellenausbau sinnvoll wäre.

In Abbildung 5.6 ist die Anzahl der benötigten BEV am Markt über einen Werktag, welche mit den Simulationsparametern aus Tabelle 5.13 berechnet wurde, dargestellt.

V2G-Dauer	240 min
geforderte Regelleistung	30 MW
Lade-/Entladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause + Arbeitsplatz
SOC_min	0,4

Tabelle 5.13: Simulationsparameter - Variation Lade-/ Entladestandort

Ein Vergleich mit der Basisszenario-Simulation (siehe Abbildung 5.5) zeigt, dass mit dem zusätzlichen V2G-Standort *Arbeitsplatz* die Anzahl der benötigten BEV am Markt deutlich gesenkt werden kann.

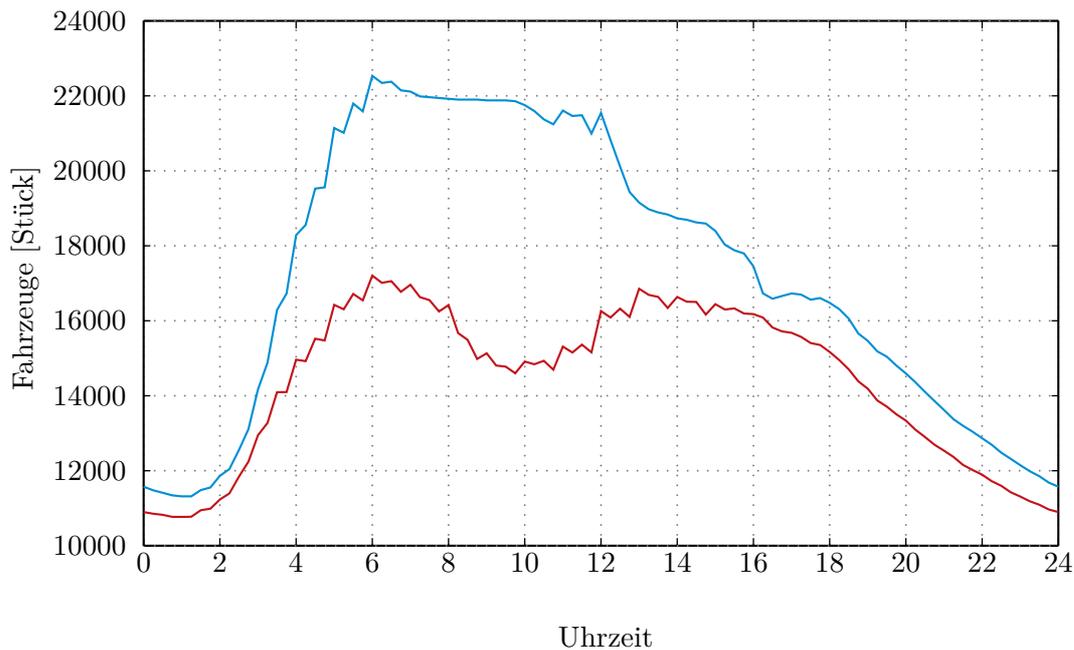


Abbildung 5.6: blaue Kurve: Basisszenario
 rote Kurve: Anzahl der benötigten BEV für 30 MW Regelleistung für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf zuhause und am Arbeitsplatz ge-/entladen werden)

Am deutlichsten ist der Vorteil in der Zeit zwischen 8:00 Uhr und 12:00 Uhr erkennbar. Im Basisszenario benötigt man in diesem Zeitfenster ca. 22.000 BEV am Markt, um für 240 Minuten 30 MW Regelleistung bereitzustellen. Durch die zusätzlich vorhandenen bidirektionalen Ladestationen am Arbeitsplatz, werden im Zeitfenster von 8:00 - 12:00 Uhr nur ca. 16.000 BEV benötigt. Die größte Einsparung wäre in einem Zeitfenster von 9:30 - 13:30 Uhr möglich. In diesem Zeitfenster würden nur ca. 14.600 BEV benötigt werden. Da aber bei den täglichen Auktionen der Minutenreserve dieses Zeitfenster nicht existiert, kann der maximal mögliche Vorteil nicht genutzt werden.

5.2.3 Beteiligung an der Minutenreserve dreimal am Tag

In diesem Unterpunkt wird eruiert, ob eine Ausgleichsenergielieferung an mehreren Zeitfenstern möglich ist. Es ist anzunehmen, dass Tertiärregelleistung mehrmals pro Tag angeboten werden könnte, wenn zwischen den Zeitfenstern genügend Zeitraum für das Laden des Batteriespeichers vorhanden ist. Eine Ausgleichsenergielieferung sechsmal pro Tag ist demnach nicht möglich, da die Batteriespeicher nicht 24 Stunden durchgängig Energie ins Netz zurückspeisen können. In Tabelle 5.14 sind die drei gewählten V2G-Zeitfenster angeführt, in denen Minutenreserve bereitgestellt werden soll. Zwischen den einzelnen Zeitfenstern besteht ein Zeitraum von vier Stunden in dem die Batteriespeicher wieder aufgeladen werden können.

Um Aussagen darüber treffen zu können, wie viele BEV nötig sind, damit dreimal pro Werktag

Ausgleichsenergie für 240 Minuten geliefert werden kann, benötigt man die MATLAB-Funktion *Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe* (siehe Kapitel 4.5). Diese Funktion berechnet neben den neuen SOC-Werten aller BEV auch das V2G-Leistungspotential und die Anzahl der benötigten BEV am Markt für einen vorgegebenen Zeitpunkt.

Ausgehend von den maximal 22.533 BEV, die für eine Regelleistung in der Höhe von 30 MW benötigt werden (siehe Kapitel 5.2.1) wird eine Berechnung mit der MATLAB-Funktion *Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe* mit den folgenden Simulationsparametern gestartet:

V2G-Dauer	240 min
V2G-Zeitfenster	0:00 - 4:00 Uhr
	8:00 - 12:00 Uhr
	16:00 - 20:00 Uhr
BEV am Markt	22.533 Stk.
geforderte Regelleistung	30 MW
Lade-/Entladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause
SOC_min	0,4

Tabelle 5.14: Simulationsparameter - Beteiligung an Minutenreserve dreimal am Tag

Diese Simulation berechnet die neuen Ladezustandsverläufe aller Fahrzeuge, welche Energie mit den in der Tabelle 5.14 vorgegebenen Parametern von 0:00 - 4:00 Uhr zurückgespeist haben. Das Ergebnis ist die Datengrundlage für die nächste Simulation, welche die SOC-Werte, die sich nach der Ausgleichsenergielieferung von 8:00 - 12:00 Uhr ergeben, berechnet. Diese Vorgehensweise wird auch für das nächste Zeitfenster (16:00 - 20:00 Uhr) angewendet.

Kommt es bei einer Simulation zu einem Programmabbruch, dann muss die Anzahl der BEV am Markt erhöht werden, da mit der vorgegebenen Anzahl die benötigte Regelleistung nicht geliefert werden kann. In diesem Fall bricht die Simulation für das dritte Zeitfenster ab, da die Batteriespeicher aller BEV, durch die vorangegangenen Ausgleichsenergielieferungen zu erschöpft sind.

Eine schrittweise Erhöhung der Anzahl der BEV am Markt ergab, dass die Simulation ab einer Stückzahl von 25.000 BEV erfolgreich durchgeführt werden kann. Das heißt, dass für eine Regelleistung in der Höhe von 30 MW, die in den oben angegebenen Zeitfenstern bereitgestellt werden soll, mindestens 25.000 BEV am Markt vorhanden sein müssen. Ausschlaggebend für die im Vergleich zum Basisszenario erhöhte Anzahl benötigter BEV ist, dass durch die dreimalige Beteiligung an der Ausgleichsenergielieferung viele Fahrzeuge die Grenze von SOC_min früher erreichen und somit keine Energie mehr ins Netz zurückspeisen können.

5.3 Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe

In diesem Unterkapitel wird analysiert, wie sich der Ladezustand eines beliebigen BEV ändert, wenn dieses an einer Ausgleichsenergielieferung teilnimmt. Anfangs wird der originale Ladezustandsverlauf (keine Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt) dem Ladezustandsverlauf, der sich bei einer einmaligen Teilnahme ergibt, gegenübergestellt. Abschließend wird ein Ladezustandsverlauf für ein BEV, welches dreimal pro Tag an einer Ausgleichsenergielieferung teilnimmt, berechnet und mit dem originalen verglichen.

Die folgenden Ergebnisse wurden mit der MATLAB-Funktion *Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe* (siehe Kapitel 4.5) berechnet. Die Funktion ermittelt im ersten Schritt das V2G-Leistungspotential welches für den vorgegebenen Zeitpunkt bereitgestellt werden könnte. Auf Basis dessen und der Höhe der geforderten Regelleistung werden die Ladezustandsverläufe aller beteiligten BEV neu berechnet.

5.3.1 Ladezustandsverlauf eines BEV bei einmaliger Beteiligung an Minutenreserve

In Abbildung 5.7 ist der Ladezustandsverlauf eines beliebigen Fahrzeugs dargestellt. Die blaue Kurve beschreibt den SOC-Verlauf dieses Fahrzeuges, der sich aufgrund der zurückgelegten Wege und der dazwischenliegenden Ladeprozesse ergibt. Die rote Kurve kennzeichnet den SOC-Verlauf desselben Fahrzeuges, wenn sich dieses an der Ausgleichsenergielieferung beteiligt.

Die Simulationsparameter für diese Regelenenergielieferung sind der Tabelle 5.15 zu entnehmen. Bei dieser Simulation wird die Entladeleistung nicht mehr fix vorgegeben, da diese von der Anzahl der ins Netz zurückspeisenden Fahrzeuge abhängt und für jede Minute während der Ausgleichsenergielieferung neu berechnet wird.

V2G-Dauer	240 min
Anzahl BEV am Markt	100.000 Stk.
V2G-Zeitfenster	16:00 - 20:00 Uhr
geforderte Regelleistung	30 MW
Ladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause
SOC_min	0,4

Tabelle 5.15: Simulationsparameter - Ladezustandsverlauf (einmalige Ausgleichsenergielieferung)

Abhängig von der Anzahl der ins Netz zurückspeisenden Fahrzeuge ergibt sich ein annähernd linearer Abfall des SOC-Standes ab 4:00 Uhr. Um 8:00 Uhr ist die Ausgleichsenergielieferung beendet und das Fahrzeug beginnt den Energiespeicher wieder aufzuladen. Der Ladeprozess

findet ungesteuert statt und wird solange fortgesetzt, bis der Batteriespeicher voll ist, oder das Fahrzeug den Ladestandort verlässt. Wie in Abbildung 5.7 zu erkennen ist, wird bis ca. 8:45 Uhr aufgeladen und anschließend abgebrochen, da ab diesem Zeitpunkt das Fahrzeug eine Wegstrecke zurücklegt.

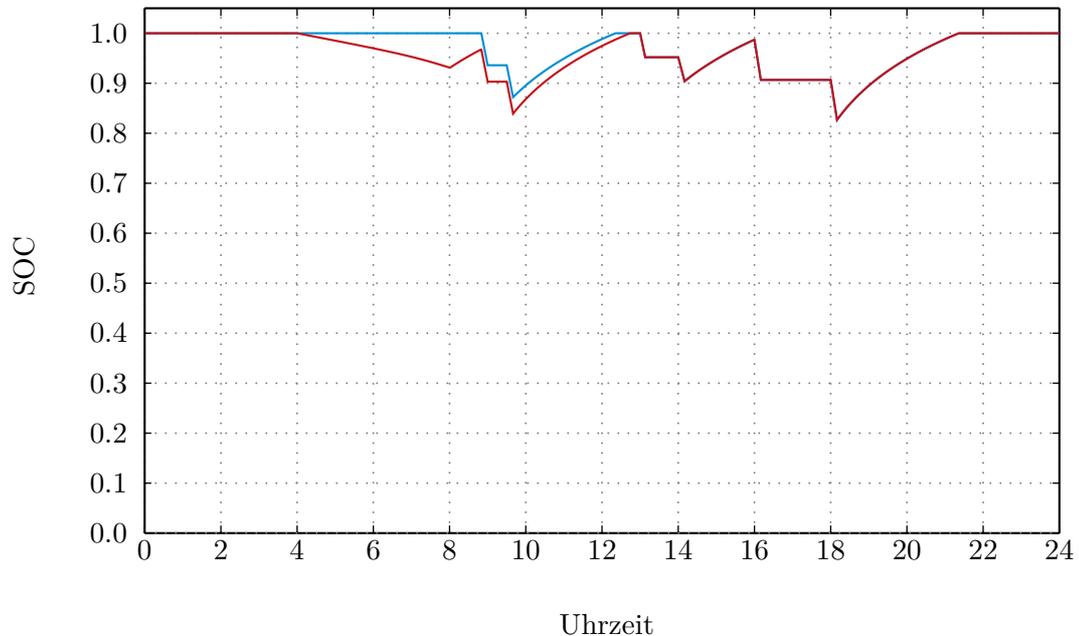


Abbildung 5.7: Vergleich des originalen (blaue Kurve) Ladezustandsverlauf (ohne Ausgleichsenergielieferung) und des SOC-Verlaufs, der sich nach einer Energierückspeisung ins Netz ergibt (rote Kurve)

5.3.2 Ladezustandsverlauf eines BEV bei dreimaliger Beteiligung an Minutenreserve

In diesem Unterpunkt wird erläutert, wie sich eine Ausgleichsenergielieferung dreimal pro Tag auf den Ladezustandsverlauf eines teilnehmenden BEV auswirkt. In Abbildung 5.8 ist das Ergebnis dieser Simulation dargestellt. Die blaue Kurve beschreibt den SOC-Verlauf dieses Fahrzeuges, der sich aufgrund der zurückgelegten Wege und der dazwischenliegenden Ladeprozesse ergibt. Die rote Kurve kennzeichnet den SOC-Verlauf, der sich nach dreimaliger Regelenergielieferung einstellt. Die Simulationsparameter für diese Regelenergielieferung sind der Tabelle 5.16 zu entnehmen.

V2G-Dauer	240 min
Anzahl BEV am Markt	100.000 Stk.
V2G-Zeitfenster	0:00 - 4:00 Uhr 8:00 - 12:00 Uhr 16:00 - 20:00 Uhr
geforderte Regelleistung	30 MW
Ladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause
SOC_min	0,4

Tabelle 5.16: Simulationsparameter - Ladezustandsverlauf (dreimalige Ausgleichsenergielieferung)

In Abbildung 5.8 ist innerhalb der drei V2G-Zeitfenster der annähernd lineare Abfall des Ladezustandes deutlich erkennbar (rote Kurve). Das hier dargestellte BEV speist nur im ersten Zeitfenster die vollen geforderten 240 Minuten Energie ins Netz zurück. Die Rückspesedauer der beiden anderen Zeitfenster ist verkürzt, da sich das Fahrzeug nicht die ganze Zeit am Standort *Zuhause* aufhält. Weiters ist zu erkennen, dass trotz dreimaliger Ausgleichsenergielieferung der SOC-Stand nie unter 0,7 fällt. Der Grund dafür ist, dass sich mit 100.000 BEV am Markt sehr viele Fahrzeuge an der Ausgleichsenergielieferung beteiligen und somit die Entnahmeleistung pro BEV relativ gering bleibt. Weiters ist zu erkennen, dass im Zeitfenster von 8:00 - 12:00 Uhr der SOC (rote Kurve) steiler abfällt als in den beiden anderen Zeitfenstern, da zu dieser Zeit deutlich weniger Fahrzeuge am Standort *Zuhause* verfügbar sind.

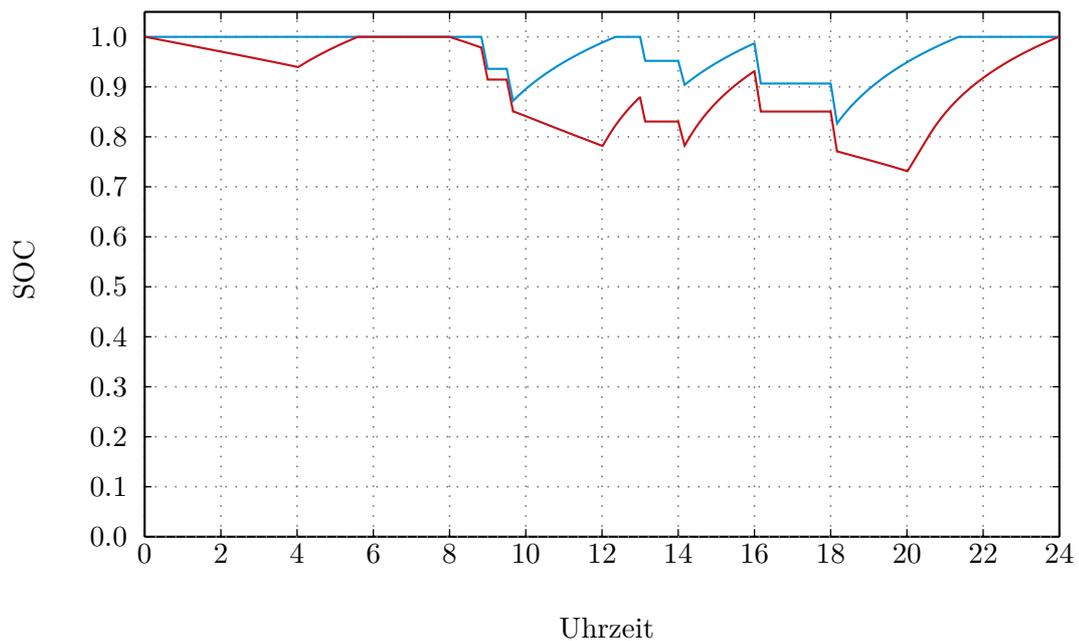


Abbildung 5.8: Vergleich des originalen (blaue Kurve) Ladezustandsverlauf (ohne Ausgleichsenergielieferung) und des SOC-Verlaufs, der sich nach einer dreimaligen Energierückspeisung ins Netz ergibt (rote Kurve)

5.4 Ladeleistungsbedarf der BEV

In diesem Unterkapitel wird der Ladeleistungsbedarf, welcher sich zufolge einer bzw. mehrere Ausgleichsenergielieferungen ergibt, berechnet. Dabei interessiert vor allem die Problematik des ungesteuerten Ladens der BEV. Nachfolgend wird zuerst der Ladeleistungsbedarf von 100.000 BEV berechnet, wenn diese zu keinem Zeitpunkt Regelleistung bereitstellen. Anschließend wird der Ladeleistungsbedarf unmittelbar nach einer Ausgleichsenergielieferung berechnet und dem ohne Beteiligung am Ausgleichsenergiemarkt gegenübergestellt.

Die Ergebnisse wurden mit den MATLAB-Funktionen *Ladeprofiltool* (siehe [20]) und *Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe* (siehe Kapitel 4.5) ermittelt.

5.4.1 Ladeleistungsbedarf pro Tag von 100.000 BEV

In Abbildung 5.9 ist der Ladeleistungsbedarf von 100.000 BEV über einen Tag dargestellt. Dies ist jener Bedarf, der sich nur aufgrund der zurückgelegten Wege der BEV ergibt. Die blaue Kurve ergibt sich, wenn nur am Standort *Zuhause* geladen werden darf, während die rote Kurve auch ein Laden am Standort *Arbeitsplatz* berücksichtigt. Die blaue Kurve zeigt, dass der Ladeleistungsbedarf am Abend (19:00 Uhr) am größten ist. Ausschlaggebend dafür ist, dass zwischen 16:00 und 18:00 Uhr die meisten Fahrzeuge nach Hause kommen und ans Netz zum Laden angeschlossen werden. Der Abfall der blauen Kurve ab 19:00 Uhr erklärt sich dadurch, dass ab diesem Zeitpunkt die Batteriespeicher vieler BEV wieder voll werden und den

Ladeprozess beenden. Vergleicht man die blaue und die rote Kurve, so erkennt man, dass durch den zusätzlichen Standort *Arbeitsplatz* die Abendspitze leicht gesenkt werden kann, dafür aber um 8:00 Uhr ein deutlich erhöhter Ladeleistungsbedarf besteht.

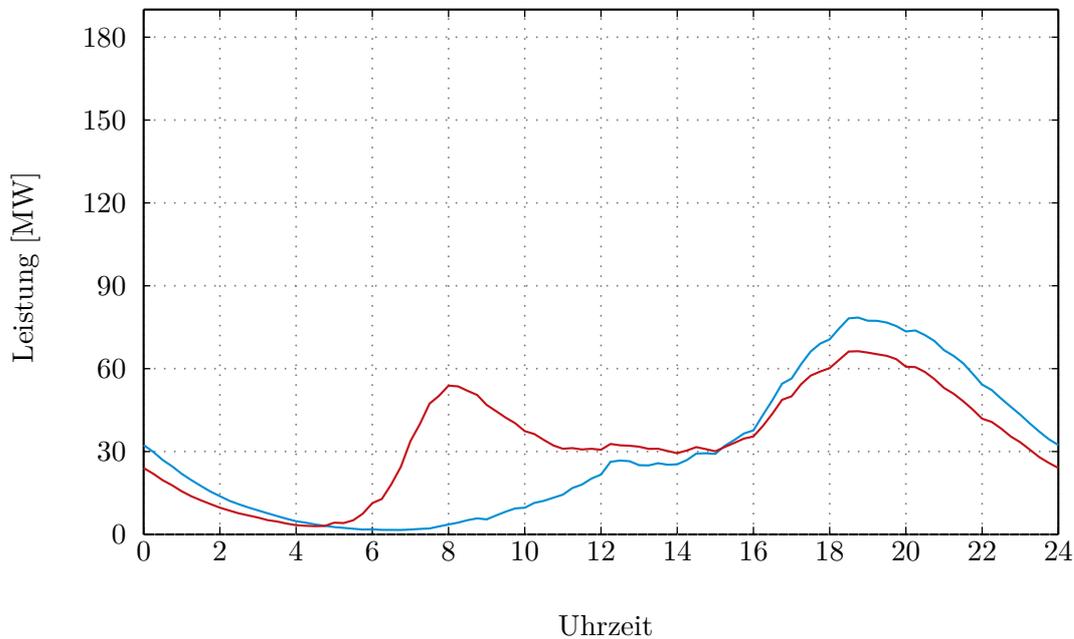


Abbildung 5.9: Ladeleistungsbedarf von 100.000 BEV
 blaue Kurve: es darf nur zuhause geladen werden
 rote Kurve: es darf zuhause und am Arbeitsplatz geladen werden

5.4.2 Ladeleistungsbedarf pro Tag von 100.000 BEV bei einmaliger Beteiligung an Minutenreserve

In diesem Unterpunkt wird der Ladeleistungsbedarf ermittelt, welcher sich unmittelbar nach einer Ausgleichsenergielieferung ergibt. In Abbildung 5.10 ist der Ladeleistungsbedarf ohne Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt (blaue Kurve) über einen Tag und die Spitze des Ladeleistungsbedarfs (rote Linie) nach einer Ausgleichsenergielieferung dargestellt.

Für die Berechnung der Spitze des Ladeleistungsbedarfs wurde eine Simulation mit den Parametern aus Tabelle 5.17 durchgeführt.

V2G-Dauer	240 min
Anzahl BEV am Markt	100.000 Stk.
V2G-Zeitfenster	16:00 - 20:00 Uhr
geforderte Regelleistung	30 MW
Ladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause
SOC_min	0,4

Tabelle 5.17: Simulationsparameter - Ladeleistungsbedarf (einmalige Ausgleichsenergielieferung)

In Abbildung 5.10 ist deutlich erkennbar, dass der Ladeleistungsbedarf zufolge einer vorangegangenen Ausgleichsenergielieferung um ein vielfaches höher ist, als der ohne Beteiligung am Ausgleichsenergiemarkt.

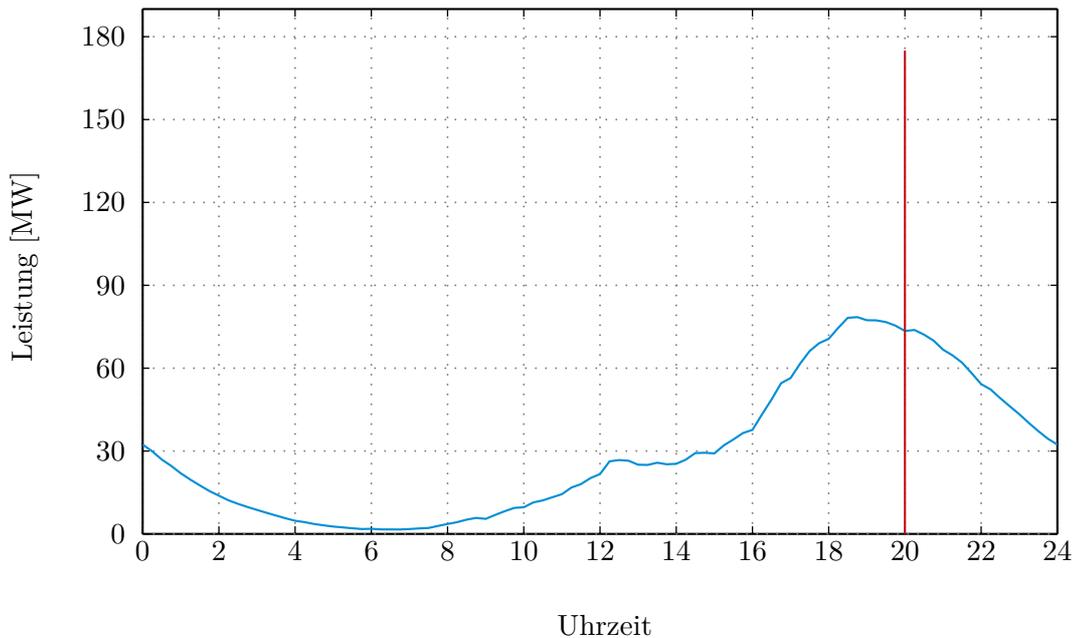


Abbildung 5.10: Ladeleistungsbedarf von 100.000 BEV - es darf nur zuhause geladen werden
 blaue Kurve: Ladeleistungsbedarf ohne Beteiligung am Ausgleichsenergiemarkt
 rote Linie: Spitze des Ladeleistungsbedarfs unmittelbar nach einer Ausgleichsenergielieferung

Der Grund dafür ist, dass alle BEV ungesteuert geladen werden. Das heißt, dass unmittelbar nach einer Regelenergielieferung sehr viele Fahrzeuge wieder das Aufladen des Batteriespeichers beginnen und somit eine sehr hohe Ladeleistungsspitze (rote Linie) aus der Sicht des Netzes entsteht. Abhilfe würde in diesem Fall ein gesteuertes Laden bringen. Simulationen mit gesteuertem Laden der BEV sind jedoch nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit.

5.4.3 Ladeleistungsbedarf pro Tag von 100.000 BEV bei dreimaliger Beteiligung an Minutenreserve

In diesem Unterpunkt wird im Gegensatz zu der vorangegangenen Berechnung der Ladeleistungsbedarf für 100.000 BEV für eine dreimalige Ausgleichsenergielieferung ermittelt. Weiters unterscheidet sich diese Simulation darin, dass die Fahrzeuge zuhause und am Arbeitsplatz geladen werden können.

In Abbildung 5.11 ist der Ladeleistungsbedarf ohne Teilnahme am Ausgleichsenergiemarkt (blaue Kurve) über einen Tag und die Spitzen des Ladeleistungsbedarfs (rote Linien) nach einer dreimaligen Ausgleichsenergielieferung dargestellt.

Für die Berechnung der Spitzen des Ladeleistungsbedarfs wurde eine Simulation mit den Parametern aus Tabelle 5.18 durchgeführt.

V2G-Dauer	240 min
Anzahl BEV am Markt	100.000 Stk.
V2G-Zeitfenster	0:00 - 4:00 Uhr 8:00 - 12:00 Uhr 16:00 - 20:00 Uhr
geforderte Regelleistung	30 MW
Ladeleistung pro BEV	3,5 kW
Lade-/Entladestandort	Zuhause + Arbeitsplatz
SOC_min	0,4

Tabelle 5.18: Simulationsparameter - Ladeleistungsbedarf (dreimalige Ausgleichsenergielieferung)

In Abbildung 5.11 ist wiederum deutlich erkennbar, dass der Ladeleistungsbedarf zufolge einer vorangegangenen Ausgleichsenergielieferung um ein vielfaches höher ist als der durchschnittliche. Bei einer zuvor bereitgestellten Regelleistung in der Höhe von 30 MW könnte man annehmen, dass der Ladeleistungsbedarf unmittelbar nach der Ausgleichsenergielieferung nur um diesen Wert größer ist als der durchschnittliche. Diese Annahme ist jedoch falsch, da während der Ausgleichsenergielieferung die Rückspeiseleistung pro BEV in diesem Fall deutlich kleiner ist als die Ladeleistung pro BEV. Die Entnahmeleistung pro Fahrzeug während der Regelenergielieferung wird durch die Anzahl der beteiligten BEV bestimmt und kann somit bei einer sehr hohen Anzahl deutlich geringer als die Ladeleistung (3,5 kW pro BEV) sein. Nach einer Ausgleichsenergielieferung werden alle Fahrzeuge, die an einem geeigneten Standort stehen, unmittelbar mit dem Laden des Batteriespeichers beginnen, womit sehr hohe Ladeleistungsspitzen (rote Linien) aus der Sicht des Netzes entstehen.

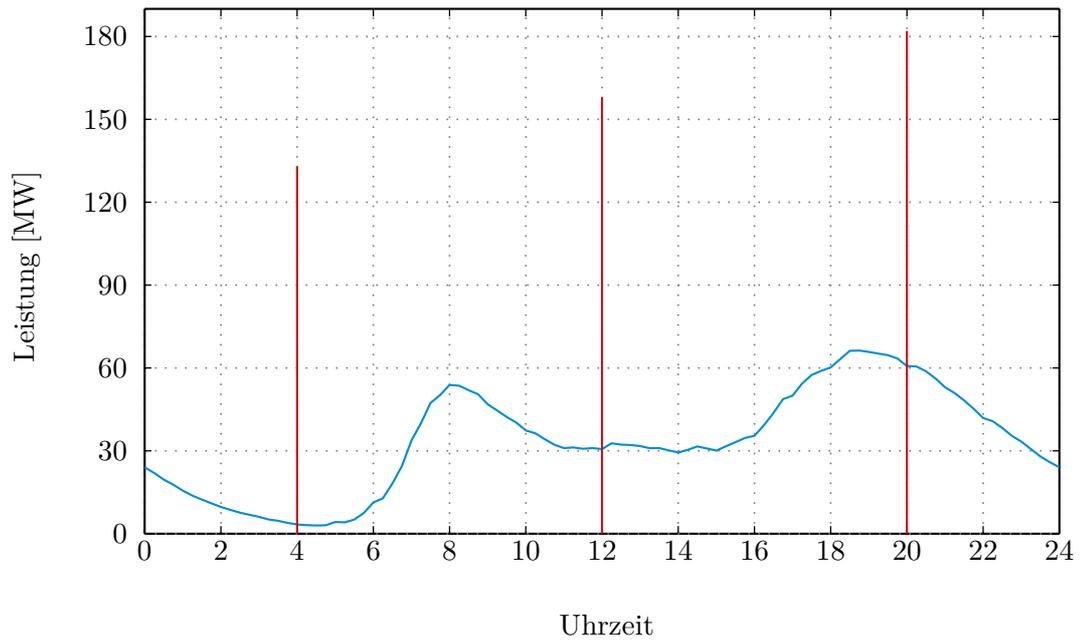


Abbildung 5.11: Ladeleistungsbedarf von 100.000 BEV - es darf zuhause und am Arbeitsplatz geladen werden
blaue Kurve: Ladeleistungsbedarf ohne Beteiligung am Ausgleichsenergiemarkt
rote Linien: Spitzen des Ladeleistungsbedarfs unmittelbar nach einer Ausgleichsenergielieferung

Kapitel 6

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel werden die Arbeit und die Ergebnisse zusammengefasst und ein Ausblick auf zukünftige Arbeiten zu dieser Thematik gegeben. Zuerst wird die Implementierung der Elektrofahrzeuge in das Stromnetz, sowie die daraus für diese Arbeit wesentliche Problemstellung erläutert. Danach werden die Ergebnisse der Implementierung zusammenfassend bewertet und abschließend ein kurzer Ausblick auf zukünftige Arbeiten und einhergehende Probleme gegeben.

6.1 Nutzung der Fahrzeugbatteriespeicher für Ausgleichsenergie

Voraussichtlich werden sich in Zukunft Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb durchsetzen und jene mit Verbrennungsmotor verdrängen. Dadurch wird ein riesiger Energiespeicher, bestehend aus vielen einzelnen Fahrzeugbatterien, entstehen. Dieser könnte abseits der Mobilität auch für Ausgleichsenergie genutzt werden und somit für die Stabilität des Übertragungsnetzes sorgen.

Da es zurzeit noch keine repräsentativen Verkehrsstudien über Elektrofahrzeuge gibt, musste auf Daten, die aus einer Befragung zum niederösterreichischen Mobilitätsverhalten aus dem Jahr 2008 stammen, zurückgegriffen werden. Die Daten beinhalten Informationen bezüglich der Länge der Wegstrecken, Abfahrtszeitpunkte, Zweck der zurückgelegten Wege und die Dauer der zurückgelegten Wege. Diese wurden von Fahrzeugen, mit konventionellem Verbrennungsmotor, erhoben. Damit konnten Ladezustandsverläufe für 4746 Fahrzeuge berechnet werden, die sich ergeben würden, falls diese Daten von Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb wären. Die somit individuell generierten SOC-Verläufe für jedes BEV sind die Datengrundlage der vorliegenden Arbeit.

Auf Basis dieser Daten wurden mit MATLAB mehrere Funktionen zur Berechnung des V2G-Leistungspotentials entwickelt. Dieses Potential kann für eine bestimmte Dauer, der zu liefernden Regelleistung und einer vorgegebenen Anzahl an Elektrofahrzeugen am Markt berechnet werden. Weiters ist es mit den MATLAB-Funktionen möglich, die Anzahl der benötigten BEV am Markt zu berechnen, damit eine bestimmte Regelleistung für eine vorgegebene Dauer bereitgestellt werden kann.

6.2 Bewertung der Implementierung

Aus den vorangegangenen Simulationen erkennt man, dass bei einer Anzahl von 100.000 BEV am Markt bereits eine Regelleistung für die Minutenreserve in der Höhe von 134 MW - 257 MW angeboten werden kann, wenn vorausgesetzt wird, dass sich alle Fahrzeuge am V2G beteiligen. Um das zu erreichen, sind bidirektionale Ladestationen, mit einer Anschlussleistung von 3,5 kW am Standort *Zuhause* erforderlich. Die große Schwankung in der Höhe der verfügbaren Regelleistung ist auf die einzelnen Zeitfenster, in welchen Minutenreserve für 240 Minuten angeboten werden soll, zurückzuführen. Die höchsten Rückspeiseleistungen sind in den Zeitfenstern von 20:00 - 4:00 Uhr möglich. Der Grund dafür ist, dass in dieser Zeit die meisten der am Markt verfügbaren BEV zuhause sind und somit für eine Leistungsrückspeisung ins Netz eingesetzt werden können. Weiters stellte sich heraus, dass in der Zeit von 0:00 - 8:00 Uhr zwar eine relativ hohe Regelleistung zwischen 175 MW und 275 MW angeboten werden kann, jedoch der Anteil der von der Simulation ausgeschlossenen Fahrzeuge¹ mit 2,23% - 3,7% im Vergleich zu den anderen Zeitfenstern relativ hoch ausfällt. Im Zeitfenster von 20:00 - 24:00 Uhr müssen mit 0,1% nur sehr wenig BEV von der Simulation ausgeschlossen werden, damit die Mobilitätsgarantie erhalten bleibt. Der Grund für den, in diesem Zeitfenster gering ausfallenden Anteil der ausgeschlossenen Fahrzeuge ist, dass nach Ende der Ausgleichsenergielieferung um 24:00 Uhr noch sehr viel Zeit zum Laden des Batteriespeichers übrig bleibt, bis die Fahrzeuge den Standort wechseln.

Durch das Hinzufügen eines zusätzlichen Lade-/ Entladestandortes *Arbeitsplatz* zum Standort *Zuhause*, stellte sich bei der Simulation heraus, dass vor allem im Zeitraum von 6:00 - 14:00 Uhr das V2G-Leistungspotential gesteigert werden kann. Das Minimale V2G-Leistungspotential, welches zuvor 133 MW ausmachte, steigerte sich durch den zusätzlichen Lade-/ Entladestandort auf 174 MW. Ein weiterer positiver Effekt ist, dass der Anteil der rückspeisenden BEV in allen Zeitfenstern über 80% liegt. Durch den hohen Grad der Beteiligung an der Leistungsrückspeisung, sinkt auch der Anteil der BEV, die von der Simulation ausgeschlossen werden müssen, da somit pro Fahrzeug weniger Energie entnommen werden muss.

Wird die Lade-/ Entladeinfrastruktur soweit ausgebaut, dass an allen Standorten ge-/ entladen werden kann, dann könnte das V2G-Leistungspotential um weitere 20 MW angehoben werden. Dieser Vorteil wird aber voraussichtlich die Nachteile der immensen Kosten für eine flächendeckende Lade-/ Entladeinfrastruktur nicht kompensieren können.

Eine Erhöhung der Lade-/ Entladeleistung von 3,5 kW auf 10,5 kW pro BEV hat zur Folge, dass ein Fahrzeug maximal 86 Minuten Energie ins Netz zurückspeisen kann. Damit trotzdem eine Tertiärregelleistung für eine Dauer von 240 Minuten angeboten werden kann, wird der Fahrzeugpool mit 100.000 BEV auf drei Sub-Pools mit je 33.333 BEV aufgeteilt. Jeder dieser

¹Es werden bei den Simulationen jene Fahrzeuge von der Berechnung ausgeschlossen, die nach einer Ausgleichsenergielieferung in ihrer Mobilität eingeschränkt sein würden.

Sub-Pools speist nacheinander für 80 Minuten die geforderte Regelleistung ins Netz zurück. Durch die höhere Entnahmelistung pro BEV kann somit in den Zeitfenstern von 20:00 - 4:00 Uhr das V2G-Leistungspotential um ca. 20 MW bis 30 MW angehoben werden. Positiv wirkt sich die höhere Lade-/ Entladeleistung auch auf den Anteil der von der Simulation ausgeschlossenen BEV aus. Lediglich im Zeitfenster von 4:00 - 8:00 Uhr müssen über ein Prozent der vorhandenen BEV von der Berechnung ausgeschlossen werden, damit deren Mobilität nicht eingeschränkt wird.

Für eine vorgegebene Regelleistung von 30 MW, welche 240 Minuten bereitgestellt werden soll, werden ca. zwischen 11.300 und 22.500 BEV am österreichischen Fahrzeugmarkt benötigt, wenn am Standort *Zuhause* mit 3,5 kW pro BEV ge-/ entladen werden kann. Die große Bandbreite ist wieder auf die einzelnen Zeitfenster, in welchen die Ausgleichsenergielieferung stattfinden soll zurückzuführen. Für eine Regelleistungslieferung in der Zeit von 0:00 - 4:00 Uhr würden ca. 12.000 BEV am Markt benötigt werden - im Zeitfenster 8:00 - 12:00 Uhr hingegen ca. 22.000 Stück. Wird zusätzlich der Standort *Arbeitsplatz* betrachtet, werden im Zeitfenster von 8:00 - 12:00 Uhr nur mehr 16.000 BEV für eine Regelleistung in der Höhe von 30 MW benötigt.

Für eine Teilnahme an der Minutenreserve in drei der sechs möglichen Zeitfenster

- 0:00 - 4:00 Uhr
- 8:00 - 12:00 Uhr
- 16:00 - 20:00 Uhr

werden mindestens 25.000 BEV am Markt benötigt, damit eine Leistung von 30 MW ins Netz zurückgespeist werden kann.

Beim Vergleich des Ladeleistungsbedarfs, der sich ohne einer Beteiligung am Ausgleichsenergie Markt ergibt und der Ladeleistung der BEV unmittelbar nach einer Ausgleichsenergielieferung stellte sich heraus, dass es zu sehr hohen Ladespitzen aufgrund des ungesteuerten Ladens der Batteriespeicher kommt. Der Ladeleistungsbedarf nach einer Regelleistungslieferung kann bis zu 28 mal höher sein als der durchschnittliche. Ausschlaggebend dafür ist, dass sehr viele Fahrzeuge am Ende einer Ausgleichsenergielieferung gleichzeitig zum Laden beginnen.

6.3 Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird das V2G-Leistungspotential, welches unter anderem von einer bestimmten Anzahl an vorhandenen BEV am Markt abhängt, ermittelt. Dabei wurde angenommen, dass alle Fahrzeuge ungesteuert geladen werden. Das heißt, dass der Batteriespeicher jedes BEV sofort geladen wird, sobald sich dieses an einem zum Laden geeigneten Standort befindet. Wie bereits zuvor erwähnt, kommt es dadurch zu sehr hohen Ladeleistungsspitzen unmittelbar nach einer Ausgleichsenergielieferung. Hier bedarf es einer weiteren Untersuchung, wie sich diese

Spitzen auf das Übertragungsnetz auswirken würden, wie sie eventuell durch gesteuertes Laden der BEV verringert werden könnten und wie sich das auf das V2G-Leistungspotential auswirken würde.

Bei einer großen Anzahl von Elektrofahrzeugen am Markt, könnten die Batteriespeicher dieser Fahrzeuge auch für Notsituationen wie etwa Blackouts eingesetzt werden. Da hier die Energie sehr rasch bereitgestellt werden müsste, bedarf es einem ausgeklügeltem Kommunikationssystem, damit die Rückspeisung ins Netz schnellst möglich einsetzen könnte. Dabei muss untersucht werden, ob die Kommunikation zwischen den Fahrzeugen und dem Übertragungsnetz mit den herkömmlichen Telefonleitungen bewerkstelligt werden könnte, oder etwa die Funkrundsteuer-technik besser dazu geeignet wäre.

Literaturverzeichnis

- [1] APCS Power Clearing and Settlement AG. [apcs.at](http://www.apcs.at). Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.apcs.at>; zuletzt besucht am 02.06.2011.
- [2] Austrian Power Grid AG. Funktion der Primärregelung. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.regelleistung.at/marktinformationen/funktion>; zuletzt besucht am 18.02.2011.
- [3] Austrian Power Grid AG. Installierte Kraftwerksleistung. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/installierte-leistung>; zuletzt besucht am 09.03.2011.
- [4] Austrian Power Grid AG. Lastprognose. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/last/lastprognose>; zuletzt besucht am 22.02.2011.
- [5] Austrian Power Grid AG. Netzregelung. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung>; zuletzt besucht am 07.03.2011.
- [6] Austrian Power Grid AG. Neuorganisation der Primärregelung. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.regelleistung.at/regelwerk/neuorganisation>; zuletzt besucht am 02.03.2011.
- [7] Bundesumweltministerium. [erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de). Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de>; zuletzt besucht am 08.06.2011.
- [8] V. Crastan. *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. Springer Verlag, 2007.
- [9] V. Crastan. *Elektrische Energieversorgung 2: Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, Alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung*. Springer Verlag, 2008.
- [10] [derStandard.at](http://derstandard.at). Deutsche Koalition einig: Atomausstieg bis 2022. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://derstandard.at/1304553188996/Atomenergie-Deutsche-Koalition-einig-Atomausstieg-bis-2022>; zuletzt besucht am 01.08.2011.
- [11] E-CONTROL. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung $\geq 110\text{kV}$.

- Online-Quelle, 2008. Online verfügbar unter: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/tor-b-20081027-v2.pdf>; zuletzt besucht am 03.03.2011.
- [12] E-CONTROL. Akteure auf dem österreichischem Strommarkt. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/akteure>; zuletzt besucht am 10.05.2011.
- [13] E-CONTROL. Ausgleichsenergie. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strommarkt/ausgleichsenergie>; zuletzt besucht am 07.03.2011.
- [14] E-CONTROL. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/TOR_A_20110302_v1-8.pdf; zuletzt besucht am 07.03.2011.
- [15] European Network of Transmission System Operators for Electricity. The Association. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/the-association/>; zuletzt besucht am 01.08.2011.
- [16] M. Herry, I. Steinacher, and R. Tomschy. Mobilität in NÖ - Ergebnisse der landesweiten Mobilitätsbefragung 2008, 2008.
- [17] Interessengemeinschaft Windkraft Österreich. igwindkraft.at. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://igwindkraft.at/redsystem/mmedia/2011.02.07/1297075499.pdf>; zuletzt besucht am 14.06.2011.
- [18] International Energy Agency. Technology Roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles, 2011.
- [19] W. Kempton and J. Tomic. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*.
- [20] M. Litzlbauer. Erstellung und Modellierung von stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB. Master's thesis, Technische Universität Wien, 2009.
- [21] Nissan. Nissan - Zero Emission. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.nissan-zeroemission.com/EN/LEAF/specs.html>; zuletzt besucht am 16.08.2011.
- [22] OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. oem-ag.at. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.oem-ag.at>; zuletzt besucht am 14.03.2011.
- [23] H. Popelka and G. Christiner. Warum Windenergie keine konventionellen Kraftwerke ersetzt und ein leistungsfähiges Übertragungsnetz benötigt. *Elektrotechnik und Informationstechnik*, 4:128–132, 2004.

- [24] A. Schuster. Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen. Master's thesis, Technische Universität Wien, 2008.
- [25] Statistik Austria. Bestand an Kraftfahrzeugen 2010. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html; zuletzt besucht am 20.06.2011.
- [26] Österreichs E-Wirtschaft. oesterreichsenergie.at. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://oesterreichsenergie.at>; zuletzt besucht am 08.06.2011.
- [27] TU Wien, Inst.f. Elektrische Anlagen u. Energiewirtschaft. Wesentliche Ergebnisse der E-Mobilitätsmodellregoin VLOTTE. Online-Quelle, 2011. Online verfügbar unter: <http://www.e-connected.at/content/broschüren-1-leitfäden>; zuletzt besucht am 16.08.2011.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Mitgliedsstaaten des ENTSO-E	4
2.2	Lastprognose für die Regelzone APG für den 16.02.2011	7
2.3	Tagesleistungsdiagramm mit unterschiedlichem Kraftwerkseinsatz	8
2.4	Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommarkt	9
2.5	Anteil erneuerbarer Energien am österreichischen Strommarkt	10
2.6	Ausbau der Windkraft in Österreich	10
2.7	Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch	12
2.8	Grafische Darstellung der Leistungs-Frequenz-Regelung	13
3.1	Berechnete durchschnittliche Aufenthaltsdauer eines Fahrzeuges an einem Werktag in Niederösterreich	21
3.2	Standortverteilung des niederösterreichischen MIV-Fahrzeugsamples an einem Werktag	21
3.3	Ladezustandsverlauf eines der betrachteten Fahrzeuge	22
3.4	Vergleich unterschiedlicher Batteriesysteme	25
3.5	Ladeleistungsverhalten in Abhängigkeit des SOC von Lithium-Ionen-Batterien	27
4.1	Auflistung aller für das V2G-Modell verwendeten Eingangsparameter und Ausgangsgrößen	30
4.2	Programmablaufplan für die Berechnung des V2G-Leistungspotentials über einen ganzen Tag	33
4.3	Ladezustandsverlauf eines BEV, dessen SOC 0.0 unterschreiten würde	36
4.4	Programmablaufplan für die Berechnung des V2G-Leistungspotentials für einen bestimmten Zeitpunkt	37
4.5	Programmablaufplan für die Berechnung der neuen Ladezustandsverläufe	38
4.6	Programmablaufplan für die Berechnung der benötigten Anzahl an BEV am Markt über einen Tag	41
5.1	V2G-Potential für 100.000 BEV für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf nur zuhause ge-/entladen werden)	45
5.2	V2G-Potential für 50.000 und 100.000 BEV für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf nur zuhause ge-/entladen werden)	48
5.3	V2G-Potential für 100.000 BEV für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf zuhause und am Arbeitsplatz ge-/entladen werden)	49

5.4	V2G-Potential für 100.000 BEV für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf an allen Standorten ge-/entladen werden)	51
5.5	Anzahl der benötigten BEV für 30 MW Regelleistung für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf nur zuhause ge-/entladen werden)	54
5.6	Anzahl der benötigten BEV für 30 MW Regelleistung für ein Zeitfenster von 240 Minuten (es darf zuhause und am Arbeitsplatz ge-/entladen werden)	56
5.7	Vergleich des originalen Ladezustandsverlauf (ohne Ausgleichsenergielieferung) und des SOC-Verlaufs, der sich nach einer Energierückspeisung ins Netz ergibt .	59
5.8	Vergleich des originalen Ladezustandsverlauf (ohne Ausgleichsenergielieferung) und des SOC-Verlaufs, der sich nach einer dreimaligen Energierückspeisung ins Netz ergibt	61
5.9	Ladeleistungsbedarf von 100.000 BEV	62
5.10	Spitze des Ladeleistungsbedarfs von 100.000 BEV bei einmaliger Ausgleichsenergielieferung	63
5.11	Spitze des Ladeleistungsbedarfs von 100.000 BEV bei dreimaliger Ausgleichsenergielieferung	65

Tabellenverzeichnis

2.1	Ökostrom-Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich	11
3.1	Batterieparameter	26
5.1	Basisszenario-Simulationsparameter (Berechnung V2G-Leistungspotential)	44
5.2	V2G-Leistungspotential für die einzelnen Zeitfenster in welchen Minutenreserve angeboten werden kann (es kann nur zuhause ge-/entladen werden und es werden 100.000 BEV am Markt angenommen)	46
5.3	Anteil der ins Netz rückspeisenden BEV gemessen an der Anzahl der gesamt verfügbaren BEV am Markt	47
5.4	Simulationsparameter - Variation Anzahl BEV	47
5.5	Simulationsparameter - Variation (1) Lade-/ Entladestandort	48
5.6	V2G-Leistungspotential für die einzelnen Zeitfenster in welchen Minutenreserve angeboten werden kann (es kann zuhause und am Arbeitsplatz ge-/entladen werden und es werden 100.000 BEV am Markt angenommen)	49
5.7	Anteil der ins Netz rückspeisenden BEV gemessen an der Anzahl der gesamt verfügbaren BEV am Markt (Variation Lade-/ Entladestandort)	50
5.8	Simulationsparameter - Variation (2) Lade-/ Entladestandort	50
5.9	Simulationsparameter - Variation Lade-/ Entladeleistung	52
5.10	V2G-Leistungspotential für die einzelnen Zeitfenster in welchen Minutenreserve angeboten werden kann (Variation Lade-/ Entladeleistung)	52
5.11	Anteil der ins Netz rückspeisenden BEV gemessen an der Anzahl der gesamt verfügbaren BEV am Markt (Variation Lade-/ Entladeleistung)	53
5.12	Basisszenario-Simulationsparameter (Berechnung der Anzahl der benötigten BEV)	54
5.13	Simulationsparameter - Variation Lade-/ Entladestandort	55
5.14	Simulationsparameter - Beteiligung an Minutenreserve dreimal am Tag	57
5.15	Simulationsparameter - Ladezustandsverlauf (einmalige Ausgleichsenergielieferung)	58
5.16	Simulationsparameter - Ladezustandsverlauf (dreimalige Ausgleichsenergielieferung)	60
5.17	Simulationsparameter - Ladeleistungsbedarf (einmalige Ausgleichsenergielieferung)	63
5.18	Simulationsparameter - Ladeleistungsbedarf (dreimalige Ausgleichsenergielieferung)	64