

# Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft

in Zusammenarbeit mit



# Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft

**erstellt durch**

Prof. DI Mag. Dr. Heinz Stigler  
DI Dr. Christoph Gutschi  
DI Gernot Nischler  
DI Wilhelm Süßenbacher  
DI Stefan Otzasek

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation  
der Technischen Universität Graz  
Inffeldgasse 18 8010 Graz  
[www.iee.tugraz.at](http://www.iee.tugraz.at)

[Stigler@tugraz.at](mailto:Stigler@tugraz.at)

Graz, April 2010  
im Auftrag von Oesterreichs Energie

## Kurzfassung

In der vorliegenden Studie werden die möglichen Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft untersucht. Das erste Kapitel beinhaltet den Stand der Technik und mögliche Entwicklungen der Energiespeichertechnologien für Elektromobilität. Dabei zeigt sich, dass die derzeit verfügbaren Batterien wirtschaftlich und technisch betrachtet das Hauptthemmnis für eine hohe Marktdurchdringung elektrisch betriebener Fahrzeuge darstellen. Die laufenden Forschungen und Entwicklungen lassen aber insbesondere bei auf Lithium basierenden Akkumulatoren Potenziale erkennen, um in Zukunft höhere Reichweiten bei niedrigeren Investitionskosten zu erreichen.

Die Fragestellungen bzgl. Errichtung der Ladeinfrastruktur werden hinsichtlich der Herausforderungen für die Verteilernetzbetreiber aufgezeigt. Dabei werden die für zukünftige unternehmerische Entscheidungen relevanten Faktoren behandelt. Dazu gehören der Aufstellungsort und die geografische Verteilung der Ladeinfrastruktur, die Ladekonzepte und Anschlussleistung, Normung und Standardisierung bzgl. Ladekabel, Stecker und Kommunikationsmöglichkeiten, Anforderungen an die Sicherheit der Ladestationen und eventuelle Netzurückwirkungen durch die Gleichrichter der Ladeeinheiten der Batterien. Die Errichtung der Ladeinfrastruktur ist insbesondere in der Anfangsphase der Elektromobilität ein kritischer Faktor, wenn es darum geht, den Vorteil der geringen Energiekosten von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen nicht durch kostenintensive Ladeinfrastruktur zu schmälern. Selbiges gilt für Abrechnungssysteme an öffentlichen Ladestationen. In der Studie werden unterschiedliche Abrechnungssysteme miteinander verglichen. Dabei werden die Logistik und die resultierenden Kostenstrukturen auf ihre Anwendbarkeit hinsichtlich Elektromobilität untersucht.

Zur Abschätzung der Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem wurde ein Simulationsmodell entwickelt, welches es erlaubt, unter Berücksichtigung verschiedener Marktdurchdringungsraten von Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen den zusätzlichen Strombedarf in stündlicher Auflösung zu ermitteln. Der Zusatzbedarf elektrischer Energie durch Elektromobilität bleibt bei den angenommenen Szenarien im unteren einstelligen Prozentbereich. Es zeigt sich jedoch die Notwendigkeit lastbeeinflussender Maßnahmen, um eine Erhöhung der Lastspitzen zu vermeiden. Weiters wird eine Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen für unterschiedliche Stromaufbringungsmöglichkeiten und unter Berücksichtigung der Einsparungen im Bereich der konventionellen Antriebe vorgenommen. Im Szenario mit „realistischem Zuwachs“ mit rund 110.000 Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen im Jahr 2020 ergibt sich ein Jahresstrombedarf in der Größenordnung von 0,2 % (entspricht 121 GWh) vom prognostizierten Stromverbrauch. Im Falle der Aufbringung des Ladestrombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen bedeutet dies ein Einsparungspotenzial von rund 200.000 t Kohlendioxid im Jahr 2020. Für das Maximalszenario 20 % Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge im Jahr 2020 (entspricht 900.000 Fahrzeugen) zeigt sich ein jährlicher Stromverbrauch von rund 1,5 % (entspricht 1.072 GWh) und ein Emissionseinsparungspotenzial von bis zu 1,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Die Fortführung dieses Szenarios ergibt für das Jahr 2030 einen Fahrzeugbestand von 2,1 Millionen Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen, deren Stromverbrauch rund 3 % des Gesamtstromverbrauchs (entspricht 2.471 GWh) beträgt. Das Emissionseinsparungspotenzial bei Aufbringung aus Ökostrom wurde für 2030 mit rund 3,6 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> abgeschätzt.

Bei der Realisierung von Modellregionen könnten in Zukunft lokal hohe Dichten elektrisch betriebener Fahrzeuge erreicht werden. In der Studie wird für derartige Fälle eine Extremfallsimulation durchgeführt, bei der davon ausgegangen wurde, dass alle Haushalte einer Wohnsiedlung ein elektrisch angetriebenes Fahrzeug besitzen. Die Ergebnisse zeigen, dass eine ungesteuerte Ladung zu einer Überschreitung der Anschlussleistung führen kann. Durch laststeuernde Maßnahmen kann eine Überschreitung der maximal zulässigen Leistung verhindert werden.

Die in der Studie untersuchten Möglichkeiten zur Laststeuerung zeigen, dass die Tonfrequenzrundsteuerung für die Anfangsphase der Elektromobilität eine zweckmäßige und günstige Variante zur Laststeuerung darstellt. Für Elektromobilität im großen Stil sind jedoch Konzepte mit umfassenden Steuerungs- und Kommunikationsmöglichkeiten notwendig. Daher ist ein Kapitel dem Überblick über die heute zu diesen Zwecken einsetzbaren Systeme gewidmet. Auch Möglichkeiten der Laststeuerung durch preisliche Anreize werden diskutiert.

Das Konzept „vehicle-to-grid“ wird einer kritischen Betrachtung unterzogen. Eine Analyse der Investitionskosten und der in der praktischen Anwendung des „vehicle-to-grid“ auftretenden Problemstellungen kommt zu dem Ergebnis, dass bei der derzeitigen technologischen und wirtschaftlichen Reife der Batterien für Elektrofahrzeuge der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken dem „vehicle-to-grid“-Konzept eindeutig vorzuziehen ist.

Abschließend werden die in Österreich und Europa laufenden Pilotprojekte und Initiativen beschrieben, wodurch die Aktualität dieser Thematik untermauert wird.

## Abstract

The present study investigates possible impacts of future electric mobility on the Austrian electricity industry. In the first chapter the state-of-the-art and prospective developments of electricity storage technologies are described. It is shown that state-of-the-art batteries still are the main economic and technical barriers to market entry of electric vehicles, but ongoing research and development, especially in the segment of lithium based batteries, show promising potentials for higher cruising ranges and lower investment costs in the future.

The issues concerning installation of public loading infrastructure are analysed in respect to the involved challenges for distribution grid operators. Factors which are relevant for future management decisions are highlighted. These factors are possible locations and geographical distribution of installations, different loading concepts and power requirements, ongoing standardization processes regarding cables, plugs and communication concepts, safety requirements and system perturbations of rectifiers. Especially during the introduction phase of electric mobility it might be a critical factor not to reduce the economic benefit of low energy costs by the installation of cost-intensive loading infrastructure. This fact is equally significant for accounting systems at public battery charging stations. The most common accounting systems are compared and their practicability for electric mobility regarding process management and cost structures is investigated in the study.

A simulation model for the hourly demand of battery charging power was developed for the assessment of future impacts on the Austrian electricity system. The model considers different market shares of battery electric vehicles (BEV) and plug-in-hybrid electric vehicles (PHEV) and allows the calculation of future scenarios. As a result of the applied scenarios, the future energy demand for battery loading will stay below 3.1 % of the total electricity demand in Austria until 2030. Nevertheless the comparably low energy demand could cause a significant increase in peak demand, thus load shedding measures should be taken into consideration. Further an assessment of the reduction of greenhouse gas emissions is performed for different methods of electricity generation. In the scenario with a “realistic growth rate”, which leads to about 110,000 electrified vehicles (BEV and PHEV) in 2020, the additional energy demand for battery charging is in the range of 0.2 % of the national demand (equivalent to 121 GWh). In this scenario about 200,000 tons of carbon dioxide emissions will be saved in 2020 if renewable sources are used for electricity generation. In the second scenario the “maximum possible growth rate” of electric mobility is assessed with 20 % of the fleet i.e. about 900,000 electrified cars in 2020. This scenario shows an increase of 1.5 % in the national electricity demand (equivalent to 1,072 GWh) and emission savings of about 1.5 Mt CO<sub>2</sub> in 2020. The prolongation of the maximum scenario until 2030 leads to an electric vehicle fleet (BEV and PHEV) of 2.1 million in Austria, which causes about 3 % additional electricity demand (equivalent to 2,471 GWh) and reduces up to 3.6 Mt CO<sub>2</sub> in 2030 if the electricity is produced from renewable sources.

The realization of model regions for electric mobility might implicate high densities of electric cars in some regions. A simulation of such an extreme case for the distribution grid was carried out in the study for a block of 100 apartments where each household is using an electric vehicle. The simulation results point out that uncontrolled battery charging could lead to temporary overload in the connection line of the block, but any overload can be prevented by the application of simple load control methods.

A survey of the characteristics of state-of-the-art load control systems shows that audio-frequency remote control, which is mainly used in Austria, will be the most convenient system to control the battery charging process during the introduction phase of electric mobility. If e-mobility is realized in large scale, it will be required to introduce advanced concepts for load control and communication. Therefore a chapter of the study deals with the advantages and disadvantages of various systems available on the market. Additionally, the possibilities of load control by economic incentives are discussed.

An analysis of the idea of vehicle-to-grid deals with economic and technical aspects. Vehicle-to-grid has to be compared to the extension of existing pumped storage power plants, which is the established method of increasing power storage capacities in Austria. Due to economic disadvantages and some technical issues vehicle-to-grid is not a reasonable option with the state-of-the-art battery technology.

National and international initiatives and pilot projects are described in the last chapter. The high number of ongoing activities re-emphasizes the topicality of the subject.

## Vorwort

Elektromobilität ist derzeit ein vieldiskutiertes Thema im Energie- und Verkehrssektor. Viele aktuelle Studien beschäftigen sich mit technologischen und ökologischen Aspekten von elektrisch betriebener Individualmobilität. Parallel dazu schreiten Normungsvorschläge voran und europaweit wird eine Vielzahl von Pilotprojekten vorangetrieben, welche einerseits bereits gute Ergebnisse liefern, jedoch in der praktischen Umsetzung auch neue Fragestellungen aufwerfen. Diese Fragestellungen sind technischer, energiewirtschaftlicher, organisatorischer oder juristischer Natur und erfordern Reaktionen der beteiligten Akteure.

Das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz wurde von Oesterreichs Energie beauftragt, einige dieser offenen Fragestellungen zu untersuchen und so eine Entscheidungshilfe für die Strategiefindungsprozesse in der Elektrizitätswirtschaft bereit zu stellen.

Der vorgegebene Aufgabenbereich umfasst primär jene Thematiken, welche von wesentlicher Bedeutung für die österreichische Elektrizitätswirtschaft sind, aber dennoch bisher nur am Rande der öffentlichen Diskussion über Elektromobilität aufscheinen. Dementsprechend werden in der vorliegenden Studie die Themen Energiespeicherung, Ladesysteme für Elektromobilität und Verrechnungssysteme eingehend untersucht und dargestellt. Des Weiteren wird die Bedeutung der Ladelastbeeinflussung aufgezeigt und abschließend kurz auf einige volkswirtschaftliche Aspekte der Elektromobilität eingegangen.

Da bereits eine Vielzahl an Publikationen zu Elektrofahrzeugen und allgemeinen Aspekten der Elektromobilität verfügbar ist, werden diese allgemeineren Bereiche in der vorliegenden Arbeit nur gestreift, gegebenenfalls wird auf weiterführende Literatur verwiesen.

Neben den genannten Autoren trugen auch Experten aus den Mitgliedsunternehmen von Oesterreichs Energie sowie die Mitglieder des Expertengremiums „Neue Energietechnologien“ durch Beratung und fachliche Anregungen zum Gelingen der Arbeit bei.

Die Autoren danken den Experten für die Mitwirkung an den Workshops, die Bereitschaft zu Auskünften und die vielen konstruktiven Anmerkungen.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Zusammenfassung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Batterietechnologien.....	1
1.2 Herausforderungen an Verteilernetzbetreiber.....	1
1.3 Modellierung des Strombedarfs für Elektromobilität und der Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft anhand verschiedener Entwicklungsszenarien.....	4
1.4 Möglichkeiten der Lastbeeinflussung.....	5
1.5 Abrechnungssysteme.....	6
1.6 Herausforderungen an Stromerzeuger und Vertrieb.....	7
1.7 Weitere Aspekte der Elektromobilität.....	7
<b>2. Energiespeichertechnologien für den Einsatz in der Elektromobilität</b> .....	<b>8</b>
2.1 Funktionsweise, Nenn- und Betriebsgrößen einer Batterie.....	8
2.1.1 Energie und Nennkapazität.....	9
2.1.2 Nennspannung.....	10
2.1.3 Laderate und Entladerate (C-Rate).....	10
2.1.4 Energiedichte und spezifische Energie.....	10
2.1.5 Leistungsdichte und spezifische Leistung.....	10
2.1.6 Nominale Spannung und Zellenspannung.....	10
2.1.7 Entladeschlussspannung.....	10
2.1.8 Innenwiderstand.....	11
2.1.9 Zyklenfestigkeit und Lebensdauer.....	11
2.1.10 Batterienutzungsgrad und Ladefaktor.....	12
2.2 Derzeit eingesetzte Batterietypen und abschließender Vergleich.....	13
2.2.1 Nickel-Metallhydrid Batterie.....	13
2.2.2 Natrium-Nickelchlorid Batterie.....	16
2.2.3 Lithium-Ionen Batterie.....	17
2.2.4 Lithium-Polymer Batterie.....	22
2.2.5 Lithium-Titanat Batterie.....	23
2.2.6 Gegenüberstellung und abschließender Vergleich der Batterietechnologien.....	24
2.3 Doppelschicht-Kondensatoren als Speicher in der Elektromobilität.....	26
2.4 Entwicklung neuer Batterietechnologien.....	27
2.5 Laden von Batterien für Elektrofahrzeuge.....	29
2.5.1 Ladeverfahren von Nickel-Metallhydrid Batterien.....	29
2.5.2 Ladeverfahren von Lithium-Ionen Batterien.....	29
2.5.3 Auswirkungen von Schnellladung auf Batterien.....	30
<b>3. Herausforderungen für Verteilernetzbetreiber</b> .....	<b>32</b>
3.1 Aufstellungsort der Ladestation.....	33
3.2 Ladekonzepte und Anschlussleistung.....	35
3.2.1 Anschlussleistung der Ladestation und damit einhergehende Ladekonzepte.....	35
3.3 Normung und Standardisierung.....	40
3.4 Investitionserfordernisse für die Errichtung von Ladestationen.....	45

3.5	<b>Geografische Verteilung der Ladeinfrastruktur .....</b>	<b>51</b>
3.6	<b>Anforderung an die Sicherheit der Ladestation .....</b>	<b>52</b>
3.7	<b>Ladeinheit der Batterie.....</b>	<b>53</b>
<b>4.</b>	<b>Allgemeine Grundlagen zu Elektrofahrzeugen .....</b>	<b>56</b>
4.1	<b>Derzeitiger Fahrzeugbestand .....</b>	<b>56</b>
4.2	<b>Allgemeines zu Elektrofahrzeugen und Hybridfahrzeugen .....</b>	<b>56</b>
4.2.1	Elektrofahrzeuge .....	56
4.2.2	Hybridfahrzeuge.....	58
4.2.3	Plug-In-Hybridantrieb .....	60
4.2.4	Leistungsbedarf eines Fahrzeuges.....	63
4.2.5	Verbrauchscharakteristik von konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmaschine .....	66
4.2.6	Verbrauchscharakteristik von Elektrofahrzeugen.....	66
4.2.7	Verbrauch von Hybridfahrzeugen .....	67
4.3	<b>Marktübersicht über ausgewählte Elektro- und Plug-In-Hybrid- Fahrzeuge .....</b>	<b>68</b>
4.3.1	CityEL .....	68
4.3.2	NICE Mega City .....	69
4.3.3	NICE Ze-O .....	69
4.3.4	Tesla Roadster.....	69
4.3.5	Twike .....	70
4.3.6	Plug-In-Hybridauto BYD F3DM .....	70
4.4	<b>Kostenvergleich zwischen Elektrofahrzeug und konventionellem Dieselfahrzeug.....</b>	<b>71</b>
4.5	<b>Pedelec und Elektrofahrräder.....</b>	<b>73</b>
4.6	<b>Kurz- und mittelfristiges Marktpotenzial der Elektromobilität .....</b>	<b>74</b>
4.6.1	Marktpotenzial für Elektroautos .....	74
4.6.2	Marktpotenzial für Plug-In-Hybridautos .....	74
<b>5.</b>	<b>Modellierung des Strombedarfs für Elektromobilität und der Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft .....</b>	<b>76</b>
5.1	<b>Eingangsvariablen des Simulationsmodells .....</b>	<b>76</b>
5.2	<b>Ergebnisse des Simulationsmodells .....</b>	<b>76</b>
5.3	<b>Daten der zugrunde gelegten Fahrzeugtypen .....</b>	<b>77</b>
5.3.1	Typ 1 – Plug-In-Hybridauto.....	77
5.3.2	Typ 2 – Sportliches Elektroauto.....	77
5.3.3	Typ 3 – Sparsames Elektroauto .....	77
5.4	<b>Bestandsentwicklung.....</b>	<b>78</b>
5.4.1	Gesamtbestand an PKW .....	78
5.4.2	Entwicklung der Anzahl der Elektrofahrzeugtypen im Modell.....	78
5.5	<b>Stromverbrauch der Fahrzeuge .....</b>	<b>79</b>
5.6	<b>Modellierung des Batterieladestromes .....</b>	<b>79</b>
5.6.1	Einzelfahrzeuge .....	79
5.6.2	Fahrzeugflotten mit unterschiedlicher täglicher Fahrzeugnutzung .....	81
5.6.3	Beispiele für modellierte Ladekurven.....	81
5.7	<b>Verteilungen der täglichen Wegstrecken im Fahrzeug.....</b>	<b>83</b>

<b>5.8</b>	<b>Lastgang der Ladeleistung</b> .....	<b>85</b>
<b>5.9</b>	<b>Summenlastgang</b> .....	<b>86</b>
<b>5.10</b>	<b>Extremfallbetrachtung</b> .....	<b>87</b>
<b>5.11</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Einsparung</b> .....	<b>89</b>
5.11.1	Berechnung des maximalen Einsparungspotenzials.....	89
5.11.2	Berechnung der Emissionen durch den Kraftstoffverbrauch des Typs 1.....	91
5.11.3	Berechnung der Emissionen durch den zusätzlichen Stromverbrauch .....	91
5.11.4	Abschätzung der Netto-Emissionseinsparung .....	94
<b>6.</b>	<b>Entwicklungsszenarien des Strombedarfs für Elektromobilität</b> .....	<b>95</b>
<b>6.1</b>	<b>Allgemeine Annahmen</b> .....	<b>96</b>
<b>6.2</b>	<b>Szenario „realistischer Zuwachs“</b> .....	<b>97</b>
6.2.1	Ungesteuerte Ladung.....	98
6.2.2	Gesteuerte Ladung .....	100
6.2.3	Schlussfolgerung aus dem Szenario „realistischer Zuwachs“ .....	101
<b>6.3</b>	<b>Szenario „20 % in 2020“</b> .....	<b>101</b>
6.3.1	Ungesteuerte Ladung.....	103
6.3.2	Gesteuerte Ladung .....	105
6.3.3	Schlussfolgerung aus dem Szenario „20 % in 2020“ .....	106
<b>6.4</b>	<b>Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“</b> .....	<b>107</b>
6.4.1	Ungesteuerte Ladung 2030.....	109
6.4.2	Gesteuerte Ladung 2030.....	110
6.4.3	Schlussfolgerung des fortgeführten Szenarios „20 % in 2020“ .....	112
<b>6.5</b>	<b>Szenarienübersicht</b> .....	<b>112</b>
<b>6.6</b>	<b>Extremfallbetrachtung: mögliche Auswirkungen auf das Verteilernetz</b> .....	<b>113</b>
6.6.1	Ergebnisse der Extremfallbetrachtung.....	114
6.6.2	Schlussfolgerung.....	116
<b>7.</b>	<b>Möglichkeiten der Lastbeeinflussung</b> .....	<b>117</b>
<b>7.1</b>	<b>Tonfrequenzrundsteuerungen</b> .....	<b>117</b>
7.1.1	Allgemeines .....	117
7.1.2	Lastmanagement mittels TFR im Bereich der Elektromobilität.....	118
<b>7.2</b>	<b>Funk-Rundsteuerung</b> .....	<b>118</b>
7.2.1	Allgemeines .....	118
7.2.2	Lastmanagement mittels Funkrundsteuerung im Bereich der Elektromobilität .....	119
<b>7.3</b>	<b>Smart Metering</b> .....	<b>119</b>
7.3.1	Allgemeines .....	119
7.3.2	Advanced Meter Management (AMM).....	120
<b>7.4</b>	<b>Lastmanagement mittels Smart Metering für den Einsatz in der Elektromobilität</b> .....	<b>125</b>
7.4.1	Lastschaltung.....	125
7.4.2	Bepreisung.....	125
7.4.3	Anforderungsprofil für Smart Meter im Bereich der Elektromobilität.....	131

<b>8. Abrechnungssysteme</b> .....	<b>133</b>
8.1 Stromrechnung.....	133
8.2 Bezahlung mittels Bankomatkasse.....	133
8.3 Bezahlung mittels Quick-Terminal .....	135
8.4 Barzahlungsautomat.....	135
8.5 Prepaid.....	136
8.6 Mobiltelefon (Paybox) .....	136
8.7 Abrechnungsmöglichkeiten nach Ladeort .....	137
8.7.1 Abrechnung im Privathaushalt.....	137
8.7.2 Abrechnung außerhalb des Privathaushaltes .....	137
8.8 Besitzverhältnisse einer öffentlichen Ladestation.....	139
8.9 Kostenvergleich unterschiedlicher Verrechnungssysteme .....	140
8.9.1 Berechnung „Best Case“-Szenario .....	140
8.9.2 Berechnung „Worst Case“-Szenario.....	143
<b>9. Weitere Aspekte der Elektromobilität</b> .....	<b>147</b>
9.1 Potenziale zur Aufbringung der Ladeenergie durch neue Ökostromanlagen.....	147
9.1.1 Wasserkraft.....	147
9.1.2 Potenzial der Windkraft .....	148
9.1.3 Abschätzung der theoretischen Realisierbarkeit regenerativer Mobilität .....	148
9.2 Volkswirtschaftliche Aspekte von Elektromobilität .....	149
9.3 Bewertung der Idee des Vehicle-to-Grid.....	151
9.3.1 Allgemeines .....	151
9.3.2 Vergleich der Kapazitätskosten über die Zyklenlebensdauer bezogen auf die gesamte Speicherkapazität .....	152
<b>10. Pilotprojekte zur Elektromobilität in Österreich und in Europa</b> .....	<b>155</b>
10.1 VLOTTE Vorarlberg .....	156
10.2 ElectroDrive Salzburg .....	157
10.3 Lebensland Kärnten .....	158
10.4 Energie Graz E-Mobilität .....	158
10.5 Linz AG StromMobil .....	159
10.6 austrian mobile power .....	160
10.7 Park&Charge .....	160
10.8 MINI E Pilotprojekt.....	163
10.9 e-mobility Berlin .....	164
10.10 365-Energy Group .....	165
10.11 Better Place .....	166
<b>11. Verzeichnisse</b> .....	<b>168</b>
11.1 Abbildungsverzeichnis .....	168
11.2 Tabellenverzeichnis .....	171
11.3 Literaturverzeichnis .....	173
<b>12. Kontaktliste</b> .....	<b>181</b>

# 1. Zusammenfassung

Die Elektromobilität gehört zu den aktuell stark diskutierten Themen zu Energie, Verkehr und Umwelt, da sie verspricht, in allen drei Bereichen zukünftige Lösungsmöglichkeiten für aktuelle Problemstellungen anzubieten. Das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz wurde von Oesterreichs Energie mit einer Studie über die Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft beauftragt. Ziel der vorliegenden Studie war es, die Thematik umfassend aufzuarbeiten und dabei insbesondere die elektrizitätswirtschaftlich relevanten Faktoren sowie Ansatzpunkte für unternehmerische Entscheidungen zu untersuchen. Es wurde demnach darauf geachtet, ein möglichst realistisches Bild der aktuellen Technologie zu erarbeiten und dabei aktuelle Trends auch kritisch zu beleuchten. Einleitend werden der Stand der Technik sowie mögliche Entwicklungstendenzen im Bereich der Energiespeichermöglichkeiten für den Einsatz in Elektrofahrzeugen dargestellt. Anschließend folgt eine Untersuchung möglicher zukünftiger Herausforderungen für Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der Ladeinfrastruktur. Eine Quantifizierung der Anforderungen an die Elektrizitätswirtschaft erfolgt durch ein Szenariomodell für verschiedene Marktdurchdringungsraten elektrisch betriebener Fahrzeuge in den kommenden Jahren. Ebenfalls werden in der Studie Möglichkeiten zur Lastbeeinflussung sowie Lösungsansätze zur Realisierung von Abrechnungssystemen für die an Ladestationen geladenen Energiemengen behandelt. Weitere Analysen wurden hinsichtlich der positiven Umweltwirkungen der Elektromobilität angestellt. Abschließend folgt eine Zusammenfassung derzeit laufender Pilotprojekte und Initiativen zur Elektromobilität in Österreich und Europa. Dadurch wird der aktuell vielfach erwartete Aufschwung dieses Technologiefeldes eindrucksvoll untermauert, sowie mögliche Strukturen künftiger Wertschöpfungsketten untersucht.

## 1.1 Batterietechnologien

Die Batterie definiert das Energiespeichervermögen und somit die Reichweite eines Elektrofahrzeuges. Sie ist die Schnittstelle zwischen Ladestation und Fahrzeug und nicht zuletzt deshalb *der* kritische Bauteil in Elektrofahrzeugen. So stellen derzeit verfügbare Lithium-Ionen Batterien mit Kosten bis zu 1.500 EUR/kWh einen wesentlichen Kostenfaktor dar. Hinzu kommen begrenzte Zyklenfestigkeit und die Problematik, dass Schnellladung die Lebensdauer der Batterie sehr negativ beeinflusst. Zwar gibt es vielversprechende Entwicklungen (z.B. die Lithium-Titanat Batterie oder die ZEBRA-Batterie), die geringen produzierten Stückzahlen, die damit einhergehenden hohen Kosten und die fehlende Praxiserfahrung begrenzen deren Einsatz in Elektrofahrzeugen aber auf wenige Prototypen. Für Hybridfahrzeuge kommen daher nach wie vor Nickel-Metallhydrid Batterien bzw. für reine Elektrofahrzeuge eher Lithium-Ionen-Akkus zum Einsatz.

## 1.2 Herausforderungen an Verteilernetzbetreiber

Für den Verteilernetzbetreiber ist es wichtig, beim Aufbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge hinsichtlich folgender Kriterien zu unterscheiden:

1. Aufbau der Ladeinfrastruktur
2. Aufstellungsort der Ladestationen

3. Anschlussleistung der Ladestation
4. Normen und Standards für die Steckverbindung
5. Investitionserfordernisse
6. Mögliche Netzurückwirkungen durch die Ladeinheit der Batterie

### **Aufbau der Ladeinfrastruktur**

Für den Aufbau der Ladeinfrastruktur ist zu bedenken, dass rund 65 % der Bevölkerung in Österreich in Ballungsräumen lebt. Hinzu kommt, dass rund 71 % der Arbeitsplätze in diesen Ballungszentren liegen. In den letzten Jahren konnte zudem eine Zunahme der Pendeldistanzen in die Ballungsräume erhoben werden.

### **Aufstellungsort der Ladestation**

Grundsätzlich kann zwischen folgenden drei Aufstellungsorten unterschieden werden.

- a) Aufstellung zu Hause: Die Ladung zu Hause erfolgt im günstigsten Fall über Nacht. Die Anschlussleistung liegt zwischen 3,7 kW (230V/16A/1~) und 11 kW (400V/16A/3~). Dabei ist insbesondere auf die abendliche Lastspitze im Netz Rücksicht zu nehmen, welche durch das Aufladen von Elektrofahrzeugen nicht zusätzlich erhöht werden soll. Die Ladung über mehrere Stunden nachtsüber ist zudem für die derzeit verfügbaren Batterien schonend und positiv für deren Zyklenfestigkeit (zyklische Lebensdauer). Ein weiterer Vorteil einer Ladung zu Hause ist die Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur sowie bei Nachtladung eine Erhöhung des Grundlastanteils im Lastprofil.
- b) Aufstellung am Arbeitsplatz: Die Aufladung am Arbeitsplatz erfolgt während der Arbeitszeit über mehrere Stunden. Durch Maßnahmen wie Lastabschaltung soll eine Zunahme der mittäglichen Lastspitzen vermieden werden.
- c) Aufstellung an öffentlichen Plätzen (Einkaufs- und Freizeitzentren, Kinos usw.): Die durchschnittlichen Ladedauern an öffentlichen Plätzen sind aufgrund der meist geringen Aufenthaltsdauern eher kurz. Vielfach wird gerade mit öffentlichen Ladestationen der Begriff Schnellladung in Verbindung gebracht. Aus Sicht der Technologie derzeit verfügbarer Batterien wirkt sich Schnellladung negativ auf die Zyklenfestigkeit aus. Hinzu kommen der hohe Investitionsaufwand derartiger Ladestationen aufgrund der höheren benötigten Leistungen, für die notwendige Kühlung bzw. die externe Ladeinheit für die Batterie.

### **Anschlussleistung der Ladestation**

Die Ladedauer der Batterie ist von der Ladeleistung abhängig. Die Begriffe Langsamladung, beschleunigte Ladung und Schnellladung werden häufig verwendet, sind jedoch nicht einheitlich bestimmten Bereichen der Ladeleistung zugeordnet. Eine mögliche Einteilung ist folgende: Die Langsamladung bewegt sich üblicherweise in dem Bereich um 3,7 kW (230V/16A/1~). Von beschleunigter Ladung (semi-fast charging) spricht man zwischen 7,4 kW (230V/32A/1~) und 11 kW (400V/16A/3~). Alles über 11 kW fällt unter den Begriff Schnellladung.

### **Normen und Standards**

Da es sich bei einem Elektrofahrzeug sowohl um ein Fahrzeug im herkömmlichen Sinne als auch um ein elektrisches Betriebsmittel handelt, beschäftigen sich in Kooperation die ISO und das IEC mit der Normung im Bereich der Elektromobilität. Für den Bereich „elektrische Betriebsmittel“ sind die Teile 1, 21 und 22 der Norm IEC 61851 und Teil 1 der Norm IEC

62196 gültig. Für Juni bzw. Juli 2010 ist eine Neuauflage der Norm IEC 61851 in Vorbereitung. Hinzu kommen laufende Normungsprozesse hinsichtlich Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug sowie hinsichtlich Gleichstromladung. Das Unternehmen MENNEKES hat überdies einen Normvorschlag für eine einheitliche Steckerverbindung inkl. Ladekabel an das IEC gerichtet, welcher derzeit diskutiert wird. Laut Presstext Austria vom 20. April 2009 haben sich die größten europäischen Energieversorger und Autokonzerne auf einen einheitlichen Ladeanschluss für Elektroautos geeinigt.

### **Investitionserfordernisse an Ladestationen**

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die reinen Energiekosten eines Elektroautos im Vergleich mit jenen eines Verbrennungsmotors sehr gering sind und die Effizienz des Elektromotors sehr hoch ist. Der Vorteil der geringen Energiekosten könnte allerdings durch hohe Investitionserfordernisse an die Ladestation aufgehoben werden. Daher erscheint eine Konzentration auf Ladestationen, welche vorhandene Infrastruktur nutzen, wirtschaftlich betrachtet vorteilhafter als Schnellladestationen. Da sich die Elektromobilität und mit ihr der Aufbau der Ladeinfrastruktur noch am Beginn der Markteinführung befindet, sind viele Ladestationen teure Prototypen. Daher ist ein Kostenvergleich nur schwer möglich. Ladestationen mit der Anschlussleistung im Bereich zwischen 3,7 kW und 11 kW kosten je nach Ausstattung (Anzahl der Stecker, Verrechnungssysteme, Intelligenz wie z.B. automatische Erkennung des Nutzers der Ladestation usw.) und Entwicklungsstand zwischen EUR 500 und EUR 4.000. Diese Preisspanne berücksichtigt weder Kosten für die Errichtung der Ladestation (z.B. Grabungskosten) noch Netzanschlusskosten oder sonstige für die Inbetriebnahme einer Ladestation anfallende Kosten. Prototypen sind teilweise noch wesentlich teurer. Je nachdem, wie hoch die Anschaffungskosten der Ladestation sind, kann ein erforderlicher Strompreiszuschlag in Abhängigkeit der durchschnittlichen Nutzungsdauer berechnet werden, mit dem die jährlichen Fixkosten gedeckt werden können. Bei z.B. 8 Stunden Nutzung pro Tag beträgt dieser Zuschlag bei einer Ladestation für EUR 3.000 rund 8 cent/kWh, hingegen bei einer Ladestation für EUR 650 nur knapp ein 2 cent/kWh. Die Schlussfolgerung ist, dass die Lade- und Verrechnungsinfrastruktur möglichst einfach und kostengünstig realisiert werden muss, um den Markteintritt von Elektrofahrzeugen nicht durch sehr kostenintensive Infrastruktur zu gefährden. Als Positivbeispiel kann das Pilotprojekt Park&Charge aus der Schweiz herangezogen werden, welches mit sehr einfachen und entsprechend kostengünstigen Ladestationen die Kosten der Infrastruktur auf das Wesentlichste reduziert hat. Dieses Konzept kommt auch in der Modellregion Vorarlberg mit dem Projekt VLOTTE zur Anwendung.

Bezüglich eigentumsrechtlicher Zuteilung der Ladeinfrastruktur wäre es im Sinne der Erweiterung der Wertschöpfungsmöglichkeiten, wenn Verteilernetzbetreiber auch die Errichtung von Stromtankstellen sowie die Messung der darüber von Energieanbietern bezogenen Ladeenergie übernehmen würden bzw. die errichteten Tankstellen an interessierte Betreiber vermieten würden. Durch eine derartige Konfiguration könnte trotz Einhaltung des Unbundling-Konzeptes eine doppelt notwendige Zählleinrichtung sowie die dadurch anfallenden Kosten vermieden und damit der Markteintritt für Elektrofahrzeuge insgesamt erleichtert werden. Für die Umsetzung dieses Konzeptes müssten gegebenenfalls weitere regulatorische bzw. organisatorische Fragestellungen im Detail überprüft werden. Falls der Verteilernetzbetreiber nicht der Betreiber der Ladestation ist, besteht die Gefahr, dass bei kunden-genauer Abrechnung der Ladevorgänge eine mehrfache Zählung mit den entsprechenden Kosten erfolgt.

## **Mögliche Netzurückwirkungen durch die Ladeinheit der Batterie**

Die möglichen Netzurückwirkungen (Oberwellen, EMV usw.) durch die Ladeinheit der Batterie müssen entsprechend den gültigen Normen auf die für Europa geltenden Grenzwerte reduziert werden. Dazu gehören die Norm EN 61000, die Norm EN 50160 und die Norm EN 55011.

## **1.3 Modellierung des Strombedarfs für Elektromobilität und der Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft anhand verschiedener Entwicklungsszenarien**

Im Zuge der Studie wurde ein Simulationsmodell entwickelt, welches den Strombedarf für die Elektromobilität und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft aufzeigt. Die Eingangsdaten des Simulationsmodells beinhalten die Entwicklung des PKW-Bestandes, Marktdurchdringungsraten elektrifizierter Fahrzeuge, fahrzeugspezifische Kenndaten, Mobilitätsverhalten und Lastgangdaten sowie etwaige Annahmen für Zukunftsprognosen, so z.B. die Bedarfssteigerungsrate elektrischer Energie ohne Berücksichtigung der Elektromobilität. Die Neuzulassungen an PKWs pro Jahr, welche unter Berücksichtigung durchschnittlicher Lebensdauern die zukünftige Entwicklung des PKW-Bestandes beschreiben sind eine wesentliche Berechnungsgrundlage für die Szenarien. Für die Durchdringungsszenarien der Elektromobilität wurden zwei unterschiedliche Fahrzeugtypen angenommen, zum einen zwei unterschiedliche reine Elektrofahrzeuge (battery electric vehicle, BEV) und zum anderen ein sog. Plug-In Hybrid (PHEV). Unter der Annahme, dass maximal 50 % der Neuzulassungen Plug-In Hybride und maximal 30 % reine Elektrofahrzeuge sind, kann der elektrisch betriebene Anteil am gesamten PKW-Bestand in einem bestimmten Jahr berechnet werden. Zudem sind für die insgesamt drei verschiedenen modellierten Fahrzeuge (zwei BEV und ein PHEV) fahrzeugspezifische Kenndaten definiert. Dazu zählen der Energieinhalt der Batterie, die Ladekurve, die Ladeleistung (ein- oder dreiphasig), der spezifische Verbrauch im rein elektrischen und bei Plug-In Hybriden auch jener im konventionellen Fahrbetrieb sowie die Annahme einer jährlichen Kilometerleistung je nach Fahrzeugtyp. Basierend auf statistischen Analysen des Mobilitätsverhaltens herkömmlicher Fahrzeuge wurde das Verhalten reiner Elektrofahrzeuge und jenes von Plug-In Hybriden abgeschätzt. Daraus lässt sich der Bedarf der Elektrofahrzeuge bestimmen, woraus unmittelbar der stündlich aufgelöste Lastgang der Ladeleistung berechnet werden kann. Für eine realitätsnahe Modellierung wurde neben einem Hauptladezeitfenster am Abend bzw. nachts über auch ein Ladezeitraum tagsüber definiert. Eine weitere Unterscheidung wurde hinsichtlich ungesteuerter und gesteuerter Ladung vorgenommen.

Durch die den Berechnungen zugrunde gelegten Eingangsparameter lassen sich zeitlich dynamisch Aussagen über den Fahrzeugbestand in einem gewissen Jahr und über den Gesamtstromverbrauch der Elektromobilität treffen. Aus der oben beschriebenen Vorgangsweise zur Berechnung der Ladeleistung lässt sich das Ladeprofil im öffentlichen Netz unter Berücksichtigung der Elektromobilität in stündlicher Auflösung darstellen. Das Modell ermöglicht es zudem, die jährlichen und kumulierten CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu kalkulieren. Für diese Berechnungen werden die Einsparpotentiale der Elektrofahrzeuge gegenüber Fahrzeugen mit konventionellen Verbrennungskraftmaschinen unter Betrachtung unterschiedlicher Stromaufbringungsmöglichkeiten (Ökostrom, Österreich-Mix und UCTE-Mix) berücksichtigt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der unterschiedlichen im Modell berücksichtigten Strom-

aufbringungsmöglichkeiten wurden anhand verfügbarer Daten eher konservativ abgeschätzt. In einer Extremfallbetrachtung werden die Auswirkungen der Elektromobilität auf die Anschlussleistung und das Lastprofil einer größeren Anzahl von Haushalten mit Elektrofahrzeugen untersucht. Damit wird die Notwendigkeit der gesteuerten Ladung untermauert. Aus diesem Grund wurden in der Studie der Stand der Technik sowie denkbare Entwicklungspfade der Möglichkeiten zur Lastbeeinflussung von der klassischen Tonfrequenzsteuerung bis hin zum Einsatz von Smart Meter untersucht.

### **Szenarienanalyse**

Insgesamt wurden drei Szenarien simuliert und überdies eine Extremfallbetrachtung für eine Wohnsiedlung durchgeführt. Die drei Szenarien „realistischer Zuwachs“, „20% bis 2020“ und die Fortführung des Szenario 20% bis 2020 bis zum Jahr 2030 wurden jeweils für den Fall einer ungesteuerten und einer gesteuerten Ladung berechnet. Zugrunde gelegt wurde der Lastgang des öffentlichen Netzes unter Berücksichtigung einer jährlichen Strombedarfszunahme. Je nach Bestandsentwicklung der einzelnen Fahrzeugtypen, den Ladezuständen der Batterien zu Beginn der Haupt- und Nebenladezeiten sowie anderen spezifischen Parametern lässt sich der Summenlastgang berechnen. Im Szenario „realistischer Zuwachs“ wird bis zum Jahr 2020 ein Bestand von ca. 110.000 elektrifizierten Fahrzeugen in Österreich prognostiziert. Dadurch ergeben sich ein zusätzlicher jährlicher Strombedarf von 0,17% des prognostizierten Strombedarfs im öffentlichen Netz ohne Elektromobilität sowie eine Einsparung von bis zu 202.000 t Kohlendioxid im Jahr 2020. Im Maximalszenario „20% in 2020“ wird bei dessen Fortsetzung bis zum Jahr 2030 von ca. 2,1 Mio. Fahrzeugen ausgegangen, die bei einem zusätzlichen jährlichen Strombedarf von nur rund 3 % eine Einsparung von bis zu 3,6 Mio. t Kohlendioxid im Jahr 2030 erreichen würden. Bereits im realistischen Szenario zeigt sich jedoch, dass der Zeitpunkt der Ladung der Elektrofahrzeuge erheblichen Einfluss auf die Spitzenlast hat. In den Ergebnissen der ambitionierten Szenarien („20% bis 2020“ und dessen Fortführung) wird dieser Einfluss im Fall der ungesteuerten Ladung noch deutlich klarer, so dass sich festhalten lässt, dass eine gesteuerte Ladung mit zunehmender Anzahl von Elektrofahrzeugen unumgänglich sein wird.

Die Extremfallbetrachtung untersucht ein Szenario, in dem alle Haushalte einer Wohnsiedlung mit 100 Haushalten ein Elektrofahrzeug oder ein Plug-In Hybridfahrzeug besitzen. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Überschreitung der Dimensionierungsleistung der Wohnsiedlung und damit eine Überlastung einzelner Elemente der Netzzuleitung nicht ausgeschlossen werden kann. Eine Grenzwertüberschreitung kann auch hier durch gesteuertes Laden vermieden werden.

## **1.4 Möglichkeiten der Lastbeeinflussung**

Wie die getätigten Untersuchungen zeigen, kann ungünstiges Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen zu einer Erhöhung der Lastspitzen führen. Daher ist es notwendig, über Möglichkeiten zur Lastbeeinflussung zu verfügen. Die Tonfrequenzrundsteuerung (TFR), die schon in der Vergangenheit sehr erfolgreich zur Lastbeeinflussung eingesetzt wurde, ist auch im Bereich der Elektromobilität eine zweckmäßige Variante. Solche Geräte könnten zur Steuerung der Ladung zu Hause oder am Arbeitsplatz genutzt werden. Auch bei Einführung von Smart Meters ist der weitere Einsatz einer TFR sinnvoll, solange die am Markt erhältlichen elektronischen Zähler nur limitierte Möglichkeiten der Lastschaltung besitzen. Broadcast- oder individuelle Steuerbefehle sind zumeist nicht möglich, sondern lediglich die

Abarbeitung von Schaltprogrammen über einen optional bereitgestellten Steuerausgang. Als Alternative einer herkömmlichen TFR können lediglich elektronische Lastschaltgeräte betrachtet werden. Diese erlauben lt. Hersteller Broadcastbefehle, die Abarbeitung von Schaltprogrammen und individuellen Schalthandlungen sowie eine gesicherte Signalübertragung. Nachteilig ist zu erwähnen, dass auf Grund der unterschiedlichen informationstechnischen Datenübertragungskanäle zwischen Schaltwarte und Lastschaltgerät die Signalübertragungszeiten einer TFR nicht erreicht werden können. Eine weitere Möglichkeit der Strombedarfssteuerung im Bereich der Elektromobilität stellt die Gestaltung von Preisen und Tarifen dar. Mittels entsprechender Preissignale können die Kunden dazu veranlasst werden, ihren Verbrauch in Niedriglastperioden zu verlagern. Wie zahlreiche Untersuchungen im Haushaltsbereich zeigten, reagieren Konsumenten auf Preissignale. Zur Ermittlung der Wirkung verschiedener Tarifierungskonzepte in Zusammenhang mit der Elektromobilität, wurden jedoch noch keine konkreten Untersuchungen durchgeführt. Derzeit am Markt verfügbare Smart Meter verfügen über eine Vielzahl von Funktionen. Um eine sinnvolle Verwendung im Bereich der Elektromobilität gewährleisten zu können, wäre es jedoch auch hilfreich, erweiterte Möglichkeiten für das Lastmanagement vorzusehen.

## 1.5 Abrechnungssysteme

Für die Abrechnung der geladenen Energie von Elektrofahrzeugen können verschiedenste Konzepte herangezogen werden.

Prinzipiell sind folgende Varianten möglich:

- Stromrechnung
- Maestro-, Kreditkarte oder Quickfunktion an einer Bankomatkasse
- Quick an einem Quick-Terminal
- Barzahlungsautomat
- Prepaid
- Mobiltelefon

Im Haushaltsbereich erscheint die Abrechnung mittels Stromrechnung am einfachsten realisierbar, da hierfür keine zusätzliche Infrastruktur notwendig ist. Im öffentlichen Bereich können auch andere Abrechnungssysteme zum Einsatz kommen. Eine Gegenüberstellung der elektronischen Bezahlungsmöglichkeiten mittels Maestrokarte, Kreditkarte, Quick und Mobiltelefon zeigt, dass Bankomatkassen für die an einer Ladestation zu erwartenden Geldbeträge mit den derzeitigen Standardkonditionen mit anderen Bezahlssystemen nur schwer konkurrieren können. Die geringsten Kosten fallen bei einer Bezahlung an einem Quick-Modul an. Ist eine genaue Abrechnung des jeweiligen Tankvorgangs nicht erforderlich, dann kann eine Prepaid-Variante sinnvoll sein, bei der man einen pauschalierten Geldbetrag einhebt und den Kunden mittels Chipkarte oder Schlüssel den Zugang zu den Ladestationen ermöglicht.

## 1.6 Herausforderungen an Stromerzeuger und Vertrieb

Die Einführung von Elektromobilität in großem Maßstab bietet für Stromerzeuger und Vertriebsgesellschaften die Möglichkeit zusätzlichen Stromabsatzes. Die Lastganganalyse zeigt, dass zwei Mio. elektrifizierte Fahrzeuge im Jahr 2030 keinen Ausbau der Erzeugungsinfrastruktur erfordern, sondern sogar eine Vergleichmäßigung des Lastgangs des Strombedarfs mit sich bringen könnten, sofern die Ladung der Fahrzeuge mit intelligenten Steuerungen in den Schwachlastzeiten erfolgt. Ohne Ladelastbeeinflussung würde elektrische Individualmobilität hingegen direkt zu einer Erhöhung der Abendspitze beitragen, was durch eine Verringerung der Auslastung des erforderlichen Kraftwerksparks kostentreibende Wirkung haben kann.

Im Design neuer Produkte für Elektromobilität sollte daher schon frühzeitig die Möglichkeit der Ladelastbeeinflussung berücksichtigt werden. Eine sichere und möglichst effiziente Ladelaststeuerung ist mit technischen Maßnahmen durchführbar, wobei die derzeit verwendete Tonfrequenzrundsteuerung keine ausreichenden Steuerungsmöglichkeiten bietet, vielmehr müssten intelligentere Kommunikations- bzw. Steuerungsmethoden eingeführt werden. Andererseits könnten preisliche Anreize für E-Mobilitäts-Kunden in Zusammenspiel mit dem in den nächsten Jahren unabhängig davon einzuführenden Smart-Metering ein adäquates Instrument zur Lastbeeinflussung darstellen. Eine Quantifizierung der Preiselastizitäten von E-Mobilitätskunden wurde in dieser Studie nicht vorgenommen. Um diesbezügliche Aussagen treffen zu können, sind weiterführende Studien erforderlich.

## 1.7 Weitere Aspekte der Elektromobilität

Der forcierte Ausbau fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung in Europa erfordert eine Erhöhung flexibler Erzeugungskapazitäten und auch der Speichermöglichkeiten. Neben der Erweiterung bestehender Speicherkraftwerke schlagen einige Autoren die Nutzung der Batterien von Elektrofahrzeugen als Energiespeicher vor (vehicle-to-grid). Eine Betrachtung der Investitionskosten und der in der praktischen Anwendung des vehicle-to-grid auftretenden Problemstellungen kommt zu dem Ergebnis, dass bei der derzeitigen technologischen und wirtschaftlichen Reife der Batterien für Elektrofahrzeuge der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken dem vehicle-to-grid eindeutig vorzuziehen ist.

## 2. Energiespeichertechnologien für den Einsatz in der Elektromobilität

In Elektrofahrzeuge macht nur die Verwendung wiederaufladbarer Batterien, sog. Akkumulatoren oder Sekundärelemente (Sekundärzellen) Sinn. Wann immer in diesem Kapitel der Terminus „Batterie“ verwendet wird, sind Akkumulatoren gemeint. Die rein elektrische Reichweite eines Hybridfahrzeuges und die Reichweite eines reinen Elektrofahrzeuges sind von der Batterie abhängig. Damit ist die Batterie als elektrochemischer Energiespeicher derzeit noch das maßgebliche Bauteil eines Elektroautos, welches den wesentlichsten Einfluss auf die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen hat.

Die Auswahl der richtigen Batterie ist abhängig vom Typ des Elektrofahrzeuges. Man unterscheidet reine Elektrofahrzeuge (BEV), Plug-In Hybride (PHEV) und reine Hybridfahrzeuge (HEV). Entsprechend den unterschiedlichen Anforderungen an jeden dieser Typen von Elektroautos sind die Anforderungen an die technischen Parameter der Batterie. Entscheidend sind die Energie, die Leistung, die Größe, sowie das Gewicht der Batterie. Zusätzlich muss die Batterie eine entsprechende Lebensdauer aufweisen, sowie den Sicherheitsanforderungen entsprechen. All diese Kriterien, sowie die entsprechenden Kosten fließen in die Auswahl der Batterie für einen Fahrzeugtyp ein.

Daher behandelt dieses Kapitel die derzeit in Elektrofahrzeugen eingesetzten Batterietypen, deren technischen und wirtschaftlichen Parameter, sowie die Erwartungen an zukünftige Energiespeichertechnologien für den Einsatz in Elektrofahrzeugen.

### 2.1 Funktionsweise, Nenn- und Betriebsgrößen einer Batterie

Eine Batterie bzw. ein Akkumulator besteht aus einer Vielzahl elektrochemischer Zellen, von denen jede aus zwei Elektroden, dem Elektrolyten und einem Separator besteht. Der Separator hat die primäre Aufgabe eine elektrische Verbindung der Elektroden und damit einhergehend einen elektrischen Kurzschluss der Zelle zu verhindern. Gleichzeitig muss der Separator für Ionen durchlässig sein. Der Innenwiderstand der Zelle wird maßgeblich durch den Separator und dessen Ionenleitfähigkeit beeinflusst. Die Aktivmassen als Bestandteil der Elektroden einer Batterie sind die eigentlichen chemischen Energiespeicher. Beide weisen entsprechend der elektrochemischen Spannungsreihe ein unterschiedliches Potenzial auf. Schließt man den äußeren Stromkreis, kommt es zu Elektronenfluss vom negativeren zum positiveren Potenzial. Für den Ladungsausgleich sorgt der Ionenfluss innerhalb der Zelle, für dessen Leitung der Elektrolyt verantwortlich ist. (Winter & Möller, 2005)

Die in der galvanischen Zelle gespeicherte chemische Energie kann direkt in elektrische Energie umgewandelt werden (Entladung). Dabei laufen zwei räumlich getrennte aber chemisch gekoppelte Reaktionen (Redoxreaktion<sup>1</sup>) ab. Bei der Entladung der Zelle findet die Oxidationsreaktion an der negativen Elektrode statt. Die dabei freigesetzten Elektronen werden an der positiven Elektrode durch eine Reduktion wieder aufgenommen.

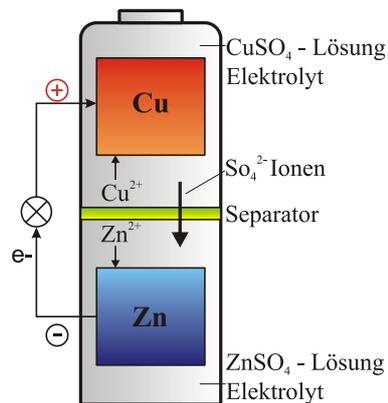
Diese elektrochemischen Reaktionen finden an den Grenzflächen zwischen Elektrolyt und Aktivmaterial statt, so dass eine entsprechend große Oberfläche, beispielsweise durch

---

<sup>1</sup> Bei einer Redoxreaktion findet eine Oxidation (Elektronenabgabe) und eine Reduktion (Elektronenaufnahme) statt.

poröses Aktivmaterial, wünschenswert ist. Je größer die Oberfläche desto geringer der Spannungsabfall beim Übergang von ionischer in elektrischer bzw. von elektrischer in ionischer Leitung. Je dicker das Aktivmaterial, desto höher die Energiedichte. Allerdings steigt damit auch der Innenwiderstand der Batterie, so dass ein Kompromiss zu finden ist. (Jossen & Weydanz, 2006)

Der durch Oxidation und Reduktion hervorgerufene Elektronenstrom fließt bei der Entladung über die äußere Last von der negativen zur positiven Elektrode. Im Inneren der Zelle fließt ein Ionenstrom von der positiven zur negativen Elektrode. Für die Leitung dieses Ionenstroms ist der Elektrolyt verantwortlich. Bei den sogenannten Sekundärzellen, sprich bei Akkumulatoren, ist die Entladereaktion weitgehend (abgesehen von irreversiblen Nebenreaktionen) reversibel, so dass man dabei auch von wiederaufladbaren Batterien spricht.



**Abbildung 1: Entladereaktion einer galvanischen Zelle am Beispiel des Zink-Kupfer Elementes (1836 von Daniell entwickelt)**

An ein und derselben Elektrode findet daher, je nachdem ob die Batterie gerade geladen oder entladen wird, der Oxidations- oder der Reduktionsprozess statt. Die häufig verwendeten Begriffe Anode (definiert als Oxidationselektrode) und Kathode (definiert als Reduktionselektrode) sind daher von der Elektronenflussrichtung abhängig. (Winter & Möller, 2005)

Bevor die einzelnen Batterietypen beschrieben werden, folgt eine kurze Beschreibung der technischen Parameter einer Batterie (Jossen & Weydanz, 2006).

### 2.1.1 Energie und Nennkapazität

Die Energie in [Wh] ist jene Energiemenge, welche einer vollständig geladenen Batterie, unter Einhaltung bestimmter Betriebs- und Umgebungsparameter, wie z.B. Temperatur, Alter der Batterie, Zellenspannung bei welcher die Entladung stoppt (sog. Entladeschlussspannung oder cutoff voltage) entnommen werden kann.

Die sog. Nennkapazität wird in Amperestunden [Ah] angegeben. Dies ist jene Ladungsmenge, welche unter bestimmten Voraussetzungen (Nenntemperatur, neue Zelle, Nenn-Entladestrom usw.) von einer vollgeladenen Batterie mindestens entnommen werden kann. Die tatsächlich der Zelle entnehmbare Ladungsmenge ist abhängig von Temperatur, Entladestrom und Alter der Zelle.

### 2.1.2 Nennspannung

Die Nennspannung ist die mittlere Zellenspannung des Akkumulators, welche sich bei Entladung unter Nennbedingungen (Nenntemperatur, Nennentladestrom) einstellt.

### 2.1.3 Laderate und Entladerate (C-Rate)

Zur besseren Vergleichbarkeit von Zellen oder Batterien, werden der Lade- bzw. der Entladestrom oft normiert auf die Kapazität der Zelle bzw. der Batterie. Die C-Rate entspricht der angegebenen Nennkapazität dividiert durch eine Stunde. Eine Batterie, welche mit 1C geladen bzw. entladen wird, benötigt für die Ladung bzw. die Entladung dann entsprechend (theoretisch) eine Stunde. Bei einer Batterie mit 3,5 Ah Nennkapazität beträgt die 1C-Rate dementsprechend 3,5 A, die 5C-Rate hingegen 17,5 A.

### 2.1.4 Energiedichte und spezifische Energie

Die Energiedichte, gemessen in [Wh/l oder Wh/m<sup>3</sup>] bezeichnet die in der Batterie pro Volumeneinheit gespeicherte Energie. Die spezifische Energie in [Wh/kg] gibt die Energie pro Masseneinheit an. Die spezifische Energie ist somit maßgeblich für die erreichbare elektrische Reichweite eines Elektrofahrzeuges. Je höher die spezifische Energie, desto weniger Platz benötigt die Batterie im Fahrzeug und desto geringer ist das Gewicht der Batterie für eine geforderte Reichweite. Die spezifische Energie für Akkumulatoren bewegt sich in einem Bereich von 20 bis 200 Wh/kg, die Energiedichte in einem Bereich von 50 bis 500 Wh/l.

### 2.1.5 Leistungsdichte und spezifische Leistung

Die Leistungsdichte in [W/l oder W/m<sup>3</sup>] ist die Nennleistung der Batterie bezogen auf das Volumen dieser. Die spezifische Leistung ist die Nennleistung bezogen auf die Masse der Batterie, ihre Einheit ist dementsprechend [W/kg]. Je höher die spezifische Leistung, desto höher ist die Beschleunigung des Fahrzeuges. Die Leistungsdichte ist wesentlich davon abhängig, wie schnell die elektrochemischen Reaktionen an den Elektroden ablaufen, so dass *„die begrenzten Geschwindigkeiten von Elektronen- und Ionentransfer innerhalb der Elektrode und an der Phasengrenze Elektrode/Elektrolyt die Leistung der Batterie“* beschränken (Winter & Möller, 2005).

### 2.1.6 Nominale Spannung und Zellenspannung

Die nominale Spannung ist die mittlere Spannung, bei der die Entladung zu Nennbedingung (Entladerate und Temperatur) erfolgt. Die Zellenspannung ist die Differenz der Redoxpotenziale der beiden Elektroden und kann mit der elektrochemischen Spannungsreihe bestimmt werden.

### 2.1.7 Entladeschlussspannung

Die Entladeschlussspannung ist jene Spannung, bei der die Entladung der Batterie beendet wird, bzw. jene Spannung, welche bei einer Entladung nicht unterschritten werden darf. Wird die Entladeschlussspannung unterschritten spricht man von der sog. Tiefentladung. Die Tiefentladung führt zur irreversiblen Zerstörung der Zellen und muss daher vermieden werden. Die Entladeschlussspannung ist je nach Batterietyp unterschiedlich.

## 2.1.8 Innenwiderstand

Der Innenwiderstand einer Batterie ist die Summe aller inneren Widerstände der Batterie. Diese sind zum einen chemisch bedingt, wie z.B. der Polarisationswiderstand oder der Fließwiderstand der Ionen und zum anderen rein ohmsche elektrische Widerstände. Er ist von den Betriebsparametern wie z.B. Temperatur, Ladezustand oder Alter der Batterie, aber auch von konstruktiven Eigenschaften der Batterie (z.B. Dicke des Aktivmaterials) abhängig.

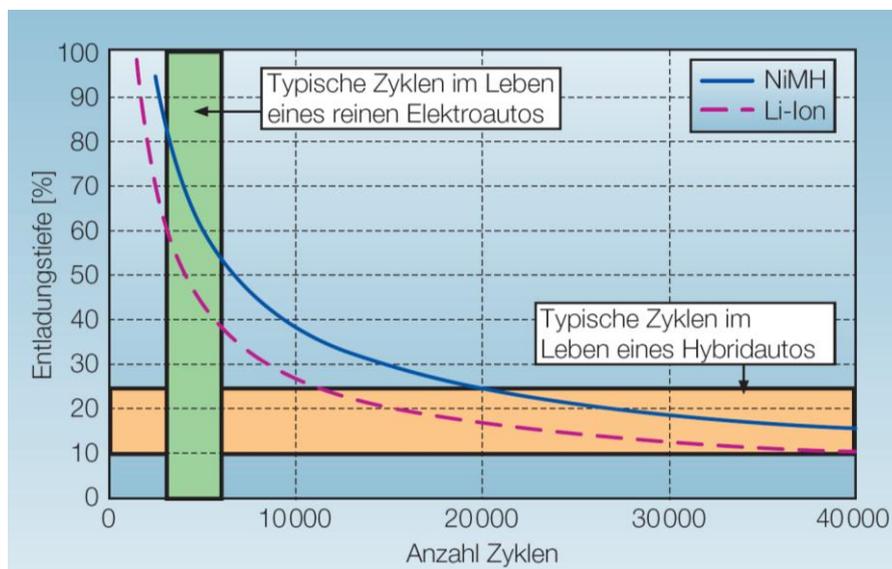
## 2.1.9 Zyklenfestigkeit und Lebensdauer

Ein Zyklus ist die Periode zwischen dem Beginn der Ladung bzw. Entladung bis zum Beginn der nächsten Ladung bzw. Entladung. Diese Zeitspanne beinhaltet jedenfalls die Entladung und die Ladung, sowie die Zeit in der weder geladen noch entladen wird. Bei jedem dieser Zyklen sinkt die erreichbare Kapazität der Batterie ab. Sinkt die noch erreichbare Kapazität unter ein bestimmtes Niveau der Nennkapazität, so ist die Batterie technisch betrachtet am Ende ihrer Lebensdauer. Diese Schwelle ist je nach Batterietyp unterschiedlich hoch. Bei Li-Ionen Akkus ca. 80 % ihrer Nennkapazität und bei NiMH Akkus ca. 75 % ihrer Nennkapazität.

Die wesentlichen Einflussparameter auf die Zyklenfestigkeit der Batterie sind (Vezzini A. , 2009b):

- Betriebstemperatur
- Maximale Entladetiefe
- Lade- bzw. Entladeleistung
- Lagerung (Dauer und Temperatur)

Abbildung 2 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen Entladetiefe und Zyklenfestigkeit.

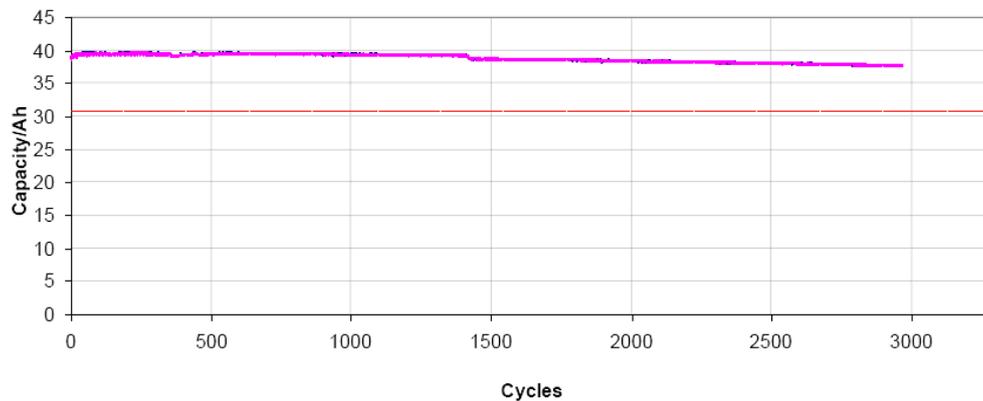


**Abbildung 2: Zusammenhang zwischen Zyklenfestigkeit und Entladetiefe (Vezzini A. , 2009b)**

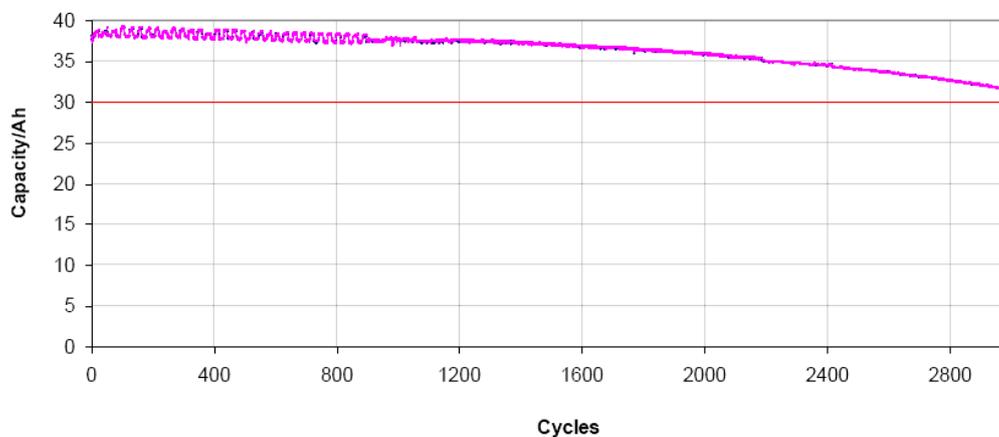
Die Lade- und Entladeleistung ist abhängig von der Lade- und Entladerate (C-Rate). Bei einer Entladung mit einer C-Rate von 3 C erfolgt je nach Batterietechnologie eine Reduktion der Lebensdauer bis zu 40 % im Vergleich zu einer 1 C-Belastung. (Vezzini A. , 2009b)

Folgende Abbildung zeigt die Abhängigkeit der Zyklenfestigkeit von der Entlade- und Laderate. Eine 40 Ah Li-Ion-Zelle wurde dabei mit 1C geladen und entladen, eine baugleiche

Zelle hingegen mit 3C belastet. Der Unterschied in der Zyklanzahl bis zur Erreichung der technischen Lebensdauer bei ungefähr 80 % der Nennkapazität ist entsprechend groß.



**Abbildung 3: Kapazitätsverlauf in Abhängigkeit der durchgeführten Zyklen einer 40 Ah Li-Ionen Zelle bei Ladung und Entladung mit 1C (40A) (Schäfer, 2009)**



**Abbildung 4: Kapazitätsverlauf in Abhängigkeit der durchgeführten Zyklen einer 40 Ah Li-Ionen Zelle bei Ladung und Entladung mit 3C (120A) (Schäfer, 2009)**

Die kalendarische Lebensdauer ist meist ein Erfahrungswert aus der Praxis, welcher die Lebensdauer der Batterie angibt, wenn sie nicht ihre Zyklen-Lebensdauer erreicht. Sie ist unabhängig von der Benutzung der Batterie (Jossen & Weydanz, 2006).

### 2.1.10 Batterienutzungsgrad und Ladefaktor

Der Ladefaktor LF berechnet sich aus dem Verhältnis der bei der Entladung entnommenen Ladungsmenge in [Ah] zu der bei der Ladung in die Batterie eingebrachte Ladungsmenge in [Ah] um den Ladezustand vor der Entladung zu erreichen. Er beschreibt Ladungsverluste, z.B. durch Gasung oder Selbstentladung, jedoch nicht Spannungsverluste z.B. am Innenwiderstand. Der reziproke Wert wird häufig auch als coulombscher Nutzungsgrad  $\eta_{Ah}$  bezeichnet.

$$\eta_{Ah} = \frac{\text{Entlademenge in [Ah]}}{\text{Lademenge in [Ah]}} = \frac{\int_0^{t_e} i_e dt}{\int_0^{t_l} i_l dt}$$

$i_e$ ...Entladestrom in [A],  $t_e$ ...Entladedauer in [h]

$i_l$ ...Ladestrom in [A],  $t_l$ ...Ladedauer in [h]

Der Energienutzungsgrad berechnet sich aus dem Verhältnis der Nutzenergie, welche der Batterie bei Entladung entnommen wird und der Energie, welche der Batterie zur Erreichung des Ladezustands zu Beginn der Entladung wieder zugeführt werden muss. Dabei handelt es sich um eine reine Gleichspannungsbetrachtung, d.h. Gleichrichter für die Ladung fließen in die Betrachtung nicht mit ein. Der Energienutzungsgrad ist stets kleiner als der coulombsche Nutzungsgrad, da er zusätzlich zu Verlusten bspw. durch Selbstentladung auch die Spannungsverluste an den Innenwiderständen und Polarisationsverluste berücksichtigt.

$$\eta_{Wh} = \frac{\text{Entladeenergie [Wh]}}{\text{Ladeenergie in [Ah]}} = \frac{\int_0^{t_e} i_e v_e dt}{\int_0^{t_l} i_l v_l dt}$$

$v_e$ ...Entladespannung in [V],  $v_l$ ...Ladespannung in [V]

Die Werte sind abhängig vom verwendeten Ladeverfahren und vom Entladestrom. Tabelle 1 zeigt einen Vergleich zwischen Nickel-Metallhydrid und Lithium-Ionen Batterien.

**Tabelle 1: Vergleich der Nutzungsgrade eines NiMH-Akkus mit einem Li-Ion Akkumulator (Jossen & Weydanz, 2006)**

	Nickel-Metallhydrid	Lithium-Ionen
coulombscher Nutzungsgrad	0,75	0,99
Energienutzungsgrad	0,65	0,95

## 2.2 Derzeit eingesetzte Batterietypen und abschließender Vergleich

Folgende Batterietechnologien sind derzeit für den Einsatz in Elektrofahrzeugen denkbar und teilweise umgesetzt:

- Bleiakkumulator
- Nickel-Cadmium Batterie
- Nickel-Metallhydrid Batterie
- Natrium-Nickelchlorid Batterie
- Lithium-Ionen Batterie
- Lithium-Titanat Batterie
- Lithium-Polymer Batterie

Die einzelnen Batterien werden in den folgenden Absätzen behandelt. Vor- und Nachteile wurden stets in Hinblick auf Elektromobilität betrachtet. Aufgrund überwiegender Nachteile, wie geringe spezifische Energie, hohes Gewicht und kurze Lebensdauer wird der Bleiakkumulator ebenso nicht behandelt wie die Nickel-Cadmium Batterie, deren Memory-Effekt ihren Einsatz für Elektrofahrzeuge nicht begünstigt und welche aufgrund des Einsatzes von Cadmium in den letzten Jahren stark zurückgedrängt wurde.

### 2.2.1 Nickel-Metallhydrid Batterie

**Aufbau und Funktionsweise:** Zur Zeit der vorletzten Jahrhundertwende wurde mit Erfindung der Nickel-Cadmium (NiCd) und gleichzeitig mit der Erfindung der weniger bekannten Nickel-Eisen (NiFe) Batterien die sogenannten alkalischen Zellen geboren. Die Weiterentwicklung führte über die Nickel-Wasserstoff Batterie schlussendlich zur Nickel-Metallhydrid

Batterie (NiMH). Aufgrund der hohen spezifischen Leistung und der hohen Zyklenfestigkeit bei geringer Entladung ist die NiMH-Batterie für Hybridfahrzeuge derzeit die bevorzugte Technologie. Zudem würde die geringe Energiedichte eine hohes Batteriegewicht für den Einsatz einer NiMH Batterie in reinen Elektrofahrzeugen erfordern, da ein solches Batterien mit mindestens 20 kWh erfordert und gewisse Mindestanforderungen an die Reichweite zu erfüllen. Serien-Hybridfahrzeuge wie der Toyota Pruis, der Honda Insight oder der Escape aus dem Hause Ford verwenden einen NiMH Akkumulator. Dennoch erwarten Experten rückläufige Zahlen beim Einsatz von NiMH Batterien in der Elektromobilität. Dies begründet sich hauptsächlich durch fallende Preise bei Lithium-Ionen Batterien, sowie deren zunehmende Sicherheit, welche beim Einsatz in Fahrzeugen eine besondere Rolle spielt. Die positive Elektrode besteht aus Nickeloxyhydroxid (NiOOH). Beim Entladen nimmt die positive Elektrode ein Proton  $H^+$  auf und wird somit zu Nickelhydroxid (Ni(OH)<sub>2</sub>). Beim Entladen wird aus dreiwertigem Nickel zweiwertiges Nickel. Dabei handelt es sich um eine Reaktion mit sehr hoher Reversibilität, so dass viele Zyklen möglich sind. Die Reaktion selbst läuft dabei an der Grenzschicht zwischen Elektrolyt und Elektrode ab. Erst bei vollständig geladener Zelle ist die positive Elektrode vollständig NiOOH. Die negative Elektrode ist eine Metalllegierung, welche in der Lage ist Wasserstoff zu speichern. Zwei Legierungen haben sich durchgesetzt. Die AB<sub>2</sub>-Legierung bestehend aus Nickel, Titan, Vanadium und Zirkon. AB<sub>5</sub> bestehend aus Nickel und Seltenerden. AB<sub>2</sub> Legierungen haben zwar eine höhere Speicherkapazität für Wasserstoff, allerdings auch eine höhere Selbstentladung. Zudem sind AB<sub>5</sub> Legierungen billiger und in ihrer Handhabung einfacher. Deshalb werden bevorzugt AB<sub>5</sub> Legierungen verwendet. Als Elektrolyt kommt bei NiMH Zellen typischerweise Kalilauge zum Einsatz. Die optimale Konzentration ist ein Kompromiss zwischen möglichst hoher Kapazität und möglichst geringem Innenwiderstand. Mit fallenden Temperaturen nimmt die spezifische Leitfähigkeit ab. Als Separator werden Polyolefin oder sulfoniertes Polypropylen eingesetzt. Das Gehäuse muss wasserstoffdicht sein, weshalb sich vernickelter Stahl gegenüber Kunststoffen durchgesetzt hat. Eine wichtige Komponente jeder NiMH Batterie ist das sog. Überdruck-Sicherheitsventil. Dieses soll Gasaustritt und Lufteintritt vermeiden. Bei kritischen Bedingungen soll es zuverlässig öffnen aber auch wieder verschließbar sein. Beim Laden bzw. Entladen einer NiMH-Batterie wird zwischen den Elektroden Wasserstoff ausgetauscht. Transportmittel sind Wasser und OH<sup>-</sup>Ionen. Die allgemeine Reaktionsgleichung zeigt folgende Formel (Seite 77, (Jossen & Weydanz, 2006)):



←...Ladung, →...Entladung

Die technischen Parameter der Nickel-Metallhydrid Batterie werden am Ende dieses Kapitels in einem Vergleich der unterschiedlichen Batterietechnologien aufgezeigt.

**Vor- und Nachteile:**

(Jossen &amp; Weydanz, 2006)

- + keine Dendritenbildung<sup>2</sup>
- + kein *klassischer* Memory Effekt
- + keine umweltschädlichen Materialien
- + hohe Leistungsdichte aufgrund des geringen Innenwiderstandes des Elektrolyten
- relativ geringe Zellspannung
- Voltage depression effect (sog. Lazy Effect)
- hohe Selbstentladung
- Nickelhydroxid an der positiven Elektrode besitzt eine schlechte elektrische Leitfähigkeit. Durch Additive kann dieser Nachteil teilweise kompensiert werden.
- Nickelhydroxid weist beim Überladen eine starke Volumenzunahme auf. Die Kristallstruktur ändert sich. Dadurch kommt es zu diversen Alterungsprozessen. Auch hier kann z.B. die Zugabe von Zink hemmend wirken.
- Bei langen Lagerzeiten der Batterie kommt es zur Bildung größerer Kristalle.

**Sicherheitsaspekte:** Chemische betrachtet sind NiMH Batterien relativ sicher, da weder Elektrolyt noch Aktivmaterialien brennbar sind. Eine geringe Gefahr stellt austretender Wasserstoff dar, z.B. verursacht durch eine mechanische Belastung der Zelle. Im entladenen Zustand ist der Wasserstoff in der positiven Elektrode sicher eingelagert. Wie bereits genannt, reagieren NiMH Zellen bei Überladung sehr empfindlich. Es kommt zu einer starken Erwärmung und das Überdruckventil öffnet sich und hoch entzündlicher Wasserstoff tritt aus. Von Vorteil ist, dass dieser Wasserstoff auch stark flüchtig ist, so dass das Gefahrenpotenzial nur kurze Zeit besteht. Bei mechanischer Zerstörung und Austreten des Elektrolyten, z.B. durch einen Unfall mit dem Elektrofahrzeug, ist die ätzende jedoch nicht brennbare Eigenschaft der Kalilauge zu berücksichtigen. Für den sicheren Betrieb von NiMH-Batterien und den sicheren Einsatz in Elektrofahrzeugen sind maximale Temperaturen von 50 °C und geringe Laderaten zu berücksichtigen. Letzteres gilt insbesondere bei hohem Ladestatus der Batterie. (Seite 88; (Kalhammer, 2007))

**Kosten der Batterie:****Tabelle 2: Kosten von NiMH-Akkus für den OEM (Preise bezogen auf 2004) (Vergels, 2005)**

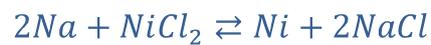
Batterieeigenschaften	Jahr	spezifischer Preis
30 kWh für reines Elektroauto	2004	550-700 EUR/kWh
	2012	550-650 EUR/kWh
0,4 kWh und 12 kW (Hybrid)	2004	50-60 EUR/kW
	2012	40-60 EUR/kW
1,2 kWh und 40 kW (Hybrid)	2004	40-45 EUR/kW
	2012	35-45 EUR/kW

<sup>2</sup> Ein Dendrit ist ein strahlenförmig ausgebildeter Kristall. Bei Überladen und auch beim zu tiefen Entladen der Batterie kann es zur sog. Dendritenbildung kommen. Bei fortgeschrittenem Dendritenwachstum durch den Separator hindurch, kommt es dann schlussendlich zu einem internen Kurzschluss und zur Zerstörung der Zelle.

**Entwicklung:** Nickel-Metallhydrid Batterien haben, für ihren Einsatz in Hybridfahrzeugen, sowohl technisch als auch in der Wirtschaftlichkeit des Herstellungsprozesses ihr Optimum nahezu erreicht. Im Gegensatz zu anderen Batterietechnologien befindet sich die Herstellung bereits in der Massenproduktion, so dass wesentliche Preisreduktionen nicht zu erwarten sind. Dies zeigt auch die in Tabelle 2 aufgezeigte Entwicklung, welche im Zuge eines EU-Projektes SUBAT (Nr. 502490) ermittelt wurden.

### 2.2.2 Natrium-Nickelchlorid Batterie

**Aufbau und Funktionsweise:** Diese Batterie nennt man auch ZEBRA Batterie. Betrachtet man das Ragone-Diagramm in Abbildung 6, erkennt man, dass Natrium-Nickelchlorid Batterien bezüglich spezifischer Energie zwischen NiMH und Li-Ionen Batterien liegen. Für die Anwendung in reinen Hybridfahrzeugen eignen sich ZEBRA Akkus dennoch nicht, da sie eher geringe spezifische Leistungen aufweisen. Das Einsatzgebiet sind derzeit kleine Elektrofahrzeuge und Plug-In Hybride. Das Aktivmaterial der positiven Elektrode ist Nickel-Chlorid, jenes der negativen Elektrode ist flüssiges Natrium. Der Elektrolyt einer ZEBRA Batterie ist ein Rohr, dessen Wand aus Isolierkeramik besteht, welche für die Natriumionen durchlässig ist. Eine Besonderheit der ZEBRA Batterie ist die hohe Betriebstemperatur von rund 270-350 °C, weshalb man auch von einer Hochtemperaturbatterie spricht. Diese hohen Temperaturen sind notwendig, um die Natriumelektrode und das Natrium-Aluminium Chlorid des Elektrolyten in einem flüssigen Aggregatzustand zu halten. Ebenso die Ionenleitfähigkeit der Isolierkeramik ist erst bei derart hohen Betriebstemperaturen gewährleistet. Die allgemeine Reaktionsgleichung zeigt folgende Formel: (Kalhammer, 2007)



←...Ladung, →...Entladung

Die technischen Parameter der Natrium-Nickelchlorid Batterie werden am Ende dieses Kapitels in einem Vergleich der unterschiedlichen Batterietechnologien aufgezeigt.

#### **Vor- und Nachteile:**

(Kalhammer, 2007)

- + keine Dendritenbildung
- + hohe Lebensdauer bzw. Zyklenfestigkeit
- + ZEBRA-Zellen sind bis zu einem gewissen Grad unempfindlich gegen Überladung
- + geringe Materialkosten im Vergleich zu NiMH und Li-Ionen Batterien
  
- Durch die geringe spezifische Leistung ist der Einsatz derartiger Zellen in reinen Hybridfahrzeugen nicht sinnvoll.
- Hohe Betriebstemperaturen sind mit hohem Aufwand (Vorwärmung und thermische Isolierung) und Wärmeverlusten verbunden. Diese könnten beim Einsatz in Elektrofahrzeugen unter Umständen zum Heizen verwendet werden.
- Geringe Produktionskapazität bei nur einem Hersteller.

**Kosten der Batterie:** Hergestellt werden ZEBRA Batterien für Elektrofahrzeuge vom Schweizer Unternehmen MES-DEA. Die produzierten Mengen sind mit unter 4000 Stück pro Jahr noch eher gering. Im Jahr 2007 beliefen sich der Preis, welchen ein OEM für eine ZEBRA Batterie bezahlen muss, auf rund 600 USD/kWh für eine 20 kWh Batterie und einem Auftragsvolumen von rund um 250 Batterien. MES-DEA prognostiziert einen Preis von rund

335 USD/kWh für 10.000 Batterien, 275 USD/kWh für 20.000 Stück und 200 USD/kWh für 100.000 Batterien pro Jahr. Zwar handelt es sich hierbei nicht um eine unabhängige Kostenschätzung sondern um eine Prognose des Herstellers, allerdings wurde diese vom CARB Panel als glaubwürdig und nachvollziehbar befunden. Damit sind ZEBRA-Batterien im Vergleich zu Li-Ionen bereits heute wesentlich günstiger. Dies ist vor allem in den niedrigen Materialkosten einer ZEBRA-Batterie begründet. (Seite 50, (Kalhammer, 2007))

### 2.2.3 Lithium-Ionen Batterie

Aufbau und Funktionsweise: Negatives Elektrodenmaterial kann Lithium-Metall, Lithium-Legierungen, Lithium-Titanat, amorpher Kohlenstoff oder Graphit sein. Auf die einzelnen Vor- und Nachteile wird hier nicht eingegangen. Die Funktionsweise wird anhand einer, auch häufig in der Praxis vorkommenden, Graphitelektrode erklärt. Die positive Elektrode hingegen besteht aus Lithium-Metalloxiden. Das derzeit meist angewendete Metalloxid ist Lithium-Kobaltdioxid ( $\text{LiCoO}_2$ ). Oberhalb von rund 4,4 V oder bei hohen Temperaturen reagiert  $\text{LiCoO}_2$  stark exotherm, weshalb eine Überladung über 4,2 V jedenfalls zu vermeiden ist. Ebenso eingesetzt werden z.B. Lithium-Nickeldioxid ( $\text{LiNiO}_2$ ), Manganspinell ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) oder ein Stoffgemisch aus allen drei genannten ( $\text{Li}(\text{NixCoyMnz})\text{O}_2$ ). Lithium-Nickeldioxid zeigt im Vergleich zu  $\text{LiCoO}_2$  zwar eine höhere Strombelastbarkeit, aufgrund kritischer Sicherheitsprobleme ist der Einsatz reiner  $\text{LiNiO}_2$  Zellen jedoch sehr selten. Manganspinell, ein lithiiertes Manganoxid in kubischer Kristallform (sog. Spinell), hat im Vergleich zu Lithium-Kobaltdioxid zwar eine deutlich geringere Kapazität, dennoch ist dieses Elektrodenmaterial bedingt durch einige Vorteile interessant. So treten beispielsweise keine Zersetzungsreaktionen bei höheren Spannungen auf. Zudem ist die Sicherheit bei höheren Temperaturen deutlich höher als bei  $\text{LiCoO}_2$ -Zellen. Ein Nachteil ist die geringfügige Auflösung des Manganspinells im Elektrolyten bei Temperaturen ab 55 °C, dies kann jedoch durch bestimmte Dotierungen weitgehend verhindert werden. Tiefenentladung unter 3,1 V führen zu instabilem Verhalten der Kristallstruktur. Dies hat unmittelbar eine negative Auswirkung auf die Zyklenfestigkeit der Zelle. Die Nachteile der drei reinen positiven Elektroden  $\text{LiCoO}_2$ ,  $\text{LiNiO}_2$  und  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$  können in Kombination zu  $\text{Li}(\text{NixCoyMnz})\text{O}_2$  reduziert werden. Der Vorteile der hohen Kapazität von  $\text{LiCoO}_2$ , jener der hohen Strombelastbarkeit der  $\text{LiNiO}_2$  Zelle und die hohe Überladestabilität des Manganspinells vereinen sich in diese Mischelektrode. Besteht die positive Elektrode aus Lithium-Eisenphosphat ( $\text{LiFePO}_4$ ), so handelt es sich zwar um eine Li-Ionen Batterie, allerdings ist  $\text{LiFePO}_4$  kein Metalloxid wie die anderen bisher genannten Aktivmaterialien der positiven Elektrode. Diese Art der Elektrode zeichnet sich durch ihre hohe thermische Stabilität (kein thermal runaway) aus. Der größte Nachteil ist die schlechte elektrische und ionische Leitfähigkeit, bedingt durch die Struktur der Materialien. Dieser Nachteil kann jedoch durch spezielle Beschichtungen und Dotierungen Großteils behoben werden. Vorteile sind hohe Sicherheit auch bei Überladung der Zelle, exzellentes Alterungsverhalten und hohe Lade- und Entladeraten. Zudem bietet die  $\text{LiFePO}_4$ -Zelle aufgrund günstiger Materialien mit 500 EUR/kWh einen deutlichen Kostenvorteil gegenüber anderen Li-Ionen Batterien, weshalb die Zelle insbesondere für den Einsatz in der Elektromobilität vielversprechend ist. (Jossen & Weydanz, 2006)

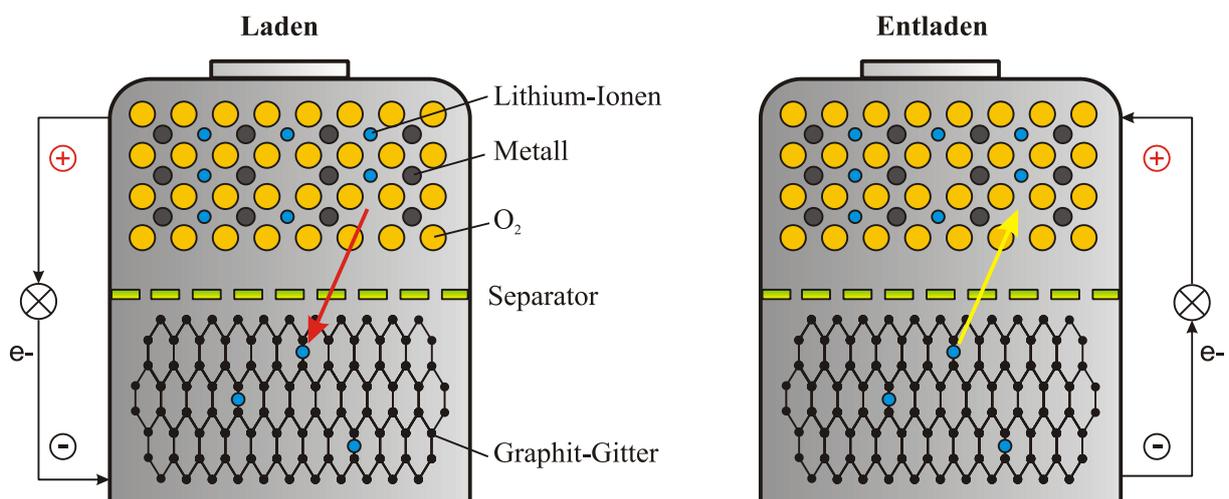
Die Hauptunterschiede verschiedener Typen von Lithium-Metalloxiden und  $\text{LiFePO}_4$  für die positive Elektrode ist die Nennspannung und die Kapazität, wie Tabelle 3 zeigt.

**Tabelle 3: Nennspannung und Kapazität von Li-Ionen Akkus bei Anwendung unterschiedlicher Aktivmaterialien für die positive Elektrode. (Jossen & Weydanz, 2006)**

	LiCoO <sub>2</sub>	LiNiO <sub>2</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	Li(Ni <sub>x</sub> Co <sub>y</sub> Mn <sub>z</sub> )O <sub>2</sub>	LiFePO <sub>4</sub>
<b>Nennspannung [V]</b>	3,9	3,8	4,0-4,2	3,9	3,4
<b>Kapazität [Ah/kg]</b>	150	170	100-120	130-160	155-160
<b>Spez. Energie [Wh/kg]</b>	110-190	---	110-120	95-130	95-140

Als Separator von Li-Ionen Akkus kommt eine hochporöse Plastikfolie (Dicke 20-25µm) aus Polyethylen (PE) oder Polypropylen (PP) zum Einsatz. Als Elektrolyt ist nicht wässrig und besteht aus Salzen (z.B. LiPF<sub>6</sub>) und organischen Lösungsmitteln. Durch nicht wässrige Elektrolyten werden unerwünschte Nebeneffekte wie die Wasserelektrolyse vermieden und die Anwendung auch bei extrem niedrigen Temperaturen (-40°C), da der Elektrolyt aufgrund seines begrenzten Flüssigkeitsbereiches verschlossen bleibt. Ein Nachteil nicht wässriger Elektrolyten ist die schlechtere Leitfähigkeit gegenüber wässrigen Elektrolyten. Dies drückt sich unmittelbar im Innenwiderstand der Zelle aus. Hinsichtlich Elektromobilität, insbesondere in Österreich, spielt die untere Einsatztemperatur der Batterie eine wichtige Rolle. (Vezzini A. , 2009b)

Der Übergang von den Elektroden zum Elektrolyten hat einen Einfluss auf das Verhalten der Zelle. Für die Eigenschaften von Li-Ionen Batterien ist besonders der Übergang zwischen negativer Elektrode und dem Elektrolyt von Bedeutung. Bedingt durch die Eigenschaften aller Materialien für negative Elektroden von Li-Ionen Akkus, mit Ausnahme der Lithium-Titanat Batterie, bildet sich an der negativen Elektrode der SEI-Film<sup>3</sup>. Die Ausprägung dieser Schicht und vor allem ihre Ionenleitfähigkeit können durch Additive im Elektrolyten günstig beeinflusst werden. Ziel ist eine möglichst geringer Durchtrittswiderstand und eine geringe Dicke. Einflüsse von Zeit, Temperatur und Stromfluss sollen hinsichtlich der Alterung der Zelle möglichst gering sein. (Seite 124, (Jossen & Weydanz, 2006)). Abbildung 5 veranschaulicht den Aufbau einer Lithium-Ionen Zelle.



**Abbildung 5: Aufbau einer Lithium-Ionen Zelle, vgl. (Vezzini A. , 2009b)**

Bei Lithium-Ionen Zellen werden in der positiven und in der negativen Elektrode Lithium-Ionen eingelagert. Beim Laden werden die positiven Li-Ionen (Li<sup>+</sup>) in die negative Elektrode eingelagert. Die Li<sup>+</sup>-Ionen mit dem Kohlenstoff in der negativen Elektrode eine elektro-

<sup>3</sup> SEI steht für „solid electrolyte interface“

chemische Interkalationsverbindung (interkalieren bedeutet einschieben, dazwischenschieben) ein. Die Interkalationsreaktion ist in der Regel reversibel. Die Elektronen wandern dabei über den äußeren Stromkreis von der positiven zur negativen Elektrode und reagieren mit den  $\text{Li}^+$ -Ionen zu Lithium-Atomen, welche im Graphitgitter eingespeichert werden. Beim Entladen wird der Prozess in die andere Richtung ab,  $\text{Li}^+$ -Ionen werden aus dem Graphitgitter gelöst und wandern über den Elektrolyten zum Metalloxid ( $\text{MO}_x$ ) der positiven Elektrode. Die Elektronen laufen wiederum über den äußeren Stromkreis von der negativen zur positiven Elektrode. (Jossen & Weydanz, 2006)

Die Reaktionsgleichung im Allgemeinen zeigt folgende Formel (Winter & Möller, 2005):



← Ladung, → Entladung

Die technischen Parameter der Li-Ionen-Batterie werden am Ende dieses Kapitels in einem Vergleich der unterschiedlichen Batterietechnologien aufgezeigt. Weitere Typen oder Weiterentwicklungen der Lithium-Ionen-Batterie sind die Lithium-Titanat-Batterie ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$  an der negativen Elektrode) und die Lithium-Polymer-Batterie, welche jedoch aufgrund ihrer derzeitigen Entwicklungen gesondert behandelt werden.

#### **Vorteile und Nachteile:**

(Jossen & Weydanz, 2006) und (Kalhammer, 2007)

- + hohe Zellspannung (abhängig vom Metalloxid der positiven Elektrode)
- + kein Memory-Effekt
- + hohe spezifische Energie bzw. Energiedichte
- + geringe Selbstentladung (gute Lagerfähigkeit)
- + hoher energetischer Nutzungsgrad
  
- hohe Streuung bei der Zyklenfestigkeit
- hohe Kosten
- geringe Lade- und Entladeströme im Vergleich mit Batterien mit wässrigen Elektrolyten
- Überladungsproblematik und dabei entstehendes metallisches Lithium. Dies kann durch Überwachung der Zellspannung vermieden werden.

**Sicherheitsaspekte:** Lithium ist ein sehr reaktives Metall. Die Reaktionen laufen dabei exotherm ab. Entsprechend ist Lithium leicht brennbar. Ein thermischer Durchgang (engl. thermal runaway), bedingt z.B. durch einen internen Kurzschluss, führt zu einer heftigen exothermen Reaktion, bei der die freiwerdende thermische Energie die elektrische Energie der Zelle um das Sechsfache übersteigt. Ab einer gewissen Temperatur schmilzt der Separator. Diese kontrollierte Verschmelzen der Poren des Separators, führt zur irreversiblen Abschaltung der Zelle auch „shut down“ genannt. Bei PE-Separatoren passiert dies ab rund  $130^\circ\text{C}$ , bei PP-Separatoren erst ab rund  $160^\circ\text{C}$ . Die Herausforderung bei diesem Prozess ist das Beibehalten der mechanischen Stabilität des Separators. Weitere Sicherheitsvorkehrungen in und an der Zelle sind die Zugabe flammenhemmender Additive zum Elektrolyten, Überdruckventile, Sollbruchstellen zur kontrollierten Reaktion bei Überhitzung. Hinzu kommen Vorkehrungen zur Erhöhung der Sicherheit außerhalb der Zelle. Dies ist zum Beispiel ein Thermoschalter, welches die Last abschaltet, elektronische Überprüfung der

maximal zulässigen Ladespannung, elektronische Überwachung zur Vermeidung von Tiefentladung und andere. (Seite 123 und 133, (Jossen & Weydanz, 2006))

Neben thermischer Belastung ist auch die mechanische Belastung durch entsprechende Vorkehrungen zu vermeiden, da ansonsten Kurzschlüsse auftreten können, welche wiederum zur thermischen Zerstörung der Batterie führen könnten. Die eingangs bereits erwähnte hohe Reaktivität von Lithium muss insbesondere in Hinblick auf den Einsatz von Li-Ionen Akkus in Elektrofahrzeugen speziell betrachtet werden. Metallisches Lithium reagiert mit Wasser stark exotherm. Auch wenn in Li-Ionen Akkus metallisches Lithium, wenn überhaupt, nur in geringen Mengen vorkommt, soll bei einem eventuellen Brand eines Elektrofahrzeuges mit Li-Ionen Batterie niemals Wasser zum Löschen verwendet werden. Normen bezüglich Sicherheit für Li-Ionen Batterien werden im Rahmen dieser Studie nicht ausführlich behandelt. In Österreich gelten die IEC-Normen ÖVE/ÖNORM EN 61960, die Norm ÖVE/ÖNORM EN 50272 und die Norm ÖVE/ÖNORM EN 62133 für Lithium-Ionen Batterien im Allgemeinen und nicht nur speziell für jene zum Einsatz für Elektrofahrzeuge.

**Kosten der Batterie:** Hier sollen die derzeitigen und die zukünftig erwarteten Kosten von Lithium-Ionen Akkumulatoren für den Einsatz in Elektrofahrzeugen aufgezeigt werden. Dabei ist es wichtig zwischen Batterien für reine Elektrofahrzeuge (hohe spezifische Energie für hohe Reichweiten) und Hybridfahrzeugen (hohe spezifische Leistung für Beschleunigung) zu unterscheiden. Dies gilt insbesondere für Li-Ionen Batterien, da sie je nach Anforderung, sowohl hohe spezifische Leistungen also auch hohe spezifische Energie aufweisen können (Abbildung 6). Die Preisangaben bezogen auf die Energie unterschiedlicher Elektrofahrzeugtypen sind daher nicht linear interpolierbar. Bezogen auf die Energie erscheinen daher Batterien für Hybridfahrzeuge teurer als jene für reine Elektrofahrzeuge. Folgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung aktueller und zukünftig erwarteter Batteriekosten für reine Elektrofahrzeuge, sowie langfristige Entwicklungsziele unterschiedlicher Institutionen. (BERR Departement of Transport UK, 2008)

Die zwei wesentlichsten Einflussfaktoren auf den Preis der Batterien (Module und Zellen) sind das jährliche Produktionsvolumen und die Rohstoffkosten. Dies zeigen auch renommierte Studien des EPRI (Duvall & Kalhammer, 2004) und des CARB (Kalhammer, 2007), welche ihre Preisprognosen jeweils in Abhängigkeit des produzierten Jahresvolumens der Batterien darstellen. Um möglichst schnell hohe Stückzahlen zu erreichen, haben sich der Batteriehersteller GS YUASA und der Autokonzern Mitsubishi Corporation und Mitsubishi Motors Corporation zur Lithium Energy Japan zusammengeschlossen, mit dem Ziel Li-Ionen Batterien zu entwickeln, zu produzieren und zu vertreiben. Im Jahr 2009 will Lithium Energy Japan 200.000 Batteriezellen für den Mitsubishi i-MiEV produzieren (BERR Departement of Transport UK, 2008). Bei 88 Zellen je Batterie (4 Zellen je Modul und 22 Module je Batterie) ergeben sich daher rund 2.300 Batterien mit je rund 16 kWh Energie (Mitsubishi Motors Japan, 2008). Dies ist immer noch weit von den in Tabelle 4 geforderten Stückzahlen in der Größenordnung von 25.000 bis sogar 100.000 pro Jahr entfernt.

**Tabelle 4: Kosten von Li-Ion-Akkus für reine Elektrofahrzeuge und deren Entwicklung in der Zukunft (BERR Departement of Transport UK, 2008), (Vergels, 2005), (Sauer, 2009), (Biermann, 2009)**

Institution	Spezifischer Preis	Jahr	Kommentar
EUROBAT <sup>a</sup>	1.000-2.000 USD/kWh	2005	700-1.500 EUR/kWh (1 EUR = 1,48 USD)
Challenge Bibendum <sup>b</sup> Battery Round Table	1.000-2.000 USD/kWh	2007	
RWTH Aachen	1.500 EUR/kWh	2008	Hochenergiebatterie in Kleinserie
RWTH Aachen	500 EUR/kWh	---	Hochleistungsbatterien in Massenproduktion
RWTH Aachen	300 EUR/kWh	---	Hochenergiebatterien in Massenproduktion
SUBAT	875-1.000 USD/kWh	2005	30 kWh Batterie, 700-800 EUR/kWh (1 EUR = 1,25 USD)
SUBAT	450-600 USD/kWh	2012	30 kWh Batterie, 360-480 EUR/kWh (1 EUR = 1,25 USD)
Roland Berger Consult	400-500 EUR/kWh	2010/11	
Roland Berger Consult	200 EUR/kWh	2020	
EUROBAT	296 USD/kWh	2020	Ziel nach 15 Jahren Entwicklung, Produktionszahlen pro Jahr ca. 100.000 30 kWh Batterien
IEA	270 USD/kWh	---	
EPRI <sup>c</sup>	280 USD/kWh	---	100.000 Stück/Jahr, 30 kWh Batterie
CARB <sup>d</sup>	240-280 USD/kWh	---	100.000 Stück/Jahr, 25 kWh Batterie
USABC <sup>e</sup>	150 USD/kWh	---	Mittelfristiges Ziel
USABC	100 USD/kWh	---	Langfristiges Ziel (25.000 Stk./Jahr, 40 kWh)

*a...EUROBAT ist der Zusammenschluss der europäischen Batterieindustrie für Industrie- und Fahrzeugbatterien*

*b...Challenge Bibendum ist eine jährliche Veranstaltung des Konzerns Michelin.*

*c...Electric Power Research Institute*

*d...California Air Resources Board*

*e...United States Advanced Battery Consortium*

Die Rohstoffkosten sind der zweite große Einflussfaktor auf die Kosten der Batterie. Kostenreduktionspotenzial besteht vor allen Dingen bei den Materialkosten der Kathode (42 %) und beim Separator mit rund 21 %. Elektrolyt und Anodenmaterial, sowie Ableiterfolien befinden sich im Bereich zwischen 11 und 13 %.(Sauer, 2009)

Ebenso berücksichtigt werden muss die Verfügbarkeit von Lithium, welches in Form von Lithium-Carbonat abgebaut wird. Führende Länder im Abbau sind Chile, Argentinien, Australien, die USA und China (Weber, Zsak, Reichl, & Schatz, 2009). Rund 84 % der geschätzten Vorkommen weltweit liegen in Südamerika (Seite 19-20, (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009a)). Ein Großteil davon in den Salzseen Boliviens, wo bisher noch kein Abbau stattfindet. Schon heute gehen rund 20 % des weltweiten Lithium-Bedarfes in die Batterieherstellung, bei jährlichen Wachstumsraten von 20 %. Mittelfristig muss daher über eine

Steigerung der Produktion nachgedacht werden (Lache, Galves, & Nolan, 2008). Preissteigerungen durch Engpässe in der Lithiumproduktion kann durch effizientes Recycling entgegengewirkt werden. Österreich beherbergt auf der Koralpe in Kärnten das größte Lithium-Vorkommen in Europa. Das Unter-Tage-Vorkommen kann allerdings wirtschaftlich nicht mit dem Tagebau beispielsweise in Südamerika konkurrieren. (BMWFJ, 2009)

**Entwicklung:** Die Weiterentwicklung der Li-Ionen Batterien hin zu höheren Energiedichten geht laut Jossen über den Einsatz von Lithium-Legierungen als Aktivmasse der positiven Elektrode. Sogenanntes 5-Volt-Kathodenmaterial wie z.B.  $\text{LiCoPO}_4$  oder  $\text{LiNiPO}_4$  scheint hohe Energiedichten bei gleichzeitig hoher Sicherheit zu ermöglichen. Nachteilig sind die hohen Kosten von Co-Material. Silizium-basierendes ( $\text{LiSi}_5$ ) Anodenmaterial verspricht theoretisch eine elfmal höhere Energiedichte als eine Graphitelektrode. Nachteilig ist die hohe Volumenänderung zwischen geladenem und ungeladenem Zustand, ebenso wie die noch nicht geklärte Zyklenfestigkeit und kalendarische Lebensdauer.(Sauer, 2009)

Weiteres Optimierungspotenzial besteht bei den Salzen des Elektrolyten. So werden beispielsweise polymerische anorganische Elektrolyten geprüft, welche zum Vorteil der Sicherheit nicht entflammbar sind. Auch der Einsatz neuer Aktivmaterialien (z.B. Silicon-Oxynitride Negativ) scheint hinsichtlich Energiedichte und spezifischer Energie deutliche Steigerungen zu bringen. (Kalhammer, 2007)

Wie bereits angedeutet, sind die Lithium-Polymer und die Lithium-Titanat Batterie zwei aus der Li-Ionen Technology stammende Weiterentwicklungen, welche in den folgenden Absätzen beschrieben werden.

#### 2.2.4 Lithium-Polymer Batterie

**Aufbau und Funktionsweise:** Lithium-Polymer Zellen unterscheiden sich von Lithium-Ionen Zellen hauptsächlich durch den Elektrolyten. Der grundlegende Aufbau ist also derselbe, die elektrochemischen Reaktionen sind ebenfalls im Grunde dieselben, nur im Elektrolyten selbst ist eine Veränderung notwendig. Unterschieden werden Polymer-Zellen mit Gel und jene mit festen Elektrolytträgern. Der gelartige Elektrolytträger ist in Matrix, bestehend aus Polymeren (z.B. Polyvinylidendifluorid), welche den Elektrolyten (ähnlich jenen der Li-Ionen Zelle) auslaufsicher beinhaltet. Feste Polymerzellen haben einen komplett aus Polymer bestehenden Elektrolyt, in welchem Lithiumsalz in gelöster Form für die Ionenleitfähigkeit eingesetzt wird. Derartige Zellen können bei Raumtemperatur nicht eingesetzt werden. Erst bei Temperaturen oberhalb von 60-70 °C ist kann der Zelle Strom entnommen werden. Für den Einsatz in Fahrzeugen stellt diese Einsatztemperatur laut Jossen keinen Nachteil dar. (Jossen & Weydanz, 2006)

Die technischen Parameter der Li-Polymer Batterie werden am Ende dieses Kapitels in einem Vergleich der unterschiedlichen Batterietechnologien aufgezeigt.

**Vor- und Nachteile:**

(Jossen &amp; Weydanz, 2006)

- + selbsttragende Konstruktion, dadurch kostengünstigere Gehäuse
- + große Oberfläche und damit gute Wärmeabgabe, bedingt durch flache Bauweise
- + höhere Arbeitstemperaturen als Li-Ionen Akkus
- + Unterdrückung des Dendritenwachstums, weshalb auch metallisches Silizium als negatives Elektrodenmaterial verwendet werden kann, ohne die Sicherheit zu gefährden.
- + Im Vergleich zu Li-Ionen haben Polymerzellen ein geringeres Gesamtgewicht bei gleicher Leistung.
- im Vergleich zu Li-Ionen höherer Innenwiderstand bedingt durch das Gel
- im Vergleich zu Li-Ionen höhere Produktionskosten (Herstellung der Trägermatrix)
- geringe bis gar keine Leitfähigkeit des Elektrolyten bei Raumtemperatur
- empfindlich gegen Überladung (keine reversible Überladereaktion)

**Sicherheitsaspekte:** Gleich wie für Li-Ionen Batterien gilt es auch für Polymerzellen mechanische Belastung zu vermeiden. Ein wesentlicher Sicherheitsvorteil gegenüber den Li-Ionen Zellen ist das weitestgehend nicht auftretende Dendritenwachstum. Die thermische Belastbarkeit der Polymerzelle ist entsprechend besser als jene der Li-Ionen Zelle.

**2.2.5 Lithium-Titanat Batterie**

**Aufbau und Funktionsweise:** Die Lithium-Titanat Batterie ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ ) ist ähnlich aufgebaut wie eine herkömmliche Li-Ionen Batterie. Ihren Namen hat sie vom oxydischen Material Lithium-Titanat, welches die negative Elektrode dieses Batterietyps bildet. Die Zellspannung ist bedingt durch die das hohe elektrochemische Potenzial von Lithium-Titanat (1,55 V vs. Li/Li+) mit 2,0 – 2.5 V deutlich niedriger als jene der Lithium-Ionen Zellen. Der große Vorteil derartiger Akkumulatoren ist ihre hohe Zyklenfestigkeit. Dies gilt insbesondere im Hinblick ihres Einsatzes in Elektrofahrzeugen. Diese Eigenschaft ist bedingt durch die, im Gegensatz zu anderen Aktivmaterialien (negativer aber auch positiver Elektroden), nicht auftretende Volumenänderung beim Wechsel vom lithierten, sprich geladenen Zustand in den unlithierten Zustand und umgekehrt. Dadurch reduziert sich die zellinterne mechanische Belastung. Anders als bei Li-Ionen Zellen bildet sich keine SEI-Schicht zwischen Elektrolyt und der negativen Elektrode. Dies begünstigt die thermische Belastbarkeit derartiger Batterien. (Seite 113, (Jossen & Weydanz, 2006) und Seite 36, (Kalhammer, 2007))

Die technischen Parameter der Li-Titanat-Batterie werden am Ende dieses Kapitels in einem Vergleich der unterschiedlichen Batterietechnologien aufgezeigt. Derzeit werden Lithium-Titanat Batterien nur vom amerikanischen Unternehmen Altair Nanotechnologies (altairnano) hergestellt und unter dem Namen „nano-safe“ vermarktet. Im Angebot stehen eine 11 Ah Zelle mit insgesamt 28 Wh Kapazität und 400 W Leistung bei einem Gewicht von 366 g und einer Nennspannung von 2,3V. Eine für den Einsatz in Elektrofahrzeugen konzipierte 50 Ah Zelle (2,3 V) hat eine Kapazität von 116 Wh und eine Leistung von 1250 W bei einem Gewicht von 1,6 kg. Die 11 Ah Zelle hat einen empfohlenen Normalladegleichstrom von 10 A und einen empfohlenen Schnellladegleichstrom von 66 A. Für die 50 Ah Zelle betragen die entsprechenden Werte 50 A bzw. 300 A. Beide Typen haben eine Zyklenfestigkeit von über 12.000 Zyklen bei Ladung/-Entladung mit einer Laderate von 2C und einer vollständigen Entladung (100 % DOD). (Altairnano, 2009a) (Altairnano, 2009b)

**Vor- und Nachteile:**

(Gotcher, 2006) (EnerDel Lithium Power Systems, 2005)

- + hohe Zyklenfestigkeit auch bei hohen Laderaten und Entladeraten
- + hohe Leistungsdichte und mittelmäßige Energiedichte machen ihren Einsatz insbesondere für Hybridfahrzeuge interessant
- + schnelle Ladung möglich (hohe Lade- und Entladeraten)
- + hoher Temperaturbereich in der die Lithium-Titanat Zelle betrieben werden kann.
- + hohe Temperatur, welcher die Zelle ausgesetzt sein kann (rund 250°C). Die Zelle schaltet sich dann ohne thermische Zerstörung selbst ab, d.h. die Spannung sinkt auf 0 V. Im Vergleich dazu würde bei herkömmlichen Li-Ionen Zellen ohne Sicherheitsvorkehrungen ab ca. 140-160°C der bereits genannte „thermal runaway“ einsetzen.
- + keine Volumenänderung während eines Zyklus bedingt durch die sog. zero strain Eigenschaft von Titanat
- geringe Zellspannung und damit einhergehend geringe spezifische Energie. Dieser Nachteil fällt beim Einsatz dieser Batterietechnologie in Hybridfahrzeugen weniger ins Gewicht als bei reinen Elektrofahrzeugen, welche ein, durch die geringe Energiedichte, hohes Batteriegewicht erfordern würden.
- hohe Kosten (>1.000 USD/kWh)

**Sicherheitsaspekte:** Sicherheitstechnische Vorteile bestehen einerseits durch die geringere interne mechanische Belastung aufgrund der fehlenden Volumenänderung der negativen Elektrode beim Wechsel zwischen geladenem und ungeladenem Zustand. Andererseits stellt der hohe Temperaturbereich gewissermaßen eine höhere Sicherheit und Zuverlässigkeit für den Betrieb der Zelle dar.

## 2.2.6 Gegenüberstellung und abschließender Vergleich der Batterietechnologien

In diesem Kapitel werden die technischen Parameter der bisher behandelten Akkumulatoren miteinander verglichen. Abbildung 6 zeigt das sogenannte Ragone-Diagramm, in welchem die spezifische Leistung in Abhängigkeit der spezifischen Energie unterschiedlicher Batterietechnologien dargestellt ist. Die horizontalen grauen Balken zeigen die Anforderungen an die spezifische Leistung und an die spezifische Energie der unterschiedlichen Typen von Elektrofahrzeugen. Diese sind zum Einen das reine Elektrofahrzeug (FPBEV, full performance battery electric vehicle) und zum anderen die beiden Hybride, das reine Hybridfahrzeug (full HEV) und der sogenannte Plug-in Hybrid (PHEV).

Dies bedeutet allerdings nicht, dass PHEV und HEV nur mit NiMH (oder NiCd) Akkumulatoren betrieben werden können. Einzig und allein auf Li-Ionen basierende Akkumulatoren scheinen die Anforderungen an die Batterie für jeglichen Typ von Elektrofahrzeug zu erfüllen. Das Ragone-Diagramm zeigt deutlich, dass Batterien mit hoher spezifischer Leistung eine geringere spezifische Energie aufweisen und umgekehrt.

Tabelle 5 zeigt die technischen Parameter von NiMH, Natrium-Nickelchlorid, Li-Ionen, Li-Polymer und Li-Titanat Akkumulatoren. Werte wie z.B. die spezifische Energie oder die Zyklenfestigkeit, weisen in der Literatur eine hohe Streuung auf. Die hohe Streuung der Zyklen ist zurückzuführen auf deren Abhängigkeit von der Temperatur, von der Entladetiefe und vom Lade- bzw. Entladestrom.

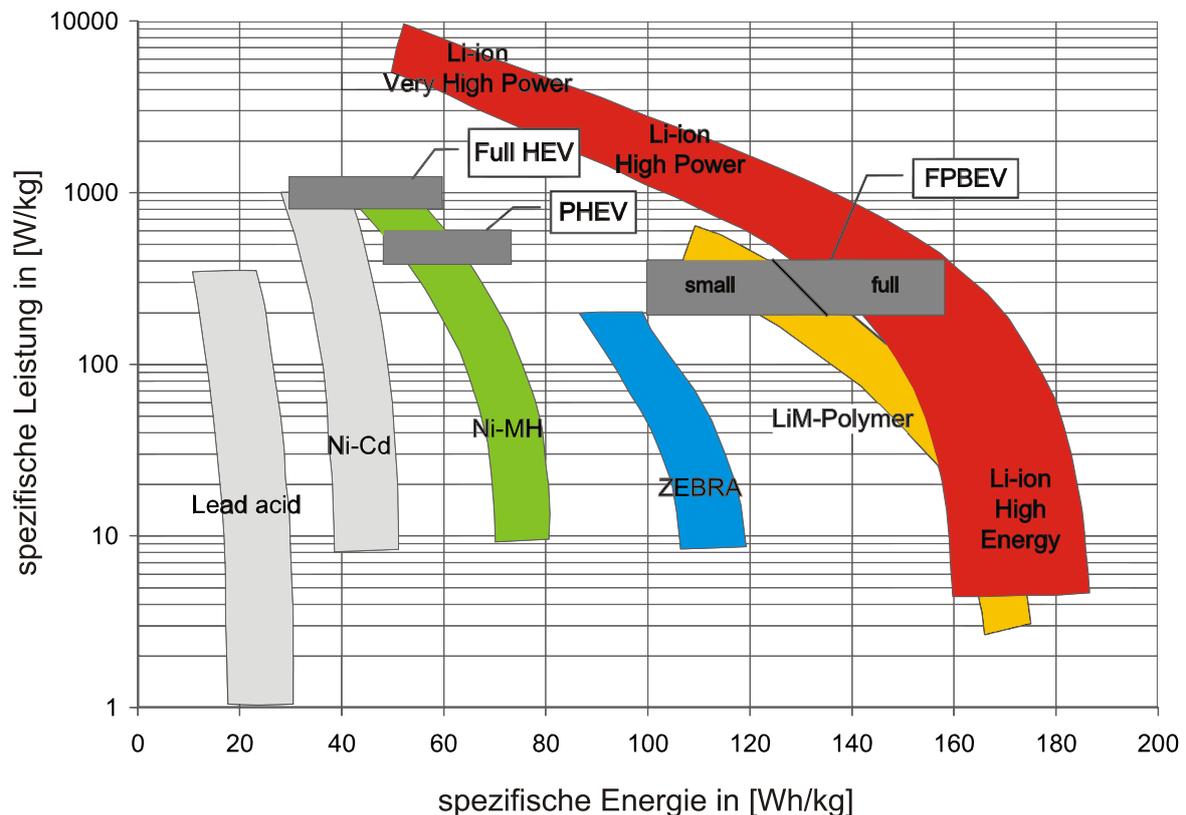


Abbildung 6: Ragone Diagramm verschiedener Batterietechnologien und Anforderungen an spez. Leistung und spez. Energie von reinen Elektrofahrzeugen (FPBEV), Plug-In Hybriden (PHEV) und reinen Hybridfahrzeugen (Full HEV) vgl. (Kalhammer, 2007)

Tabelle 5: Technische Parameter (Richtwerte) verschiedener Batterietypen (Kalhammer, 2007) (BERR Department of Transport UK, 2008) (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009a) (Gotcher, 2006) (Schall, 2009)

	NiMH	ZEBRA	Li-Ionen	LiFePO <sub>4</sub> <sup>d</sup>	Li-Polymer	Li-Titanat
spez. Energie <sup>e</sup> [Wh/kg]	50 bis 80	80 bis 120	60 bis 180	54	110 bis 170	70 bis 90
Energiedichte <sup>e</sup> [Wh/l]	200 bis 450	10 bis 180	200 bis 600	128	230 bis 400	ca. 80
spez. Leistung <sup>e</sup> [W/kg]	10 bis 1.000	150 bis 190	200 bis 4.000	4.375	10 bis 700	50 bis 5.000
Leistungsdichte <sup>e</sup> [W/l]	ca. 400	150 bis 290	ca. 500	---	---	ca. 5.000
Zellspannung [V]	1,2	2,6	3,4 bis 4,2 <sup>c</sup>	3,3 bis 3,4	3,7	2,0 bis 2,5
Selbstentladung [% pro Monat]	30	---	5 bis 10	bis 3	10	2
Zyklen	300 bis 2.000	ca. 1.000	500 bis 1.200	700 bis 4.400	ca. 1.000	> 10.000
Temperaturbereich [°C]	-20 bis +60	-40 bis +50 <sup>b</sup>	-20 bis +55	-25 bis +75	-20 bis +40 <sup>a</sup>	-50 bis +75

a...bei GEL-Elektrolyten. Bei festen Elektrolyten muss die Betriebstemperatur mindestens 60 bis 70 °C betragen (abhängig vom Elektrolyt).

b...Betriebstemperatur: 250 bis 300 °C

c...abhängig vom Aktivmaterial der positiven Elektrode

d...Werte der Süd-Chemie

e...bei den Angaben handelt es sich nicht um theoretische Werte sondern um in der Praxis erreichbare Größen.

## 2.3 Doppelschicht-Kondensatoren als Speicher in der Elektromobilität

Doppelschicht-Kondensatoren, sogenannte Supercaps, Ultracaps (ultra capacitors) oder Electrochemical Double-Layer Capacitors (EDLC), beruhen auf der vom deutschen Physiker Helmholtz bereits in den 50er Jahren des 19. Jahrhundert entdeckten elektrochemischen Doppelschicht. In einer Veröffentlichung aus dem Jahre 1879 beschreibt Helmholtz diesen Effekt (von Helmholtz, 1879). Anders als bei Elektrolytkondensatoren ergibt sich die Kapazität nicht durch Polarisierung, sondern aufgrund von Ladungsverschiebung. An der Phasengrenze zwischen Elektrode und Elektrolyt bildet sich eine sog. Doppelschicht aus Ladungsträgern, sobald eine Spannung an die Elektroden angelegt wird. Diese Doppelschicht besteht im Grunde aus Ionen, welche bei angelegter Spannung entsprechend an die positive bzw. negative Elektrode wandern. Die Dicke der Doppelschicht ist mit einem halben Ionen-durchmesser äußerst gering. Folgende Abbildung zeigt daher nur äußerst schematisch den Aufbau eines Doppelschicht-Kondensators. (Fischle, 2005)

Supercaps haben im Vergleich zu Akkumulatoren eine geringe spezifische Energie. Bei Anwendung hochporöser Elektrodenmaterialien mit spezifischen Oberflächen von  $2.000 \text{ m}^2/\text{g}$  und mehr kann derzeit eine spezifische Energie in der Größenordnung von  $6 \text{ Wh/kg}$  erreicht werden (Kassakian, Schindall, & Signorelli, 2009). Supercaps weisen eine hohe spezifische Leistung auf. Sie können für die sogenannte Start-Stopp Technologie in der Elektromobilität eingesetzt werden, da sie in der Lage sind, kurzzeitig hohe Leistungen aufzunehmen bzw. abzugeben. Wesentliche Vorteile von Supercaps gegenüber einer Batterie sind die extrem hohe Zyklenfestigkeit (weit mehr als 500.000 Zyklen) und die einfache Ladung mit konstantem Strom aber nicht zwingend vorgegebener Spannungshöhe. Für die Zwischenspeicherung von Bremsenergie sind sie daher besser geeignet als derzeit verfügbare Batterietechnologien. Supercaps werden in der Elektromobilität daher, wenn überhaupt, ergänzend zu einer Batterie eingesetzt, um diese teilweise zu entlasten. Ein weiterer Vorteil ist der hohe Nutzungsgrad von über 95 % aufgrund des geringen Innenwiderstandes derartiger Kondensatoren.

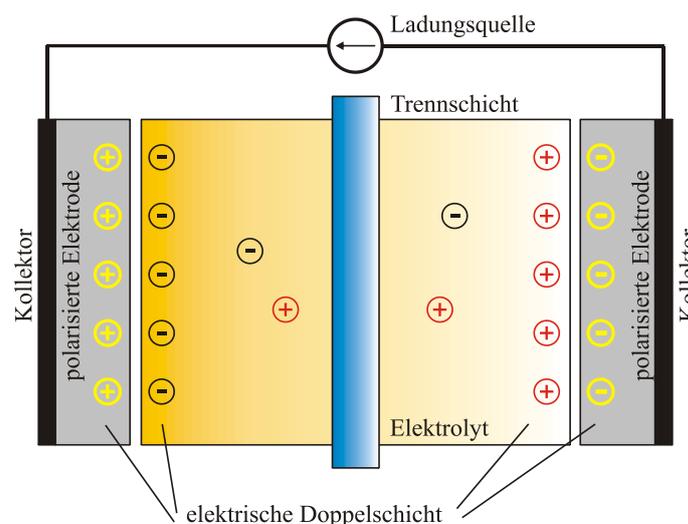


Abbildung 7: schematischer Aufbau eines Doppelschicht-Kondensators (in Anlehnung an (Fischle, 2005))

Derzeit laufende Forschungen am Laboratory for Electromagnetic and Electronic Systems (LEES) und am MIT ergaben ein Potenzial von 60 Wh/kg und mehr als 100 kW/kg bei Einsatz von sogenannten Kohlenstoff-Nanoröhrchen (carbon nanotubes, CNT), mit einer Zyklusfestigkeit von über 300.000 Zyklen (Kassakian, Schindall, & Signorelli, 2009). Ein marktreifes Produkt wurde bisher jedoch noch nicht erreicht.

#### **Vor- und Nachteile:**

- + hoher Nutzungsgrad (geringer Innenwiderstand)
- + geringes Gewicht, ist besonders beim Einsatz in Fahrzeugen von Vorteil
- + hohe spezifische Leistung im Vergleich zu Akkumulatoren
- + unkomplizierte und schnelles Ladung mit konstanter Spannung
- + sehr hohe Zyklusfestigkeit im Vergleich zu Akkumulatoren
- + keine Überladungsproblematik
  
- geringe spezifische Energie im Vergleich zu Akkumulatoren
- temperaturabhängige Selbstentladung und Lebensdauer
- nicht konstante Spannung über den Lade- bzw. Entladebereich
- derzeit Arbeitsspannung je EDCL von 2,5 V. Um entsprechende Spannungen und Kapazitäten zu erreichen, sind Serien- und Parallelschaltungen notwendig. Dabei auftretende Asymmetrien müssen durch Bauelemente wie Symmetrierwiderstände ausgeglichen werden.

Es bleibt festzuhalten, dass voraussichtlich zwar eine Weiterentwicklung hin zu höheren Energiedichten von Supercaps vollzogen wird, diese jedoch in näherer Zukunft die Batterie in Elektrofahrzeugen nicht ersetzen werden können.

## **2.4 Entwicklung neuer Batterietechnologien**

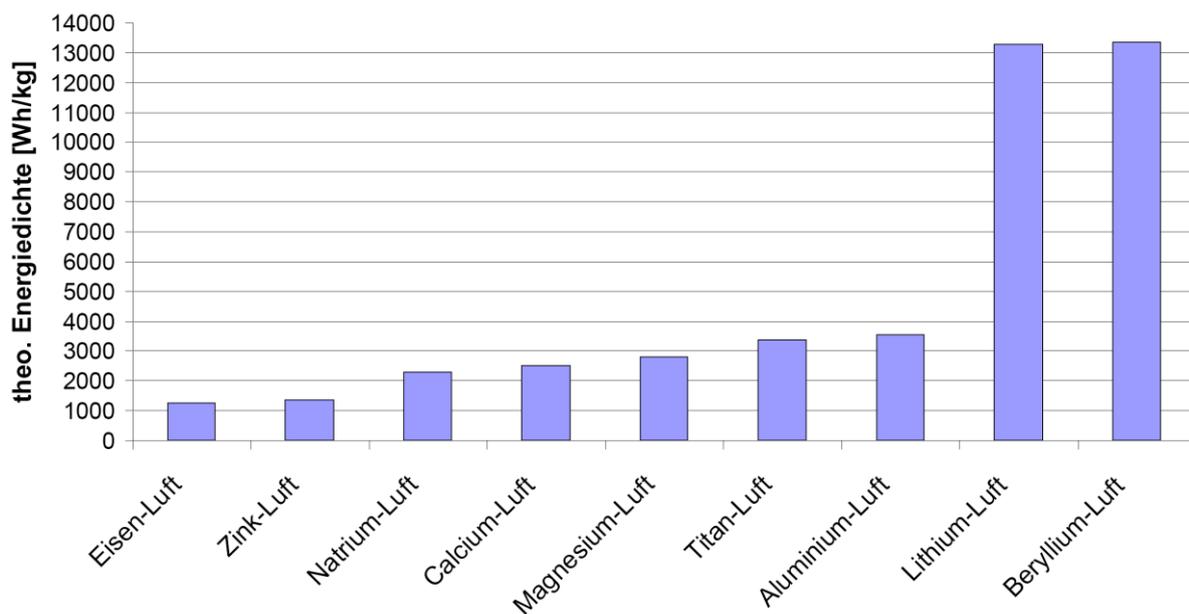
Die rein elektrische Reichweite eines Elektrofahrzeuges ist direkt von der Batterie bzw. deren Energiekapazität abhängig. Von den derzeit verfügbaren Batterien für Anwendung in der Elektromobilität sind die Lithium-Ionen Batterie und die Lithium-Titanat Batterie hinsichtlich ihrer spezifischen Energie die Hoffnungsträger für die nächsten Jahre. Marktführende Hersteller sehen dennoch eine elektrochemisch bedingte Obergrenze für die Energiedichte derartiger Zellen.

Folgende drei Ansätze werden in der Forschung und Entwicklung zur Erhöhung der spezifischen Energie verfolgt (Armand & Tarascon, 2008):

- a) Erhöhung der Zellspannung durch Wahl der Aktivmaterialien
- b) Gewichts und/oder Volumenreduzierung um die praktische Energiedichte möglichst nahe an die theoretische zu bringen.
- c) Sicherstellung, dass der Elektrolyt keine chemische Veränderung erfährt.

In der Forschung stützt man sich dabei besonders auf die Nanotechnologie und auf in der Natur vorkommende Reaktionen (Armand & Tarascon, 2008). Derartige Batterietechnologien stehen derzeit jedoch erst auf dem Papier und sind daher für die Marktdurchdringung der Elektromobilität in keinsten Weise relevant. Metall-Luft Batterien gibt es zwar in Form der Zink-Luft Batterie schon viele Jahre, ihr Einsatz in Elektrofahrzeugen kam bisher jedoch nicht über Flottenversuche mit geringer Anzahl an Fahrzeugen hinaus. Abbildung 8 zeigt die theoretischen gravimetrischen Energiedichten der denkbaren Metall-Luft Batterien und zeigt deutlich. Erste Versuche mit Zink-Luft Batterien ( $\text{ZnO}_2$ ) zeigen im Vergleich zu derzeitigen

Batterietechnologien extrem hohe spezifische Energien. (Sauer, 2009) Derzeit ungeklärt sind jedoch die Wiederaufladbarkeit und vor allem die Zyklenfestigkeit von Metall-Luft Batterien. So müssen  $ZnO_2$  Batterien in einem sehr zeitaufwändigem Prozess durch einen Wechsel der Zinkelektrode aufgeladen werden, man spricht diesen Vorgang „mechanische Aufladung“. Für den Einsatz in Elektrofahrzeugen ist dies nur in Verbindung mit einem kompletten Austausch der Batterie denkbar. Ein derartiges Konzept wird von dem Unternehmen Better Place mit den sog. „battery switch stations“ verfolgt. (Better Place, 2009) Das Konzept sieht vor, dass die Batterien vom Fahrzeugbesitzer nicht gekauft, sondern geleast werden. Damit sollen zwei Hemmnisse für die Durchsetzung der Elektromobilität verringert bzw. eliminiert werden: die hohen Anschaffungskosten der Batterie und die durch die Batteriekapazität eingeschränkte elektrische Reichweite des Fahrzeugs (Thesen & Narodick, 2009).



**Abbildung 8: Theoretische spezifische Energie von Metall-Luft Batterien (Sauer, 2009)**

Vorsichtiger Schätzungen geben für Lithium-Luft rund 7.600 Wh/kg und für Magnesium-Luft Batterien rund 4.800 Wh/kg an. Als realistisch, d.h. praktisch umsetzbar, werden rund 10 bis 25 % der theoretischen Werte angesehen. (Jelden, 2008)

Bereits in den Jahren 1995 und 1996 startete die Deutsche Post einen Flottenversuch mit 60 Fahrzeugen (Kleintransporter), in welchen Zink-Luft Batterien mit 200 Wh/kg eingesetzt wurden. Trotz insgesamt 18 Modulen mit einem Energieinhalt von jeweils 17,4 kWh wurden „nur“ maximal 400 km erreicht. Zusätzlich zu dem hohen Gewicht von knapp 1,6 Tonnen verhinderten der geringe Ladewirkungsgrad und vor allem die technisch aufwendige Prozedur zur Wiederaufladung damals den Durchbruch derartiger Batterien. (Sterbak, 1997) (Electric Fuel Inc., 2003)

Nichts desto trotz würden derartige Batterien zumindest annähernd entsprechend hohe elektrische Reichweiten ermöglichen und die Größenordnung von 11 kWh pro Kilogramm fallen. In diesem Bereich liegen konventionellen Treibstoffe wie Benzin und Diesel. Biodiesel liegt in derselben Größenordnung, während Ethanol bei rund 7.500 Wh/kg liegt. Derzeit wird intensiv an Metall-Luft Akkumulatoren und deren Einsatz in Elektrofahrzeugen geforscht und entwickelt.

Abschließend muss jedoch zur Kenntnis genommen werden, dass keine der derzeit verfügbaren Batterietechnologien und auch keine der aussichtsreichen Entwicklungen allen Anforderungen bzgl. Sicherheit, Kosten, Zyklenfestigkeit, Gewicht, Leistung und Energiedichte gerecht wird.

## 2.5 Laden von Batterien für Elektrofahrzeuge

In diesem Kapitel werden die unterschiedlichen Ladeverfahren für die NiMH und für die Lithium-Ionen Batterie beschrieben. Die Ladung (Ladestrom und Ladezeit) ist eine der wesentlichsten Einflussfaktoren für die Zyklenfestigkeit von Akkumulatoren. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel auch das Konzept der Schnellladung aus Sicht der Batterietechnologie behandelt.

### 2.5.1 Ladeverfahren von Nickel-Metallhydrid Batterien

Nickel-Metallhydrid Batterien werden üblicherweise mit Konstantstrom geladen. Anwendung finden sowohl die I-Ladung als auch die Ia-Ladung. Letztere unterscheidet sich von der I-Ladung durch ein Abschaltkriterium. Der konstante Ladestrom multipliziert mit der Ladedauer ergibt die geladene Strommenge. Bei der I-Ladung, d.h. bei der Ladung ohne Abschaltkriterium kann es zu einer Überladung der NiMH Batterie kommen. Dies führt zu unerwünschten Nebenreaktionen und zur Erwärmung der Batterie. Daher ist die Ladezeit jedenfalls zu begrenzen. Typischer Ladestrom bei der Konstantstromladung ist jener Strom, welcher die Batterie in 10 Stunden volllädt. Bei Laderaten über 0,1 C hat jedenfalls eine Abschaltung bei vollgeladener Batterie zu erfolgen, da höhere Ladeströme die Nebenreaktionen beschleunigen und somit die Lebensdauer negativ beeinflussen. Als Abschaltkriterium können Temperatur, Spannung, Zelleninnendruck und/oder die Zeit herangezogen werden. Zeitkriterien sind sehr zwar einfach und kostengünstig, kann jedoch je nach Ladezustand der Batterie zur Unter- oder aber zur Überladung der Batterie führen. Daher ist die Zeit meist nur ein zusätzliches Sicherheitskriterium jedoch nicht das bestimmende Abschaltkriterium beim Laden von NiMH Batterien. (Jossen & Weydanz, 2006)

### 2.5.2 Ladeverfahren von Lithium-Ionen Batterien

Die Überladungsproblematik bei Li-Ionen Batterien bedingt ein Ladeverfahren, welches die maximale Ladespannung auf einen bestimmten Wert begrenzt. Bei gängigen Li-Ionen Zellen entspricht die maximale Ladespannung rund 4,2 V. Die sogenannte IUa-Ladung ist das von allen Herstellern empfohlene Ladeverfahren für Lithium-Ionen Akkumulatoren. Das „I“ steht für eine Ladung mit konstantem Strom. In der darauf folgenden U-Phase erfolgt die Ladung mit konstanter Spannung. Das „a“ steht für Ausschaltung nach einem Kriterium wie z.B. der Zeit. Die Konstantstromphase wird häufig auch Hauptladung oder Schnellladephase<sup>4</sup> genannt. Sie dauert solange, bis die Ladespannung von 4,2 V erreicht ist. Dadurch werden unerwünschte und irreversible Nebenreaktionen durch Überladung der Zelle verhindert. Die Einhaltung dieser Grenze muss mit einer Genauigkeit von unter einem Prozent gewährleistet werden, da bereits größere Abweichungen nach oben wesentlichen Einfluss auf die Alterung der Zelle haben. Typische Laderaten in der I-Phase sind 0,3 C bis 1 C. Diese geringen Laderaten bei normaler Ladung unterstreichen den Nachteil für die Anwendung von Lithium-Ionen

<sup>4</sup> Der Begriff „Schnellladephase“ darf nicht mit dem Begriff „Schnellladung“ in der Elektromobilität verwechselt werden. Letztere bezieht sich auf Laderaten deutlich höher als 1 C.

Batterien in der Elektromobilität mit Blick auf die dort angedachten Schnellladekonzepte. Da die Haltung der Spannung auf 4,2 V über längere Zeit schädlich für den Akku ist, wird der Ladevorgang durch ein Abschaltkriterium beendet. Dieses Abschaltkriterium ist der Strom und/oder die Zeit. Sinkt der Ladestrom während der Konstantspannungsphase unter einen bestimmten Wert (typischerweise im Bereich zwischen 1/8 C und 1/30 C), so wird die Ladung beendet. Die Zeit kann ebenfalls ein Abschaltkriterium darstellen. Diese Abschaltung stellt meistens eine zusätzliche Sicherheit zum Stromkriterium dar. Stark entladene bzw. tiefentladene Lithium-Ionen Zellen, d.h. Zellen, welche unter die Entladeschlussspannung von 3 V entladen wurden, müssen mit einer Laderate unter 0,1 C geladen werden. Derartige Vorladephasen dienen zur Erkennung von Defekten in Batteriezellen, sind im normalen Zyklenbetrieb jedoch nicht oder nur selten notwendig. (Jossen & Weydanz, 2006)

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die typischen Laderaten bzw. Ladeparameter unterschiedlicher Batterietechnologien.

**Tabelle 6: Typische Laderaten bzw. Ladeparameter unterschiedlicher Batterietypen bei normaler Ladung (Jossen & Weydanz, 2006) und (Vezzini A. , 2009b)**

	NiMH	Li-Ionen	LiFePO <sub>4</sub>	Li-Titanat
Typ. Ladung	< 1 C ---	0,3 C bis 1 C 4,2 V 3 h	< 3 C 4 V 1,5 h	--- 2,8 V 1,5 h

### 2.5.3 Auswirkungen von Schnellladung auf Batterien

Der Begriff Schnellladung ist nicht genormt und lässt sich daher auch nicht an eine bestimmte Anschlussleistung festmachen. Grundsätzlich werden Anschlussleistungen über 10 kVA in der Literatur mit einer Schnellladung in Verbindung gebracht. Oftmals werden Schnellladekonzepte auch in Verbindung mit Zeiten für die Vollladung der entsprechenden Batterie genannt. Dies lässt sich jedoch nicht pauschal an einer bestimmten Zeit festmachen.

Schnellladung bedeutet für eine Batterie, dass die Ladung mit einer hohen Laderate erfolgt. Die Möglichkeit einer Schnellladung ist abhängig von der Batterietechnologie und kann daher nicht alleine an einer bestimmten Anschlussleistung der Ladestation bemessen werden. Eine besondere Rolle spielt bei der Schnellladung die Ladeeinheit der Batterie, welche auf die hohe Leistung dimensioniert sein muss und damit einhergehend schwerer sein wird, als ein für die herkömmliche Ladung konzipiertes Ladegerät. Bei Schnellladekonzepten ist die Ladeeinheit daher oft als externe Einheit (sog. off-board charger) konzipiert.

NiMH Batterien erlauben höhere Laderaten als Li-Ionen Batterien. Davon ausgenommen sind Lithium-Eisenphosphat und Lithium-Titanat Batterien, welche sehr hoher Lade- und auch Entladeraten erlauben (Schall, 2009). Dies hängt im Wesentlichen vom Innenwiderstand der Zelle ab, welcher bei wässrigen Elektrolyten der NiMH Zelle geringer ist, als jener der Li-Ionen Zelle. Hochstromfähige NiMH-Zellen haben zwischen 5 mΩ und 6 mΩ, während Hochstromlithium-Ionen Zellen zwischen 25 und 40 mΩ Innenwiderstand aufweisen (Seite 130, (Jossen & Weydanz, 2006)). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Zellenspannung der NiMH Batterie mit 1,2 V zwar nur rund ein Drittel jener der Li-Ionen Batterie mit 3,6 V beträgt. Dennoch ist der Innenwiderstand von drei NiMH-Zellen in Serie (3,6 V Modulspannung) mit 15 mΩ bis 18 mΩ dennoch kleiner als jener der Li-Ionen Zelle. Lithium-Ionen Akkus verwenden in der Konstantstromphase der IUa-Ladung typischerweise Laderaten zwischen 0,3C und 1C. Je größer die Zelle, desto stärker die Erwärmung. Daher

werden bei größeren Zellen geringere Laderaten verwendet. Nickel-Metallhydrid Batterien entziehen beim Laden der Umgebung Wärme, wodurch ein Teil der am Innenwiderstand der Batterie erzeugten Wärme kompensiert werden kann. Dieser Effekt nimmt allerdings mit steigendem Ladestrom ab, da die Kühlleistung proportional mit dem Ladestrom, die Wärme am Innenwiderstand jedoch quadratisch mit dem Ladestrom zunimmt. (Jossen & Weydanz, 2006)

Ausschlaggebend für das Schnellladeverhalten einer Batterie ist die sog. Ladeakzeptanz (engl. charge acceptance), welche die maximale Laderate der Batterie beschreibt. Sobald die Laderate des Ladegeräts dieser chemisch bedingten maximalen Laderate überschreitet, muss die Laderate verringert werden, um eine Zerstörung der Zelle zu vermeiden. Zudem muss die Temperatur stets innerhalb des zulässigen Bereiches für die jeweilige Batterie bleiben. Im Falle von Lithium Batterien kann es sonst zum Beispiel zum thermischen Durchgehen der Batterie kommen. (Sandeep, 2001)

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Schnellladung bei den derzeit verfügbaren Batterietechnologien, wenn überhaupt, nur in seltenen Fällen eingesetzt werden sollte (weniger als 5 % aller Ladezyklen (Hatton, Beella, Brezet, & Wijnia, 2009)). Hauptnachteil ist die negative Auswirkung auf die zyklische Lebensdauer derzeitiger Batterien. Hinzu kommt die Erwärmung der Batterie, welche ebenfalls Auswirkung auf die Lebensdauer hat und zusätzlich den Ladennutzungsgrad verringert.

### 3. Herausforderungen für Verteilernetzbetreiber

Für die Marktdurchdringung von Elektroautos ist eine entsprechende Infrastruktur zur Ladung der Batterien unerlässlich. Ziel dieses Kapitels ist es die generellen Anforderungen an die Verteilernetzbetreiber zu zeigen, welche bei der Ladeinfrastruktur zu beachten sind. Es werden unterschiedliche Ladekonzepte gezeigt und verglichen. Ein eigenes Kapitel behandelt die Normung bzw. Standardisierung für die Ladung von Elektrofahrzeugen.

Elektroautos sind, bedingt durch die geringe spezifische Energie der Batterie im Vergleich zu Benzin und Diesel, in ihrer Reichweite eingeschränkt. Die Nutzer eines Elektrofahrzeugs erwarten sich in erster Linie dort eine Ladestation, wo ihr Fahrzeug am häufigsten steht. Daraus lässt sich eine Schlüsselfrage für die Errichtung der Infrastruktur formulieren: „Wann wollen Nutzer von Elektrofahrzeugen ihre Fahrzeuge laden?“. Die durchschnittlichen täglichen Wegstrecken liegen zwar deutlich unter den derzeitigen Reichweiten von Elektrofahrzeugen, dennoch spielt die Verfügbarkeit von Ladestationen für die Nutzer eine wesentliche, auch psychologische Rolle (BERR Department of Transport UK, 2008). Elektromobilität erfordert daher ein Netzwerk mit einer bestimmten Dichte an Ladestation.

In der Schweiz wird dafür das folgende dreistufige Konzept verfolgt (Blum, 2009):

1. Einrichtung einer Ladestation zu Hause (Garage, Parkplatz) durch Nutzung der bereits vorhandenen Infrastruktur.
2. Einrichten möglichst vieler kostengünstiger, öffentlich zugänglicher Ladestationen, an Orten wo Fahrzeuge ohnehin länger stehen.
3. Schnellladestationen an strategischen Verbindungsachsen, sofern die Anforderungen an die Batterie und an die Netzsituation erfüllt sind.

Das Konzept der kostengünstigen Ladeinfrastruktur zu Hause und an Orten mit längerer Aufenthaltswahrscheinlichkeit ist auch vereinbar mit der Einführung von Plug-In Hybrid Fahrzeugen (PHEV), da diese aufgrund der bordinternen Stromversorgung nicht zwingend auf Schnellladestationen angewiesen sind (Blum, 2009). Ladestationen lassen sich hinsichtlich folgender Kriterien unterscheiden:

- Anschlussleistung und damit einhergehend die Ladedauer für die Batterie;
- induktives Laden, induktives Laden und Batterie Swapping (Batteriepool);
- Ladung mit Wechselstrom oder Gleichstrom;
- verwendete Stecker;
- Intelligenz der Ladestation (z.B. Abrechnungssysteme, Kommunikation mit dem Fahrzeug usw.);
- Aufstellungsort (öffentlich oder privat);

Ein weiterer Unterschied ist, ob die Ladeeinheit<sup>5</sup> der Batterie Bestandteil des Elektroautos ist (on-board charger) oder aber Teil der Ladestation (off-board charger). Letzteres findet insbesondere bei den Schnellladeverfahren Anwendung.

<sup>5</sup> Die Ladeeinheit ist für die Steuerung des Ladevorgangs zuständig. So werden beispielsweise Lithium-Ionen Batterien üblicherweise mit IUa-Charakteristik geladen, während NiMH Batterien mit Konstantstrom (I-Ladung) geladen werden. (siehe Kapitel 2.5)

### 3.1 Aufstellungsort der Ladestation

Für den Aufstellungsort der Ladestation ist es wichtig zu wissen, wo die Elektroautos nachts und tagsüber geparkt werden. Grundsätzlich sind folgende drei Orte denkbar:

- **Aufladung zu Hause:** Der Standard für die Ladung von Batterien in Elektroautos wird die Ladung zu Hause sein. Die Fahrten mit den Autos beginnen im Durchschnitt morgens zwischen 5:00 und 8:00 Uhr und enden am Abend zwischen 18:00 um 22:00 Uhr. In den Nachstunden stehen die meisten Fahrzeuge und können in diesen Stunden geladen werden. Laden zu Hause sollte daher gleichbedeutend mit Ladung in der Nacht und mit einer Ladedauer von mehreren Stunden. Ein Vergleich des durchschnittlichen Fahrtenprofils mit dem Lastprofil eines Durchschnittshaushaltes zeigt jedoch, dass die Ankunftszeit am Abend mit der Abendspitze kausal zusammenhängt. Deshalb ist bei der Ladung zu Hause darauf zu achten, dass die Ladung erst nach der Abendspitze beginnt um eine weitere Erhöhung der selbigen zu vermeiden. Dies kann beispielsweise durch Maßnahmen wie Rundsteuerung und Tarifierreize geschehen.

Der langen Standdauer des Fahrzeugs während der Nacht entsprechend kann die Ladung der Batterie sehr langsam erfolgen. Da die zyklische Lebensdauer einer Batterie maßgeblich von den Lade- und Entladeraten abhängt, ist eine langsame Ladung einer Ladung mit hoher Laderate vorzuziehen. Da die Ladung nachts erfolgt, sind eine gleichmäßigere Auslastung der Netze und ebenfalls eine Erhöhung des Grundlastanteils im Lastprofil zu erwarten. Die Erhöhung des Grundlastanteils im Lastprofil kann bestenfalls zu einer Senkung des Eigenwirtschaftlichkeitspreises für Energieerzeuger führen. Ein weiterer Vorteil ist die Nutzung der bereits vorhandenen Netzinfrastruktur. Dadurch lassen sich die Investitionen bei Ladestationen zu Hause auf ein geringes Maß reduzieren (Mathoy, 2008).

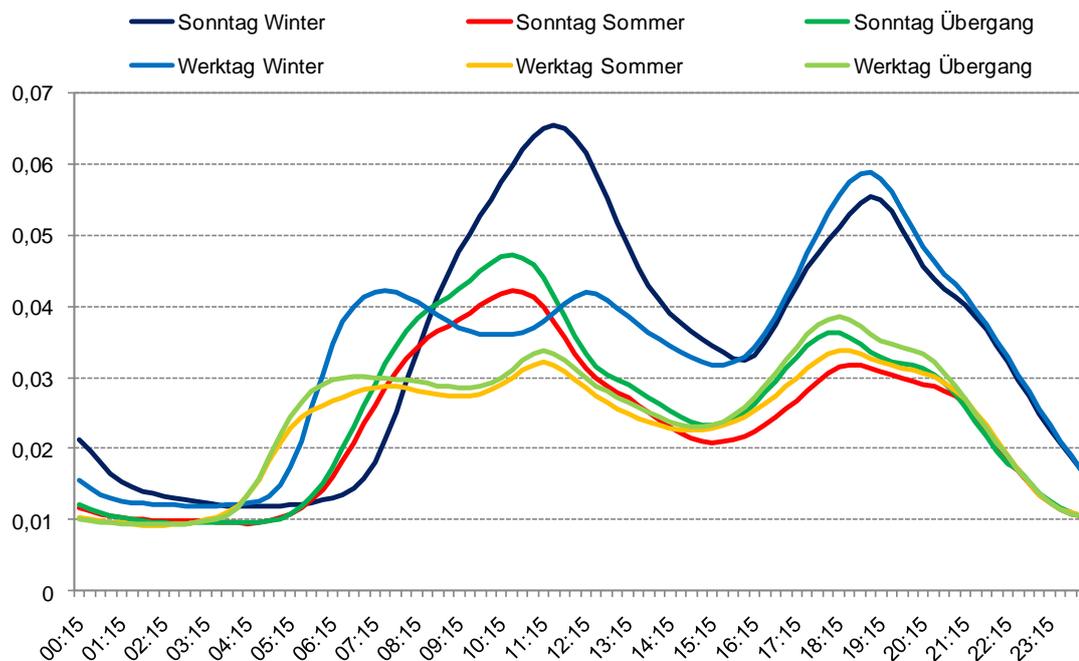
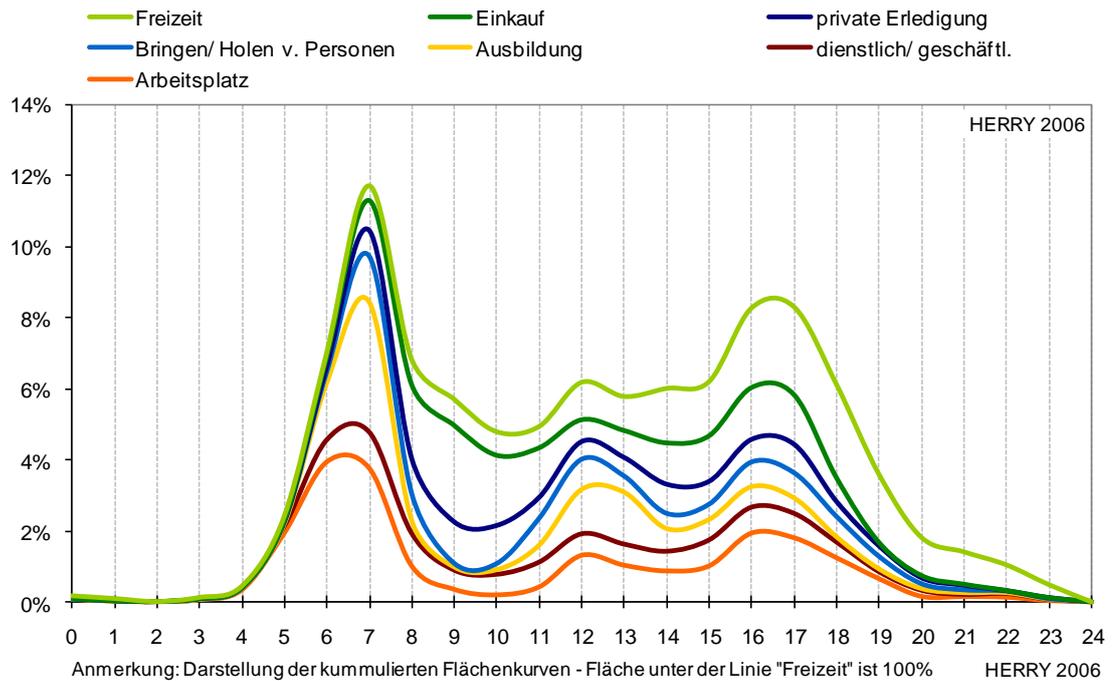


Abbildung 9: Standardlastprofil H0 normiert auf 1000 kWh/a (APCS Power Clearing and Settlement AG, 2007)



**Abbildung 10: Werktäglich zeitlicher Verlauf der Beginnzeiten der Wege pro Tag nach Wegzweck in Niederösterreich 2003 (Herry & et.al., 2007)**

In Städten und Gegenden mit einer hohen Dichte an Wohnsiedlungen haben viele Fahrzeughalter keinen fixen und zudem hausnahen Abstellplatz oder gar eine eigene Garage. Für diese Personen kann das Laden eines Elektroautos, hauptsächlich, über Nacht durchaus problematisch werden.

- **Aufladung am Arbeitsplatz:** Die Ladung am Arbeitsplatz hingegen entspricht einer Ladung während des Tages, deren Dauer zwar sehr unterschiedlich sein kann, im Allgemeinen aber einige Stunden betragen wird. Deshalb spielt, ähnlich wie bei der Ladung zu Hause, die Anschlussleistung solcher Ladestationen und die damit zusammenhängende Ladedauer eine untergeordnete Rolle. Damit durch die Ladung der Elektroautos keine zusätzlichen Lastspitzen entstehen, ist eine eventuelle Lastabschaltung durch den Netzbetreiber sinnvoll. Dies setzt eine gewisse Intelligenz der Ladestation voraus.
- **Aufladung an öffentlichen Plätzen:** Darunter verstehen sich im Rahmen dieser Studie Ladestationen bei Einkaufszentren, bei Kinos oder Theatern oder sonstigen Freizeitstätten. Die Ladung bei Einkaufszentren, öffentlichen Parkplätzen und dergleichen mehr wird größtenteils von kurzer Dauer sein. Je nach Anschlussleistung der Ladestation ist die während der Standzeit in die Batterie eingespeicherte Energiemenge unterschiedlich hoch. Schnellladestationen an öffentlichen Plätzen sind zwar denkbar, jedoch wirkt sich eine derartige Schnellladung negativ auf die Batterielebensdauer derzeit verfügbarer Batterien aus. Denkbar ist neben einer normalen Ladedauer auch ein beschleunigtes Laden. Jede Ladung mit erhöhten Laderaten wirkt sich allerdings negativ auf die Lebensdauer der Batterie aus, so dass auch für die Ladung an öffentlich Plätzen zunächst niedere Anschlussleistungen zur Ladung eines Fahrzeuges technisch und auch wirtschaftlich betrachtet am sinnvollsten sind.

## 3.2 Ladekonzepte und Anschlussleistung

In diesem Kapitel werden die Anschlussleistungen unterschiedlicher Ladekonzepte untersucht. Grundsätzlich zu unterscheiden sind Ladung mit Wechselstrom und jene mit Gleichstrom, sowie die konduktive und die induktive Ladung des Elektroautos. Während beim konduktiven Laden eine elektrisch leitfähige Verbindung zwischen dem Elektroauto und der Ladestation hergestellt wird, reicht beim induktiven Ladeprinzip eine gewisse Nähe zur Ladestation aus. Ladestation und Elektroauto sind beim induktiven Ladeprinzip galvanisch voneinander getrennt. Konduktive Ladestationen haben einige Vorteile gegenüber der induktiven Ladung und kommen deshalb vorwiegend zum Einsatz (BERR Departement of Transport UK, 2008). So hat die induktive Ladung beispielsweise einen schlechteren Wirkungsgrad als die konduktive Aufladung von Elektrofahrzeugen.

Abbildung 11 zeigt die möglichen Anschlussstellen zwischen Batterie und Versorgungsnetz. Zwei wesentliche Erkenntnisse daraus sind:

1. Je näher die Anschlussstelle am Versorgungsnetz liegt, desto geringer sind die spezifischen, von Elektroauto und dessen Batteriemangement abhängigen technischen Anforderungen an die Ladestation (Mathoy, 2008).
2. Eine Versorgung mit Wechselstrom erfordert AC/DC-Umwandlung an Bord des Elektroautos (Mathoy, 2008).

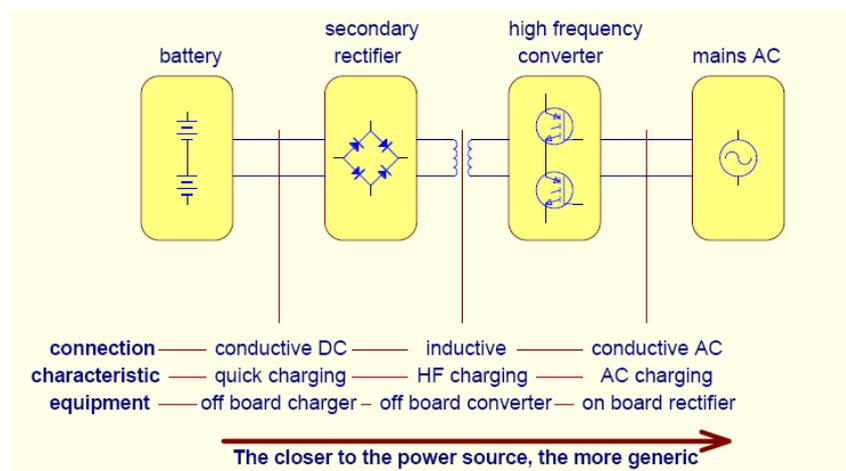


Abbildung 11: mögliche Anschlusspunkte zwischen Elektroauto und Ladeinfrastruktur (Mathoy, 2008)

### 3.2.1 Anschlussleistung der Ladestation und damit einhergehende Ladekonzepte

Die Anschlussleistung der Ladestation ist der wesentliche Einflussfaktor auf die Ladedauer der Batterie. Unterschieden werden dabei „slow charging“, „semi-fast charging“, „fast charging“, „rapid charging“ und „quick charging“. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist die Ladung mit Wechselstrom oder mit Gleichstrom (DC-Charging).

- **Langsamladung** (slow charging, normale Ladung) ist üblicherweise eine Ladung mit einer Dauer von sechs bis acht Stunden, z.B. Laden über Nacht. Ladestationen für die Langsamladung sind einphasig mit 230 V und 16 A versorgt, so dass sich eine Anschlussleistung von 3,68 kVA ergibt. Ein Vorteil dieses Konzeptes sind die

geringen notwendigen Investitionen, da derartige Netzanschlüsse bereits zur Verfügung stehen.

- Die **beschleunigte Ladung** (semi-fast charging) wird in der Literatur entweder mit einer Ladeanschlussleistung von 7,36 kVA (230 V, 32 A, 1~) oder 11,1 kVA (400 V, 16 A, 3~) definiert.
- **Schnellladung** (fast, rapid und quick charging) erfordert Leistungen jenseits von 10 kVA und ist daher üblicherweise dreiphasig zu realisieren. Die notwendigen hohen Leistungen erfordern eine externe Ladeeinheit (off-board charger), welche in der Lage ist mit dem Batteriemanagementsystem an Bord des Elektroautos zu kommunizieren (Hatton, Beella, Brezet, & Wijnia, 2009).
- **DC-Schnellladung** ist eine weitere Möglichkeit zur Ladung von Batterien. Auch hier wird aufgrund der hohen Leistungen die bordinterne Ladeeinheit die Anforderungen nicht erfüllen können. Laut einer Studie der BRUSA AG sind DC-Schnellladesysteme nur sinnvoll, wenn sie ihre Energie nicht aus dem Versorgungsnetz, sondern direkt aus Zwischenspeichern (z.B. Schwungräder (Seite 54, (BERR Departement of Transport UK, 2008))) beziehen, welche beispielsweise mittels Windenergie „aufgeladen“ werden (Seite 12, (Mathoy, 2008)).

Egal ob die Schnellladung mit Wechsel- oder Gleichstrom erfolgt, ist das schnelle Laden der Batterien nur als eine selten anzuwendende Methode zu betrachten. Wenn überhaupt, sollten nur weniger als 5 % der Ladezyklen mittels Schnellladung erfolgen, um die Batterielebensdauer nicht nachhaltig negativ zu beeinflussen. Schnellladung findet üblicherweise nicht nachts, sondern tagsüber statt. Dies kann zu zusätzlichen Lastspitzen im öffentlichen Netz führen. Im Zusammenhang mit den möglichen Auswirkungen von Schnellladestationen auf das Verteilernetz und die in einem später behandelten Kapitel anfallenden hohen Kosten derartiger Ladestationen wird die Langsamladung nachts und zu Hause die übliche Lademethode in den nächsten Jahren bleiben. (Hatton, Beella, Brezet, & Wijnia, 2009)

Ebenfalls bedingt durch die hohe Leistung bei Schnellladung, kann es zu einer Überhitzung der Batterie und der Ladestation kommen, so dass entsprechende Kühlsysteme vorzusehen sind (Nagelhout & Ros, 2009). Die negativen Auswirkungen von Schnellladung auf die Lebensdauer unterschiedlicher Batterietypen wurde in Kapitel 2.5 erläutert. Hinzu kommt der Nachteil hoher Kosten derartiger Ladestationen. Daher ist anzunehmen, dass sich Schnellladestationen in der Markteinführungsphase nur in geringem Maße durchsetzen werden. Ein denkbarer Anwendungsfall wäre entlang von Hauptverkehrsachsen wie Autobahnen oder Schnellstraßen, um eine Erhöhung der rein elektrischen Reichweite innerhalb akzeptabler Zeiten zu erreichen. Folgende Tabelle zeigt die in der Literatur vorkommenden Definitionen für die unterschiedlichen Ladekonzepte. Es wird deutlich, dass die Begriffe keinen genormten Charakter haben und die Anschlussleistungen oder Vorstellungen über die Ladedauer zur Erreichung eines bestimmten Ladezustandes (SOC, state of charge) für ein und dasselbe Ladekonzept variieren können oder teilweise keine genaue Abtrennung zwischen zwei Ladekonzepten vorliegt. Insbesondere die Zeiten zur Erreichung eines bestimmten Ladezustandes bei den auf Gleichstrom basierenden Ladekonzepten sind teilweise sehr ambitioniert und müssen in Anbetracht der derzeit verfügbaren Batterietechnologien angezweifelt werden.

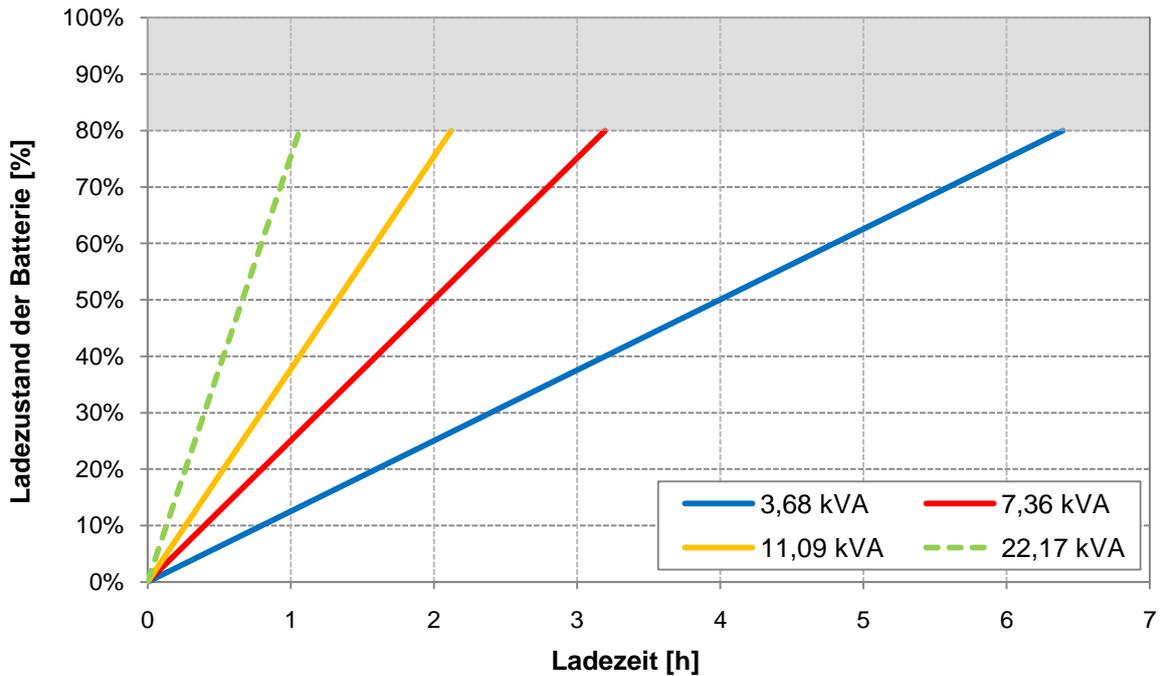
Je nach Ladeleistung (und je nach Ladezustand der Batterie) ergeben sich also unterschiedliche Ladedauern um einen bestimmten Ladezustand der Batterie zu erreichen, wie auch Abbildung 12 zeigt.

**Tabelle 7: unterschiedliche Ladekonzepte<sup>6</sup> (Hatton, Beella, Brezet, & Wijnia, 2009), (Van den Bossche, Voltages and Power Levels. Secretary of IEC TC69, 2008), (Botsford & Szczepanek, 2009)**

Ladekonzept	Anschlussparameter	Ladezeit für bestimmten SOC
Langsamladung (Slow Charging)	230 V, 16 A, <b>3,68 kVA</b> (1~)	---
Beschleunigte Ladung (Semi-Fast Charging)	230 V, 32 A, <b>7,36 kVA</b> (1~) 400 V, 16 A, <b>11,1 kVA</b> (3~)	---
Schnellladung (Fast Charging)	400 V, 16 A, <b>11,1 kVA</b> (3~) 400 V, 32 A, <b>22,2 kVA</b> (3~) 400 V, 63 A, <b>43,6 kVA</b> (3~)	---
DC-Quick Charging	---	70 % SOC in 60min.
DC-Rapid Charging	---	60 % SOC in 15min.
DC-Fast Charging	--- <b>36 kVA</b>	100 % SOC in 10min. 80 % SOC in 30min.

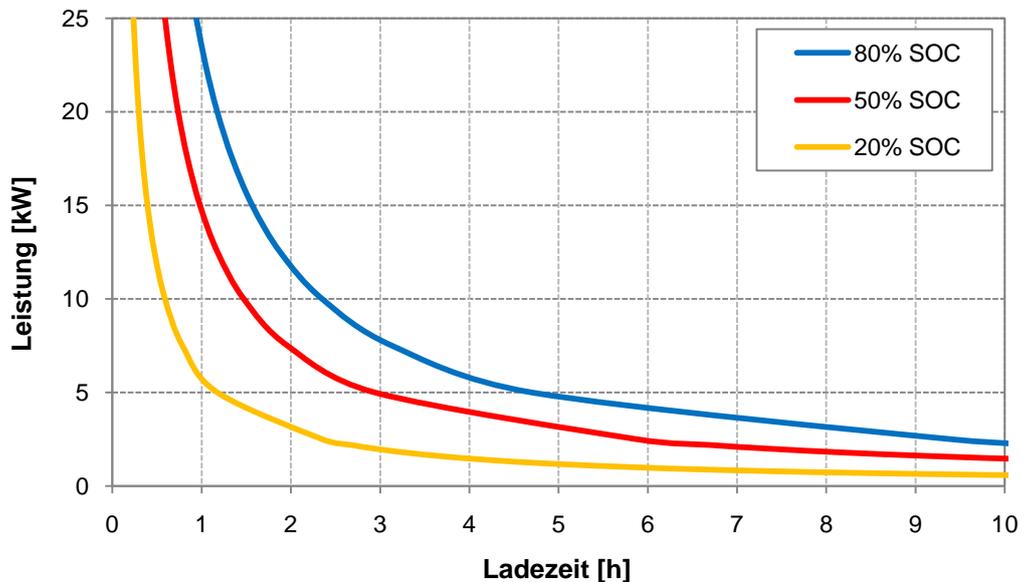
Abbildung 12 kann auch herangezogen werden, wenn die Batterie nicht vollkommen leer ist, sondern beispielsweise einen Ladezustand von 50 % hat. Will man die Batterie nun auf 62 % laden, so dient die Ordinate als Anzeige für die Veränderung von SOC. In dem konkreten Beispiel beträgt  $\Delta$ SOC von 12 %. Ab einem Ladezustand von rund 80 % ist die maximal zulässige Spannung der Batterie (z.B. 4,2 V bei Lithium-Ionen Akkumulatoren) erreicht und der Ladestrom und mit ihm die Ladeleistung nehmen ab. Entsprechend nimmt die Ladezeit für ein bestimmtes  $\Delta$ SOC zu. Abbildung 12 zeigt insbesondere, dass zur Erreichung geringer  $\Delta$ SOC die Auswirkung auf die Ladezeit durch einen Wechsel von einer einphasigen Versorgung mit 7,4 kVA auf die dreiphasige mit 11,1 kVA eher gering ist. Je höher die Anschlussleistung der Ladestation, desto höher sind die leistungsbezogenen Netztarife, wie im Kapitel 3.4 gezeigt wird. Aufgrund höherer Laderaten entsteht bei Ladestationen mit höheren Anschlussleistungen mehr Wärme, so dass entsprechende Kühlung vorzusehen ist. Zudem können die „on-board“ Ladeeinheiten der Batterien derart hohe Laderaten oftmals nicht verarbeiten, so dass die Ladestationen mit höherer Anschlussleistung mit einem sog. „off-board charger“ ausgerüstet sein müssten (Hatton, Beella, Brezet, & Wijnia, 2009).

<sup>6</sup> Nicht berücksichtigt wurden in dieser Aufzählung Ladestationen in Ländern wie beispielsweise den USA mit 120 V Phase-Erde-Spannung.



**Abbildung 12: Ladezeit um einen bestimmten Ladezustand einer Li-Ionen Batterie zu erreichen, in Abhängigkeit der Anschlussleistung (Ladeeffizienz 85 %, Batteriekapazität 25 kWh)**

Abbildung 13 zeigt den Zusammenhang von Ladeleistung und Ladedauer in Abhängigkeit eines gewünschten Ladezustandes der Batterie. Diese Kurven implizieren allerdings eine über die gesamte Ladung annähernd konstante Leistungsaufnahme der Batterie. Dies ist allerdings nur bis zur Erreichung der maximalen Spannung gewährleistet, anschließend nimmt der Ladestrom und mit ihm die Ladeleistung ab. Diese Leistungsabnahme tritt bei ca. 80 % SOC ein (siehe Kapitel 5.6.3.)



**Abbildung 13: Zusammenhang zwischen Ladezeit und Anschlussleistung in Abhängigkeit des gewünschten Ladezustandes (SOC) der Batterie (Ladeeffizienz 85 %, Batteriekapazität 25 kWh); in Anlehnung an (Mathoy, 2008)**

Eine aussagekräftige Kenngröße für die Ladung ist die sog. Ladegeschwindigkeit. Sie gibt an wie viele zusätzliche Kilometer man pro Stunde Ladung erreicht. Ihre Einheit ist dementsprechend „km/h Ladung“. Folgende Tabelle zeigt die Ladegeschwindigkeiten je nach Anschlussleistung (Verbrauch 20 kWh auf 100 km und Ladeeffizienz von 85 %).

**Tabelle 8: Ladegeschwindigkeit in Abhängigkeit der Anschlussleistung**

Anschlussleistung [kVA]	Ladegeschwindigkeit [km/h Ladung]
3,68	16
7,36	31
11,09	47
22,17	94

Eine zuvor noch nicht behandelte Möglichkeit ist das Austauschen der gesamten Batterie. Diese sogenannte „Battery Swapping“ spielt derzeit aufgrund folgender Probleme nur eine untergeordnete Rolle (Hatton, Beella, Brezet, & Wijnia, 2009):

- Fehlende Standardisierung der Batterie und deren Einbau im Elektroauto. Diese ist notwendig um eine automatisierten Austausch der schweren „battery packs“ zu ermöglichen.
- Ein kompletter Austausch ist aufgrund des hohen Gewichtes der Batterie nur mit entsprechend hohem mechanischem Aufwand zu bewerkstelligen.
- Es besteht die Gefahr der Beschädigung des Fahrzeuges und der Batterie.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass konduktives Laden mit Wechselstrom derzeit das sinnvollste Ladekonzept darstellt. Die Ladegeschwindigkeit und die Ladedauer zur Erreichung eines bestimmten Ladezustandes sind dabei maßgeblich von der Anschlussleistung abhängig. Die Auswahl des richtigen Ladekonzeptes (Tabelle 7) hängt vom Aufstellungsort und der damit zusammenhängenden durchschnittlichen Verweildauer des Nutzers am Aufstellungsort ab. Da die meisten aller Autos nachts über zu Hause stehen, ist die Ladung zu Hause und über Nacht das primär angewendete Konzept zur Aufladung von Batterien. Aufgrund der Standzeit von einigen Stunden kann die Anschlussleistung entsprechend gering ausgelegt werden. Dies hat folgende zwei wesentliche Vorteile:

- Bereits verfügbare Netzinfrastruktur kann genutzt werden.
- Eine langsame Ladung über mehrere Stunden hat geringeren Einfluss auf die Lebensdauer der Batterie als eine Schnellladung.

Schnellladestationen sind zunächst nur von sekundärer Bedeutung, können jedoch mit der Weiterentwicklung der Batterietechnologien sowie der Standardisierung der Stecker und Ladestationen in Zukunft noch an Wichtigkeit für die Nutzer von Elektroautos gewinnen. Dasselbe gilt für Battery Swapping Konzepte.

### 3.3 Normung und Standardisierung

Um die Marktdurchdringung der Elektromobilität nicht durch verschiedene Stecker und Ladestationen zu hindern, sollten jene Komponenten, welche das Elektroauto mit dem Verteilernetz in Verbindung bringen, international standardisiert<sup>7</sup> bzw. genormt werden.

Dazu gehören (Protoscar, 2009a):

- Stecker und dazugehörige Steckdose;
- Schutzkonzepte (z.B. Schutz vor direkter und indirekter Berührung unter Spannung stehender Teile, Schutzgrade z.B. IP 44 oder IP 54, Schutz vor Gefahren durch die Batterie);
- Kommunikationsprotokolle zwischen Auto und Ladestation;

Bezüglich des internationalen Normierungsprozesses sind zwei sogenannte Technische Komitees von Bedeutung. Zum Einen das TC69 (Electric road vehicles and electric industrial trucks) der IEC<sup>8</sup> und zum Anderen das TC22/SC21 (Electrically propelled road vehicles) sowie das TC22/SC3 (Electrical and electronic equipment) der ISO<sup>9</sup>. In dem gemeinsamen „steering committee“ finden beide Normungsgremien den notwendigen Konsens. Die Aufteilung auf zwei Organisationen rührt daher, dass das Elektroauto einerseits ein Straßenfahrzeug ist und daher der ISO unterliegt, andererseits aber auch ein elektrotechnisches Produkt darstellt, welches hinsichtlich der Normung im Verantwortungsbereich der IEC liegt (vgl. (Van den Bossche, 1998)). In dieser Arbeit wird nicht auf die Aufgaben der einzelnen Arbeitsgruppen beider Technischen Komitees und auf die Aufgaben der regionalen (CENELEC und CEN für Europa) sowie auf jene der nationalen Normungsinstitute (z.B. ÖNORM) eingegangen.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass es für den Nutzer eines Elektroautos wichtig ist, an jeder Ladestation dasselbe System (Stecker, Ladekabel, Ladeleistung usw.) vorzufinden, d.h. in erster Linie denselben Stecker und nicht wie derzeit noch üblich je nach Energielieferanten und je nach Elektroauto unterschiedliche Stecker, Ladesysteme und Verrechnungssysteme (Blum, 2009).

Tabelle 9 gibt einen Überblick über die für das Elektroauto relevanten internationalen Normen und jeweils die dazugehörigen österreichischen Normen.

<sup>7</sup> Internationale Standards sind insbesondere auch deshalb anzustreben, um die sogenannten „Technischen Hemmnisse für den Handel“ zu vermeiden. Mit diesen „Technical barriers to trade“ meint die World Trade Organisation (WTO) mögliche Hemmnisse, welche in verschiedenen Ländern durch unterschiedliche Standards gleicher Produkte und Produktgruppen hervorgerufen werden können. Durch das „Agreement on Technical Barriers to Trade“ sollen unnötige Hindernisse vermieden werden. ([http://www.wto.org/english/tratop\\_E/tbt\\_e/tbt\\_e.htm](http://www.wto.org/english/tratop_E/tbt_e/tbt_e.htm), Stand Juli 2009)

<sup>8</sup> IEC steht für die International Electrotechnical Commission (<http://www.iec.ch/>)

<sup>9</sup> ISO steht für International Organisation for Standardization (<http://www.iso.org/>)

**Tabelle 9: Die Elektromobilität betreffende Normen (Stand Juli 2009)**

Normen	Titel der Norm
IEC 61851-1:2001 <sup>a</sup> (ÖNORM EN 61851-1:2002) (ÖNORM EN 61851-1/AC1:2003)	Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge – Teil 1: Allgemeine Anforderungen
IEC 61851-21:2001 (ÖNORM EN 61851-21:2002)	Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge – Teil 2-1: Anforderung eines Elektrofahrzeuges für konduktive Verbindung an AC/DC-Versorgung
IEC 61851-22:2001 (ÖNORM EN 61851-22:2002)	Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge – Teil 2-2: Wechselstrom-Ladestation für Elektrofahrzeuge
IEC 62196-1:2003 (ÖNORM EN 62196-1:2004)	Stecker, Steckdosen, Fahrzeugsteckvorrichtungen und Fahrzeugstecker – Ladung von Elektrofahrzeugen – Teil 1: Leitungsgebundenes Laden von Elektrofahrzeugen bis 250 A Wechselstrom und 400 A Gleichstrom
DIN CLC/TS 50457-1:2008 <b>VORNORM</b>	Konduktive Ladung von Elektrofahrzeugen – Teil 1: Gleichstrom-Ladestation
DIN CLC/TS 50457-2:2008 <b>VORNORM</b>	Konduktive Ladung von Elektrofahrzeugen – Teil 2: Kommunikationsprotokoll zwischen externem Ladegerät und Elektrofahrzeug
SAE J-1772 <sup>b</sup>	SAE Electric Vehicle Conductive Charge Coupler
SAE J-2293 <sup>b</sup>	Energy Transfer System for Electric Vehicles Part 1: Functional Requirements and System Architectures Part 2: Communication Requirements and Network Architecture

a...Für die Norm IEC 61851-1 gibt es einen Normentwurf von ÖVE/ÖNORM<sup>10</sup> mit der Nummer EN61851-1:2009-05-01 und dem Titel „Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements (IEC 69/160/CDV)“.

b...Normen der Society of Automotive Engineers SAE International (<http://www.sae.org/>)

Derzeit durchläuft eine neue Norm, die Norm 61851 Ed.2.0 (Part 1, Part 21, Part 22) die verschiedenen Phasen zur Erlassung einer Norm. Die Veröffentlichung für den Mai 2010 geplant.<sup>11</sup> Eine weitere Norm, die IEC 62196-2 Ed.1.0 befindet sich derzeit in der CD-Phase (Committee Draft for Comments).

Die Norm IEC 61851 hatte ursprünglich zwei weitere Teile, welche jedoch nie in die endgültige Norm aufgenommen, sondern in der CD-Phase gestoppt wurden. Teil IEC 61851-23 behandelt die Gleichstromladestation und ist als Technical Specification 50457-1 von CENELEC verfügbar. Eine Aufnahme in die neue IEC 61851 ist geplant. Teil IEC 61851-24 mit dem Titel „Kommunikationsprotokoll zwischen externem Ladegerät und Elektrofahrzeuge“ (CENELEC TS 50457-2) kam ebenfalls nicht über die CD-Phase hinaus, wird jedoch derzeit in einer Arbeitsgruppe der IEC TC69 und der ISO TC 22 (SC21 und SC3) komplett neu überarbeitet.<sup>12</sup>

Öfters wird auch die Norm IEC 60309 (bis 1999 IEC 309) mit der Aufladung von Batterien in Elektroautos in Verbindung gebracht. Diese Norm bezieht sich auf Stecker und Kupplungen für industrielle Anwendungen, allgemein auch als CEE-Industriestecker bekannt.

<sup>10</sup> <http://www.as-search.at/>. Stand Juli 2009.

<sup>11</sup> <http://www.iec.ch/>. Stand Februar 2010.

<sup>12</sup> Email vom 25. Juli 2009 von Dr. Peter Van den Bossche – IEC Member of TC69

Abbildung 14 zeigt unterschiedliche konduktive Ladesysteme und die dazu kompatiblen Steckerverbindungen. Die Abbildung stammt aus dem Annex der Norm IEC 61851.

Insgesamt vier Arten (modes) sind zu unterscheiden (Seite 8, (Mathoy, 2008)):

- **mode 1:** häuslicher bzw. industrieller Anschluss auf einem Standardsicherheitslevel, ohne Kommunikationsmöglichkeit.
- **mode 2:** entspricht mode 1 mit zusätzlichen Sicherheitsapplikationen.
- **mode 3:** Ladestation, welche mit Wechselstrom angespeist wird, in der Lage ist zu kommunizieren und bestimmte Anforderungen an die Sicherheit erfüllt.
- **mode 4:** Gleichstromladung für Schnellladung, mit bis zu 400 A DC.

CPL	mode	situation / power*	vehicle inlet / connector	cable and wall / infrastructure	CPL	architecture	for mode
no control pilot signal	1	domestic up to 16A 1-phase 3.7kW 3-phase 11kW	none /	resistive coding via Power Indicator national plug and socket systems 	no control pilot provided by wall equipment	<b>power contacts</b> 1 DC-/power AC 1 4/5 2 DC+/power AC 2 4/5 3 power AC 3 5 4 mains 1 1-3 5 mains 2 1-3 6 mains 3 1-3 7 mains 4 1-3 8 GND / EARTH 1-5  <b>signal pins</b> 9 Control Pilot 2-5 10 DATA+ 4-5 11 DATA- 4-5 12 DATA GND 4-5 13 Power Indic. 1 1 14 Power Indic. 2 1	
		IEC 309-2 up to 16A 1-phase 3.7kW 3-phase 11kW	none /	IEC 309-2 plug and socket system 			
control pilot according SAE 1772	2	unspecific up to 32A 1-phase 7.4kW 3-phase 22kW	none /	in-cable protection device unspecific outlets (IEC 309-2 32A devices included) provides control pilot 	no control pilot provided	<b>only mains AC</b>  1-3  <b>mains AC and high power DC</b>  1-4  <b>mains AC and high power AC</b>  1-3, 5	
	3	dedicated up to 32A 1-phase 7.4kW 3-phase 22kW  dedicated up to 63A 1-phase 14.5kW	none /	case B up to 32A AC, DC or / and high power AC charging station 			
90% duty cycle	4	DC up to 400A		mains AC DC quick charging high power AC 	control pilot provided		
	U.C.	high power AC up to 250A					

\*) maximum power at IEC recommended standard voltage 230V/400V file: IECTABL1.SCH application: PROTEL for WINDOWS 2.2 date: 15-04-98 drawn by Arno & Axel

**Abbildung 14: konduktive Ladesysteme (Mathoy, 2008)**

Für die Langsamladung zu Hause (und bestenfalls über Nacht, um zusätzliche Lastspitzen zu vermeiden) wird üblicherweise eine Infrastruktur entsprechend mode 1 angewendet werden. Für die Ladung an öffentlichen Ladestationen wird aufgrund der Kommunikationsmöglichkeit zwischen Fahrzeug und Ladestation hauptsächlich mode 3 verwendet werden. (Van den Bossche, Voltages and Power Levels. Secretary of IEC TC69, 2008)

Laut Presstext Austria vom 20. April 2009 (Presstext Austria, 2009) haben sich die größten europäischen Energieversorger und Autokonzerne auf einen einheitlichen Ladeanschluss für Elektroautos geeinigt. Diese Einigung beruht auf einem Normentwurf des deutschen Unternehmens MENNEKES® – Plugs for the World. Dieser Normentwurf (IEC 62196-2-X) für Ladestecker wurde im Jänner 2009 bei der IEC eingereicht (Tröster, 2009).



Die Intelligenz der Ladestation, sprich deren Kommunikationsmöglichkeiten mit dem Fahrzeug und dem Betreiber der Ladestation ist vom Einsatzgebiet der Ladestation abhängig. Für private Ladestationen ist eine Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation nicht zwingend notwendig. Öffentlich zugängliche Ladestationen erfordern für das sichere Laden eine gewisse Intelligenz der Ladestation, indem diese mit dem Fahrzeug kommuniziert<sup>14</sup>. Durch die Kommunikation sollen unterschiedlich komplexe Aufgaben gelöst werden können, so zum Beispiel:

- die Erkennung des Fahrzeuges und Freigabe der Ladestation bzw. jenes Anschlusses an dem der Kunde laden möchte,
- die Überwachung der Schutzleiterfunktion, bevor der Ladevorgang freigegeben wird,
- eventuell die Zuordnung des jeweiligen Kunden zu seinem Energieversorger, um die Abrechnung der Energie zu gewährleisten,
- die Festlegung der optimalen Art zu Laden für das Elektroauto (Schnellladung, beschleunigte Ladung...) durch Kommunikation mit dem Batteriemanagementsystem des Fahrzeugs und
- die Aktivierung der Wegfahrsperrung solange der Ladevorgang vom Kunden nicht aktiv beendet wurde.

Wie bereits erwähnt läuft derzeit eine Norminitiative zur Festlegung der Anforderungen an die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation.

In einem gemeinsamen Positionspapier erklärten Deutschland und Frankreich im Februar 2010 die Einigung auf einen gemeinsamen Standard für Elektrofahrzeuge (reine Elektrofahrzeug und Plug-In Hybride). Dies betrifft Standards hinsichtlich Sicherheit, Smart Charging und Steckerverbindungen sowie Ladekabel. Unter dem Begriff des Smart Charging werden Messung, Abrechnung, Kommunikation und Roaming<sup>15</sup> verstanden. In dem Ergebnisbericht der involvierten Arbeitsgruppen wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Einigung mit Rücksicht auf die derzeit laufenden Normprozesse bei IEC und ISO entstand. (Positionspapier E-Mobilität, 2010)

Betreffend Sicherheit beim Laden von Elektrofahrzeugen wird darauf hingewiesen, dass eine redundante Behandlung der Thematik jedenfalls vermieden werden soll, dem entsprechend soll die Grenze zwischen Sicherheit im Fahrzeug und Sicherheit der Ladeinfrastruktur klar voneinander getrennt werden. Zusätzlich wird für alle Ladestationen ein 30 mA Fehlerstromschutzschalter mit mindestens Klasse A<sup>16</sup> sowie eine Erdung der Ladestation als unbedingt notwendig erachtet. Ein Schutz vor Gleichströmen sollte fahrzeugseitig realisiert werden. Gefordert wird der Standard für mode 3 (Abbildung 14), während in dem Positionspapier das Auslaufen von mode 1 gefordert wird. Mode 2 sollte nur in Verbindung mit dem Laden zu Hause verwendet werden. Eine einheitliche Definition der Begriffe Langsam- bzw. Normalladung und Schnellladung wird auch in dem Bericht nicht vorgenommen. Die Leistung von 3 kW wird jedoch als die typische Anschlussleistung für die Ladung zu Hause genannt. Kommunikationsmöglichkeiten sind dafür nicht vorgesehen. Ladestationen mit einer höheren Leistung (4 kW und größer) erfordern eine Kommunikationsmöglichkeit zwischen Ladestation

<sup>14</sup> Es wird vorausgesetzt, dass eine kostenlose Nutzung öffentlicher Ladestationen, wie bei den meisten der derzeit laufenden Feldversuche, in der Zukunft nicht üblich sein wird.

<sup>15</sup> Roaming erfolgt nach dem Prinzip der Mobilfunkindustrie. Damit wird es möglich das Mobiltelefon auch in fremden Netzen nutzen zu können.

<sup>16</sup> Fehlerstromschutzschalter der Klasse A sind pulsstromsensitiv und können somit neben sinusförmigen Strömen zudem pulsierende Fehlerströme erkennen.

und vorgelagertem Verteilernetz, um eine Überschreitung netzrelevanter Grenzen zu verhindern. Derzeit werden Anschlussleistungen bis 24 kW (Wechselstrom) als ausreichend betrachtet, wobei auf eine mögliche Erhöhung auf 43 kW in Zukunft hingewiesen wird. Hochleistungs-ladestationen mit mehr als 150 kW (AC oder DC) werden nur als eventuell zukünftige Zusatzmaßnahme an bestehenden Ladestationen betrachtet. Bezüglich der Idee der Batteriewechselstationen sieht Deutschland und Frankreich laut dem gemeinsamen Standpunkt vom Februar 2010 noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Gemeinsame Standards für Ladekabel und Steckerverbindung werden als wesentlich und dringend notwendig erachtet. Aus diesem Grund unterstützen Deutschland und Frankreich die laufenden Normungsprozesse der IEC (IEC 61851 und IEC 62196). Die wichtigsten Anforderungen an den Einheitsstecker inkl. Ladekabel sind die Möglichkeit bidirektionaler Energieflüsse und die Eignung des fahrzeugseitigen Anschlusses für alle Leistungen bis 43 kW. Ein- und dreiphasige Ladung soll durch einen einzigen Stecker möglich sein, zudem werden ein Kontroll- und ein Kommunikationskontakt für den sicheren Betrieb als sinnvoll und wünschenswert erachtet. Aus Sicherheitsgründen soll keine Kompatibilität zwischen der Steckerverbindung auf der Seite der Ladestation und der Fahrzeugseite bestehen. Das Ladekabel muss sicher, zuverlässig und vor allem handhabbar d.h. praktisch anwendbar für den Nutzer sein. Dem Standort und der Anschlussleistung der Ladesäule entsprechend ist über fix an einer Ladesäule angeschlossene Ladekabel zu entscheiden. Ein gemeinsamer Standard für Steckerverbindung und Ladekabel für Europa wird Ende des zweiten Quartals 2010 erwartet. Die an der Ausarbeitung des Positionsberichtes involvierten Arbeitsgruppen sehen eindeutige Vorteile in der Einrichtung der Messstelle in der Ladestation gegenüber einer fahrzeugseitigen Messung. Hinsichtlich Kommunikation gilt es, vor allem bei Anwendung in dicht besiedelten Gebieten, entsprechende Überlegungen bzgl. elektromagnetischer Verträglichkeit (EMV) anzustellen. Die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation umfasst zumindest die Nutzerauthentifizierung, sowie Messung und Abrechnung der geladenen Energie. Zusätzliche Informationen können die verfügbare Leistung über eine gewisse Zeit und Preisinformationen sein. Nach dem Vorbild der Mobilfunkbranche soll es durch ein Roaming-Konzept möglich sein, das Elektrofahrzeug an Ladestationen unterschiedlicher Betreiber laden zu können. Im Bericht wird für alle genannten Bereiche (Schutz, Ladekabel und Stecker, Kommunikation, Abrechnung, Roaming) ein zumindest für ganz Europa einheitliche Standardisierung als notwendig erachtet, um eine erfolgreiche Markteinführung der Elektromobilität nicht zu gefährden. (Positionspapier E-Mobilität, 2010)

### **3.4 Investitionserfordernisse für die Errichtung von Ladestationen**

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Energiekosten eines Elektroautos im Vergleich mit jenen eines Verbrennungsmotors sehr gering sind und die Effizienz des Elektromotors sehr hoch ist. Der Vorteil der geringen Energiekosten sollte nicht durch hohe Investitionserfordernisse an die Ladestation aufgehoben werden (Blum, 2009). Daher ist eine Konzentration auf Ladestationen, welche vorhandene Infrastruktur nutzen, wirtschaftlich betrachtet sinnvoller, als Schnellladestationen, welche zudem nicht regelmäßig genutzt werden. Da sich die Elektromobilität und mit ihr der Aufbau der Ladeinfrastruktur noch am Beginn der Markteinführung befindet, sind viele Ladestationen teure Prototypen. Daher ist ein Kostenvergleich nur schwer möglich. Dennoch soll dieses Kapitel ein Verständnis für die notwendigen Investitionserfordernisse an die Ladestation vermitteln.

Eine Studie des U.S. Department of Energy DoE (Vehicle Technologies Program – Advanced Vehicle Testing Activity) hat die Kosten für die Ladeinfrastruktur von Plug-In Hybridfahrzeugen analysiert. Unterschieden wurde die Ladung in der eigenen Garage und die Ladung bei Wohnsiedlungen jeweils mit Level 1 und Level 2 Ladung<sup>17</sup>, sowie die Ladung am Arbeitsplatz mit Level 2 Ladung. In den Berechnungen wurden Arbeitskosten, Material, Genehmigungen und Beschilderung bzw. Beleuchtung der Stationen mit einbezogen. Abbildung 16 zeigt die Kosten je Ladestation in Abhängigkeit ihres Aufstellungsortes und ihrer Anschlussleistung (Level 1 oder Level 2). Der große Unterschied zwischen Level 1 und Level 2 Ladung rührt daher, dass bei einer Ladung mit Level 1 keine sogenannte „Wallbox“ notwendig ist. Die Wallbox dient zur Kommunikation zwischen dem Fahrzeug und der Ladestation, um Ladetechnik optimal auf das zu ladende Fahrzeug abzustimmen (Lazzaro, 2008). Für die Berechnungen wurden folgende Annahmen getroffen: (Morrow, Karner, & Francfort, 2008)

- Arbeitskosten: USD 75 pro Stunde;
- Ladestation nicht weiter als 12 m (40 ft) vom nächsten Schaltfeld entfernt;
- bereits 100.000 mit dem National Electric Code (NEC) kompatible Ladestationen gebaut;
- bereits 100.000 Ladekabel entsprechend der Norm SAE J-1772 produziert;
- Bestehende Schaltfelder bieten Platz für zusätzliche Abgänge;
- Eine, fünf oder zehn Ladestationen sind an einem Ort realisiert;
- Grundpreis für Genehmigungen zur Errichtung für die jeweils erste Station: USD 85;
- Administrative Kosten für die Installation betragen 20 % der Arbeitskosten;
- Beleuchtung bzw. Reflektoren sind bei öffentlich Ladestation erforderlich;

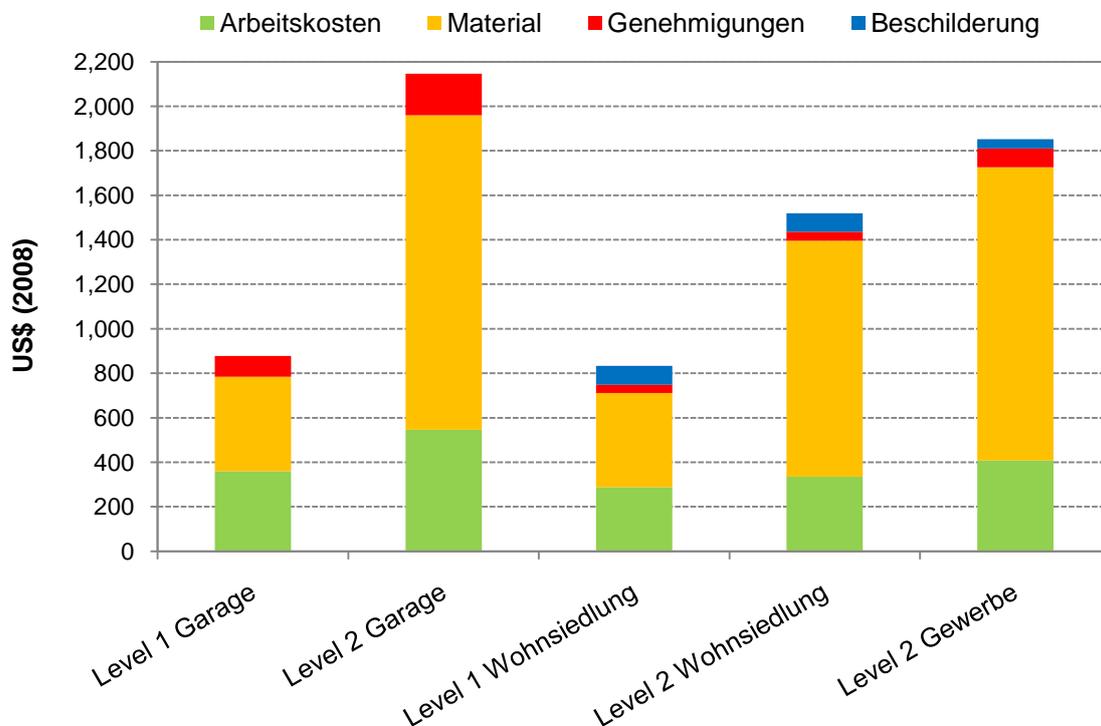


Abbildung 16: Kosten je Ladestation; Datenquelle: (Morrow, Karner, & Francfort, 2008)

<sup>17</sup> Level 1 Ladung entspricht einer konduktiven Ladung mit 120 V und 12 A oder 16 A (einphasig). Level 2 Ladung entspricht einer konduktiven Ladung mit 240 V und maximal 40 A (einphasig). Diese Ladelevel sind in der Norm SAE J-1772 definiert.

Insbesondere die Annahmen über die hohen Stückzahlen der verfügbaren Ladestationen und Ladekabel machen diese Studie interessant. Zwar nicht annähernd so hohe Stückzahlen, aber dennoch eine gewisse kritische Masse weist in Europa das bereits genannte, länderübergreifende Projekt Park&Charge auf. Die Preise der Ladestationen sind in Tabelle 53 abgebildet. Montagekosten, Genehmigung, Transport und Mehrwertsteuer sind in diesen Preisen allerdings nicht enthalten.

Eine weitere Ladestation des Park&Charge Projektes in der Schweiz kostet als betriebsbereite Ladestation je nach Ausführung von CHF 5.110 bis CHF 8.900, dies entspricht rund EUR 3.360 bis EUR 5.855<sup>18</sup>. Das Gehäuse alleine kostet je nach Ausführung zwischen CHF 3.600 und CHF 4.350 bzw. EUR 2.370 bis EUR 2.860. Für den Montagesockel sind zusätzliche CHF 760 oder EUR 500 zu investieren.<sup>19</sup> (vgl. (Brusa AG, 2009) und (Protoscar, 2009b))

Das Unternehmen RITTAL mit Firmensitz in Deutschland hat einen ersten Prototyp einer Ladestation bei der Hannover Messe 2009 vorgestellt. Durch das modulare Konzept soll für private Nutzer sowohl eine Innenraum Wandmontage als auch eine Outdoor Stand- oder Wandmontage möglich sein. Für öffentliche Nutzung ist eine Outdoor Standsäule mit Bezahlungsmöglichkeit geplant. Für eine kommunikationsfähige Ladesäule inklusive Bezahlungsmöglichkeit gibt die Firma RITTAL einen Richtwert von ca. EUR 6.000 an, weist aber explizit auf den Prototypenstatus der Ladesäule hin. Inklusive Installation vor Ort und samt allen Genehmigungen fallen laut RITTAL Gesamtkosten in Höhe von ca. EUR 15.000 an.<sup>20</sup>

Die KEBA AG, mit Sitz in Linz, hat eine Ladestation entwickelt, welche laut Angaben der Firmenangabe eine Anschlussleistung von rund 34,6 kW (400V/50A/3~, abgesichert mit 63 A) aufweist. Es handelt sich jedoch nicht um eine Schnellladestation, sondern um eine Ladestation an der vier Steckdosen angebracht sind, welche alle gleichzeitig benutzt werden können. Die Ladestation ist in zwei Ausführungen verfügbar. Entweder mit zwei 400V/16A CEE-Steckern und zwei 230V/16A CEE-Steckern oder mit vier 230V/16A Steckern. Somit ist die maximale Ladeleistung eines Fahrzeuges auf 11 kW (400V/16A/3~) begrenzt. Geplant sind zu dem Ladestationen mit maximal 6 Steckdosen, wovon auch 32A CEE-Steckdosen angedacht sind. Jede Steckdose soll überdies mit einer eigenen Ladeüberwachung ausgerüstet sein. Über den Preis der Ladestation können keine Angaben gemacht werden. Laut Angaben von KEBA wird der Prototyp zu Selbstkosten angeboten.<sup>21</sup>

Folgendes Diagramm zeigt die Preise mehrerer Ladestationen in Abhängigkeit der Anschlussleistung. Die Anschlussleistung ist jedoch nur eines von mehreren möglichen Unterscheidungskriterien. So dass allein aufgrund der Anschlussleistung keine Aussage über den Preis der Ladestation gemacht werden sollte. Weitere Merkmale sind die Intelligenz der Ladestation und insbesondere die Produktionszahl (Prototyp, Kleinserie und Massenfertigung). Vor allem die Ladestationen mit einer Anschlussleistung von 3,68 kW zeigen sehr deutlich die hohe Streuung in den Preisen. Im unteren Preissegment findet man Ladestationen ohne Intelligenz. Sie haben also keine Kommunikationsmöglichkeit mit dem Fahrzeug oder mit einem zentralen Provider. Ladestationen mit Intelligenz, d.h. mit Kommunikationsmöglichkeiten, sind entsprechend teurer.

<sup>18</sup> 1 EUR = 1,52 CHF, Stand 23. Juni 2009

<sup>19</sup> Die Preise verstehen sich als Richtpreise.

<sup>20</sup> Email vom 15. Juli 2009 von Andreas Frink Branchenmanagement Elektromobilität – Rittal

<sup>21</sup> Email vom 30.07.2009 von Franz Scheba – KEBA AG

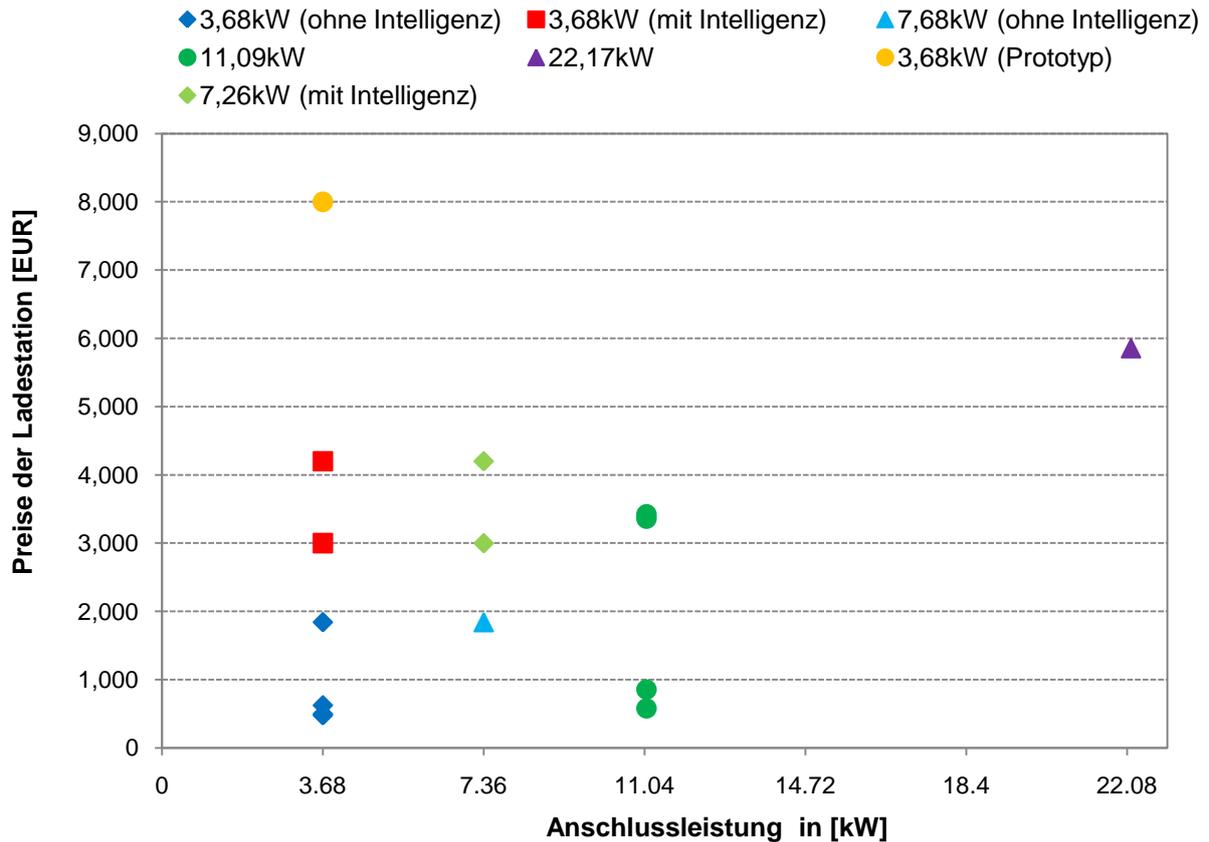


Abbildung 17: Preise verschiedener Ladestationen exkl. Mehrwertsteuer, Transport, Montage und Genehmigungen (Park & Charge, 2009), (Protoscar, 2009a), (Glaser, 2009)

Die Anschlussleistung der Ladestation spielt jedoch hinsichtlich der zu entrichtenden Netztarife eine wichtige Rolle. Folgende Komponenten der Systemnutzungstarifverordnung sind leistungsbezogen (Energie-Control Kommission, 2008):

- **Netzbereitstellungsentgelt:** einmaliger Pauschalbetrag (je nach Netzebene und Bundesland), mit welchem dem Netzbetreiber der bereits durchgeführte und damit vorfinanzierte Ausbau der Netzebenen abgegolten wird.
- **Netzzutrittentgelt:** einmaliger Pauschalbetrag, mit welchem dem Netzbetreiber die Aufwendungen für die erstmalige Herstellung des Anschlusses oder für die Erhöhung der Anschlussleistung abgegolten werden.
- **leistungsbezogene Komponente des Netznutzungsentgeltes:** jährlich zu entrichtende Leistungskomponente, mit welcher dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau und die Instandhaltung des Netzsystems abgegolten wird. Bei Netznutzern der Netzebenen 6 oder 7, bei denen keine Leistungsmessung erfolgt, wird ein statistisch ermittelter Durchschnittswert der Leistung des Netzbewerbers für die Berechnung der leistungsbezogenen Komponente des Netznutzungsentgeltes verwendet. Anlagen, welche mit einem Smart-Meter ausgestattet sind, sind im Sinne der SNT-VO 2006 Novelle 2009 nicht als leistungs-gemessene Anlage zu verstehen, sondern zählen weiterhin zu den nicht gemessenen Anlagen. Anschlussleistungen bis maximale 15 kW fallen in die Netzebene 7, Leistungen von 15 bis 100 kW fallen in die Netzebene 6.

Zur Refinanzierung der Ladeinfrastruktur ist bei exakter Verrechnung der geladenen Energiemenge ein Aufschlag auf den Strompreis an der Ladestation notwendig. Eine intelligente Ladesäule mit Abrechnungs- und Datenübertragungsmodul ist derzeit ab ca. EUR 3.000 erhältlich. Aus der zu erwartenden Auslastung lässt sich der Strompreiszuschlag pro Energiemenge ermitteln. Sowohl das „Best Case“-Szenario als auch das „Worst Case“-Szenario sieht die Anschaffung einer intelligenten Ladestation mit Abrechnungs- und Datenübertragungsmodul vor. Die Berechnung bezieht sich auf eine Steckdose pro Ladestation. Folgende Annahmen gelten für beiden Berechnungen.

Kosten der Ladestation:	3.000 €
Abschreibungsdauer:	10 a
Anschlussleistung:	3,6 kW
durchschn. Ladeleistung:	2 kW
Ladung:	230 Arbeitstagen pro Jahr
Zinssatz:	5 %

### „Best Case“ Szenario:

Unter günstigen Bedingungen wird eine Auslastung der Ladestation von 16 Stunden pro Werktag angenommen.

$$\text{Energieverkauf pro Jahr} = 2 \text{ kW} * 16 \frac{\text{h}}{\text{d}} * 230 \frac{\text{d}}{\text{a}} = 7.360 \text{ kWh/a}$$

$$\text{AfA} = \frac{3.000 \text{ €}}{10 \text{ a}} = 300 \text{ €/a}$$

$$\text{Zinsen}_{\text{Jahr 1}} = 3000 \text{ €} \cdot 5 \% = 150 \text{ €}$$

$$\text{Strompreiszuschlag} = \frac{\text{AfA} + \text{Zins}}{\text{Energieverkauf}} = \underline{\underline{0,061 \text{ €/kWh}}}$$

Unter den getätigten Annahmen wäre im ersten Jahr ein Zuschlag von 6,1 Cent/kWh nötig, um die Abschreibung und die Fremdkapitalzinsen der Ladestation abdecken zu können.

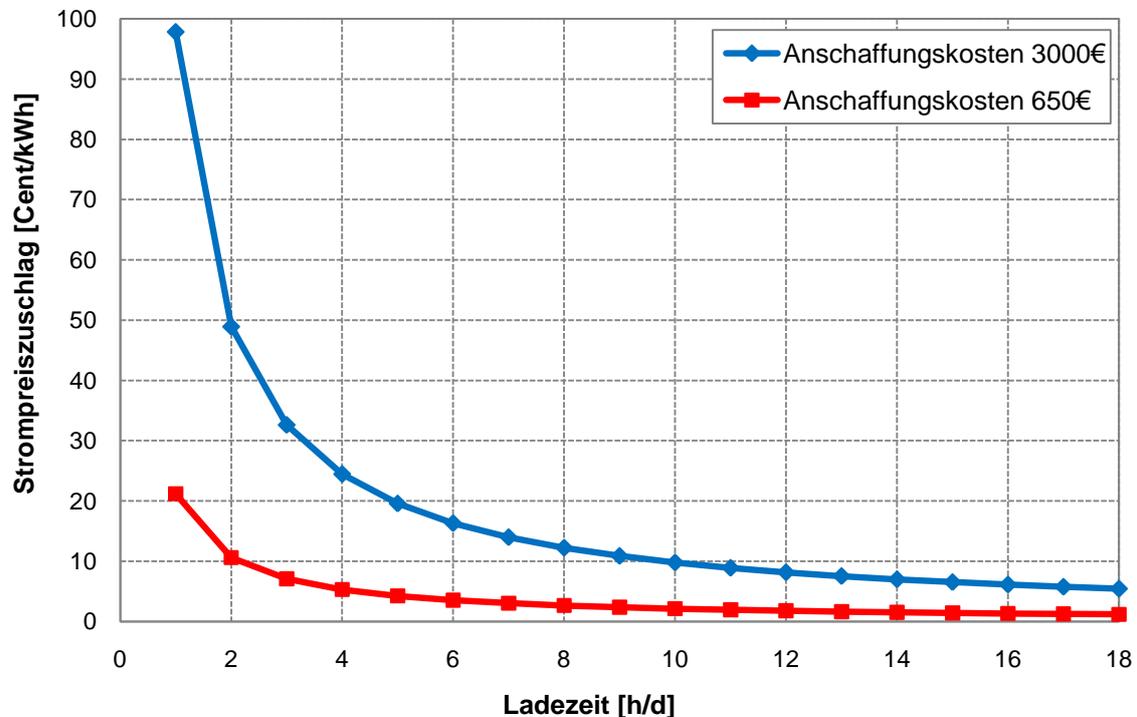
### „Worst Case“ Szenario:

Im „Worst Case“-Szenario wird eine Auslastung der Ladestation von 3 Stunden pro Werktag angenommen.

$$\text{Energieverkauf pro Jahr} = 2 \text{ kW} * 3 \frac{\text{h}}{\text{d}} * 230 \frac{\text{d}}{\text{a}} = 1.380 \text{ kWh/a}$$

$$\text{Strompreiszuschlag} = \underline{\underline{0,326 \text{ €/kWh}}}$$

In diesem Fall wäre ein Zuschlag von 32,6 Cent/kWh nötig, um die AfA und die Zinsen der Ladestation decken zu können. Dieselben Szenarien wurden mit einer Ladestation für EUR 650 berechnet, dabei würden im „worst case“ mit 3 Stunden Nutzung pro Tag rund 7 Cent/kWh Strompreiszuschlag zur Abdeckung der AfA und der Fremdkapitalzinsen notwendig sein. Die rote Kurve im folgenden Diagramm zeigt den erforderlichen Strompreiszuschlag für die Ladestation für EUR 650.



**Abbildung 18: Notwendiger Strompreiszuschlag im ersten Betriebsjahr der Ladestation in Abhängigkeit der durchschnittlichen Ladezeit pro Tag.**

Es zeigt sich, dass die Refinanzierung der Ladeinfrastruktur zu erheblichen Preisaufschlägen an den Stromtankstellen führen kann. Die wesentlichen Einflussfaktoren neben den Anschaffungskosten, sind die Auslastung der Ladestation und die durchschnittliche Ladeleistung. Schnellladestationen, welche derzeit aufgrund ungeeigneter Batterien nur von einer geringen Anzahl genutzt würden, haben zwar eine hohe Anschlussleistung und dementsprechend bei gleicher Nutzungsdauer im Vergleich zu Ladestationen mit geringerer Anschlussleistung einen Vorteil hinsichtlich der geladenen Energiemenge, dennoch überwiegen die hohen Anschaffungskosten und die geringen Nutzungsdauern. Für die Wahl der Ladestation und deren Anschlussleistung sollte deshalb eine dem Standort entsprechende Abschätzung über die Nutzung der Lademöglichkeit erfolgen. Die Lade- und Verrechnungsinfrastruktur sollte möglichst einfach und kostengünstig realisiert werden.

### 3.5 Geografische Verteilung der Ladeinfrastruktur

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Eindruck darüber zu vermitteln, wo der Aufbau von Ladeinfrastruktur in der Anfangsphase der Elektromobilität von Bedeutung ist. Mit rund 65 % lebt der Großteil der Bevölkerung Österreichs in Ballungsräumen<sup>22</sup>. Zudem liegen mit etwa 71 % die meisten Arbeitsplätze in diesen Ballungsräumen. (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b)

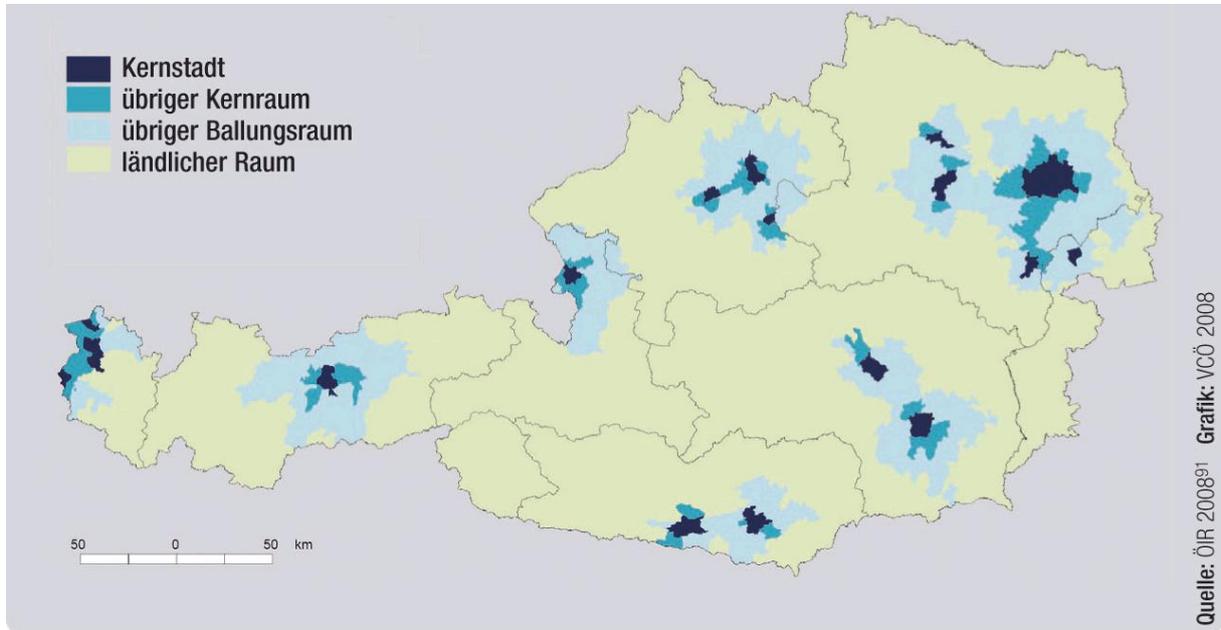


Abbildung 19: Ballungsräume in Österreich nach ihrer Erreichbarkeit mit Auto, Bus und Bahn (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b)

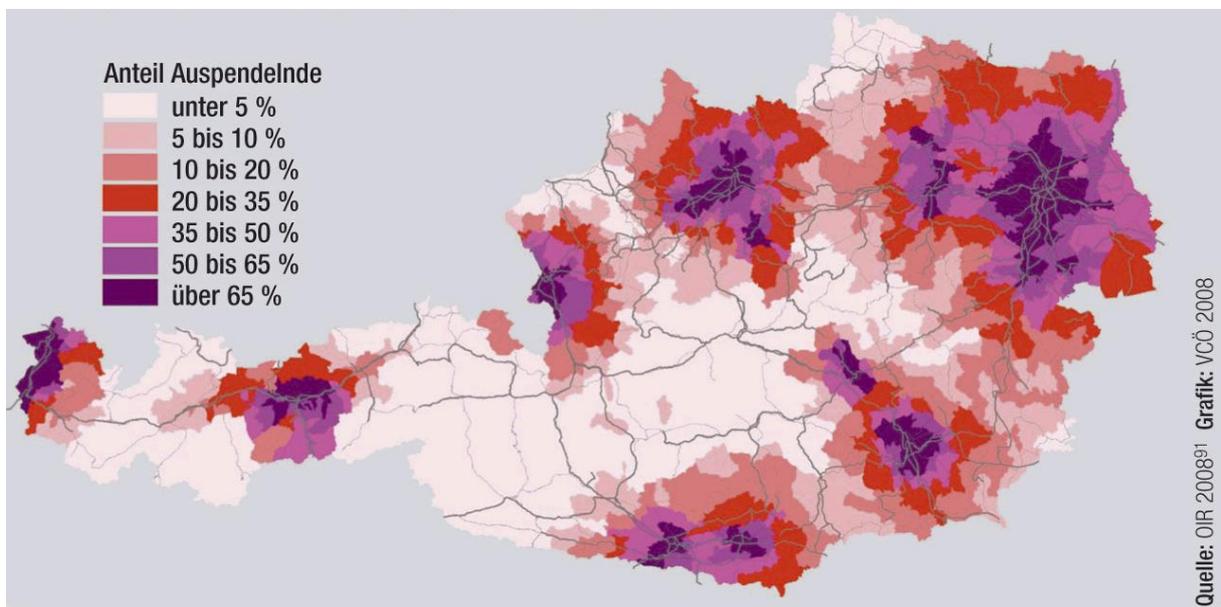
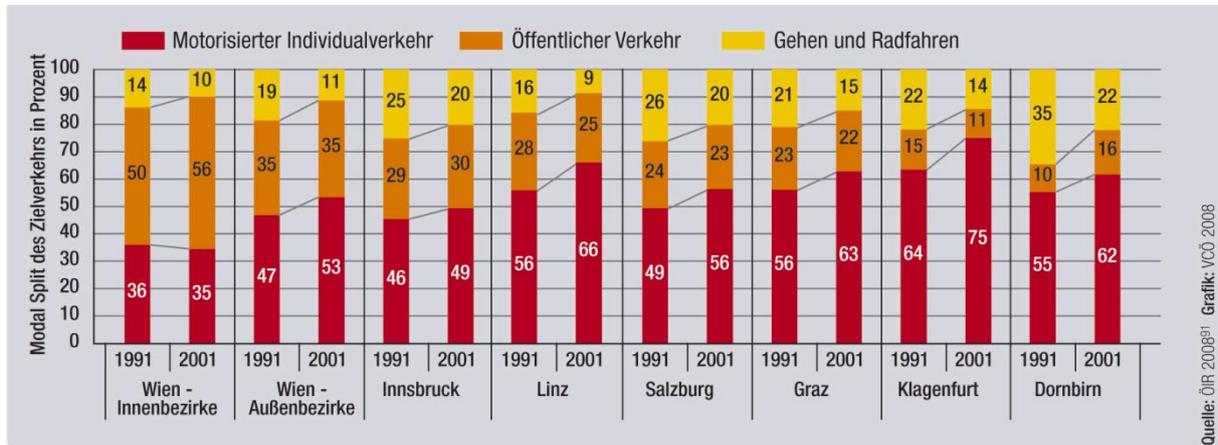


Abbildung 20: Pendlerverkehr in die Ballungsräume (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b)

<sup>22</sup> Zu einem Ballungsraum werden auch all jene Gemeinden gezählt, aus welchen die Hauptstädte der Bundesländer und die überregionalen Zentren wie Wels, Steyr, Krems an der Donau, Wiener Neustadt, Leoben, Villach, Feldkirch und Dornbirn verkehrstechnisch in einer von der Bevölkerung akzeptierten Zeit erreichbar sind. Die Reisezeit für Wien beträgt beispielsweise 50 Minuten, jene für Salzburg 40 Minuten und jene für St. Pölten 30 Minuten. (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b)

Ein weiterer Faktor ist der Pendelverkehr. Eine Publikation des Verkehrsclub Österreich zeigt einen deutlichen Anstieg der Pendeldistanzen in die Ballungsräume. Die Wachstumsrate ist umso höher, je größer die Distanz zum Ballungsraum ist. So nahm das Tagespendeln nach Wien aus dem Umland bis 30 km Distanz in den Jahren 1991 bis 2001 um 20 % zu, während es bei einer Distanz über 45 km um 35 % anstieg. (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b)



**Abbildung 21: Modalsplit des Zielverkehrs 1991 und 2001 in ausgewählte Zieldestinationen (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b)**

Für die Ladeinfrastrukturplanung für die Elektromobilität sind die Ballungsräume und die Pendeldistanzen jenes Anteils am Pendelverkehr, welcher mit dem Privatfahrzeug zurückgelegt wird, durchaus von Relevanz. Aus den durchschnittlichen Weglängen folgt in Zusammenhang mit der räumlichen Verteilung der denkbaren Ladeorte wie z.B. Arbeitsplätze, Einkaufszentren, Freizeitstädten oder Parkgaragen/-plätze die notwendige Dichte an Ladestationen. Einflussfaktoren wie z.B. die Veränderung des öffentlichen Verkehrs (Streckennetz und Tarife) müssen ebenso berücksichtigt werden, wie Straßenbauprojekte und die Entwicklung des Pendelverkehrs. So liegt das Wachstum der Bevölkerung in Ballungsräumen mit knapp 10 % im Zeitraum zwischen 1991 und 2001 zwar deutlich über den 2 % im ländlichen Raum, die Zunahme der Arbeitsplätze im Ballungsraum ist im gleichen Zeitraum mit 4,7 % hingegen nur geringfügig höher als jene mit 4,6 % im ländlichen Raum (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b).

### 3.6 Anforderung an die Sicherheit der Ladestation

Abhängig von der Anschlussleistung sowie vom Aufstellungsort der Ladestation sind auch die zu treffenden Sicherheitsmaßnahmen. Dazu gehören der elektrische Schutz, der Schutz vor Umwelteinflüssen, sowie der Schutz vor Vandalismus oder Stromdiebstahl.

Der elektrische Schutz umfasst den Schutz vor direkter und indirekter Berührung (Basis- und Fehlerschutz), den Schutz vor gefährlich hohen Fehlerströmen (Zusatzschutz durch FI-Schutzschalter), sowie den Schutz vor Überspannungen. Auch hierzu sind die entsprechenden Normen einzuhalten. Die Ladestation muss eine ihrer Umwelt entsprechenden IP-Schutzart aufweisen (ÖVE/ÖNORM EN 60529<sup>23</sup>). Das Material muss korrosions- und witterungsbeständig sein und hohe und sehr niedere Temperaturen, Feuchtigkeit und Regen, salzhaltige Luft im Winter, Wind, UV-Strahlung, Feinstaub und dergleichen mehr aushalten können, ohne eine Gefahr für Mensch und Tier darzustellen.

<sup>23</sup> Schutzarten durch Gehäuse (IP-Code) (IEC 60529:1989+A1:1999). Stand Juli 2009.

Üblicherweise dauert ein Ladevorgang von Elektroautos nicht nur wenige Minuten, so dass der Nutzer der Ladestation das Fahrzeug vorübergehend verlassen wird. Deshalb ist eine Art Verriegelung während des Ladevorgangs notwendig, so dass der Ladevorgang nicht durch unberechtigte Personen bewusst oder unbewusst beeinflusst werden kann.

- Der Ladevorgang soll erst dann beginnen, wenn ein vollständiger Kontakt zwischen Stecker und Steckdose besteht. Dies kann z.B. durch ein Schütz erfolgen, welches durch einen nacheilenden Signalkontakt (Pilotkontakt entsprechend der IEC 60309) angesteuert wird und die bis dahin noch spannungsfreie Verbindung an Spannung legt. (Lazzaro, 2008)
- Des Weiteren muss verhindert werden, dass der Ladevorgang von nicht autorisierten Personen unterbrochen wird. Dies kann durch eine elektromechanische Verriegelung in der Steckverbindung am Fahrzeug und an der Ladestation erfolgen. (Lazzaro, 2008) In der Praxis werden derzeit mechanisch verriegelte Türen an der Ladestation angebracht. Diese verhindern ein Herausziehen des Steckers, während dem der Ladevorgang läuft.

Eine robuste Bauweise der Ladestation soll sie vor Vandalismus schützen. Stromdiebstahl kann z.B. durch abschließend der Ladestation (Vorbild Park&Charge Schweiz) oder aber durch spannungsfreie Kontaktstellen erfolgen, solange sich ein Kunde nicht an der Ladestation authentifiziert hat (z.B. durch RFID, Magnetkarte usw.).

Eine weitere Schutzmaßnahme ist das Anbringen von direkter oder indirekter Beleuchtung (Reflektoren) um Fußgänger, Radfahrer und Fahrzeuglenker entsprechend auf die Ladestation aufmerksam zu machen.

### 3.7 Ladeinheit der Batterie

Die Ladeinheit einer Batterie besteht im Grunde aus einem Schaltnetzteil und einem der Batterietechnologie entsprechenden Laderegler. Letzterer hat die Aufgabe der Regelung und der Überwachung der Betriebsparameter wie z.B. Ladespannung, Ladestrom oder Temperatur. Je nach Batterietechnologie werden unterschiedliche Ladeverfahren angewendet (siehe Kapitel 2.5). Zu beachten ist, dass die Ladeinheit der Batterie, unbeabsichtigt davon, ob sie im Fahrzeug oder außerhalb des Fahrzeuges untergebracht ist und unbeachtet dessen, ob sie ein- oder dreiphasig ausgeführt ist, die entsprechenden Normen hinsichtlich Elektromagnetischer Verträglichkeit (EMV), Netzrückwirkungen und Spannungsqualität zu erfüllen hat (Delta-Q Technologies, 2009).

Tabelle 10 zeigt die wichtigsten Teile der Europeanorm EN 61000, welche basierend auf der Norm IEC 61000 von CENELEC erlassen wurde. Bezüglich Emissionen im Frequenzbereich zwischen 9 kHz und 400 GHz durch industrielle Geräte, gilt in Österreich zudem die Norm ÖVE/ÖNORM EN 55011<sup>24</sup>.

<sup>24</sup> „Industrielle, wissenschaftliche und medizinische Hochfrequenzgeräte (ISM-Geräte) – Funkstörungen - Grenzwerte und Messverfahren (CISPR 11:2003 + A1:2004, modifiziert + A2:2006)“

**Tabelle 10: Gültige Normen bezüglich EMV, Netzurückwirkungen und Spannungsqualität**

Nummer	Titel der Norm
ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-3 +A1+A2:2006 08 01	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-3: Grenzwerte – Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs- Versorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom $\leq 16$ A je Leiter, die keiner Sonderanschlussbedingung unterliegen (IEC 61000-3- 3:1994 + A1:2001 + A2:2005)
ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-2:2006 12 01	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-2: Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte- Eingangsstrom $\leq 16$ A je Leiter) (IEC 61000-3-2:2005)
ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-12:2005 11 01	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 3-12: Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom $> 16$ A und $\leq$ 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind (IEC 61000-3-12:2004)
ÖVE/ÖNORM EN 61000-2-2:2003 04 01	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 2-2: Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen (IEC 61000-2-2:2002)
ÖVE/ÖNORM EN 61000-2-4:2003 07 01	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 2-4: Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen (IEC 61000-2-4:2002)
ÖVE/ÖNORM EN 50160:2008 05 01	Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Zur Bewertung der Einflüsse eines Ladegerätes auf das darüber liegende Verteilernetz wird oftmals der Leistungsfaktor<sup>25</sup> herangezogen. Bei Auftreten von Oberschwingungen ist der Leistungsfaktor kleiner als der Wirkleistungsfaktor, da die Scheinleistung zusätzlich die Verzerrungsblindleistung beinhaltet. (Renner & Sakulin, 2007) Weist der Eingangsstrom einen Phasenwinkel zur Eingangsspannung auf, so verringert sich der Leistungsfaktor. Weicht die Form des Stromes von der Form eines Sinus mit Netzfrequenz ab, d.h. enthält der Strom Oberschwingungen, so nimmt der Leistungsfaktor ebenfalls ab (Cameron, 2009). Diese führen zu thermischer Belastung des Netzes und der Netzelemente, können Schutzeinrichtungen und Rundsteueranlagen beeinflussen und in den Leitern, insbesondere im Nullleiter, von Drehstromnetzen zu Überlastungen führen (Renner & Sakulin, 2007). Der Grundbaustein eines Batterieladegerätes ist ein Brückengleichrichter, welcher eine pulsformige Stromaufnahme verursacht. Entsprechend hoch ist der Oberwellenanteil des netzseitigen Stromes.

Um die in den Normen geforderten Grenzwerte für Oberwellenanteile einzuhalten sind entsprechende Maßnahmen zu treffen. Mit einer sogenannten Leistungsfaktorkorrektur (Power Factor Correction, kurz PFC) soll eine möglichst netzfrequente sinusförmige Stromaufnahme der Batterieladeeinheit erreicht werden. Grundsätzlich können passive und aktive PFC unterschieden werden. Im Leistungsbereich von Batterieladegeräten für Elektrofahrzeuge haben sich aktive Maßnahmen durchgesetzt. Die am weitesten verbreitete Lösung einer aktiven

<sup>25</sup> Dieser ist definiert als der Quotient von Wirkleistung zu Scheinleistung. Der Leistungsfaktor darf nicht mit dem oft als Leistungsfaktor bezeichneten Phasenwinkel  $\varphi$  bzw.  $\cos\varphi$  verwechselt werden. Dieser ist immer auf die Grundschwingung, d.h. auf die Netzfrequenz bezogen. Nur im Falle sinusförmiger Ströme und Spannungen sind beide Werte gleich, denn nur dann kann das Verhältnis von Wirk- zu Scheinleistung als Kosinus ausgedrückt werden.

PFC ist die Verwendung eines Hochsetzstellers (Aufwärtswandler). Dieser wird dem Brückengleichrichter nachgeschaltet. Der Transistor des Aufwärtswandlers wird so gesteuert, dass der Netzstrom nahezu einem Sinus entspricht. Der Strom durch die Induktivität des Aufwärtswandlers umhüllt sägezahnförmig die geforderte Sinusform. (Key & Lai, 1995)

Ein Nachteil dieser Schaltung sind die hohen EMV-Emissionen, weshalb zusätzlich ein EMV-Filter notwendig ist. Für dreiphasige Ladegeräte gilt im Grunde derselbe Ansatz einer aktiven Leistungsfaktorkorrektur. Im Gegensatz zum Hochsetzsteller bieten hier eine selbstgeführte Vollbrücke oder ein sog. Vienna-Stromrichter eine bessere Reduktion der Oberschwingungen (Fuld, 2006).

## 4. Allgemeine Grundlagen zu Elektrofahrzeugen

### 4.1 Derzeitiger Fahrzeugbestand

Ende 2007 waren in Österreich insgesamt 4.245.583 PKWs zugelassen. Davon waren 2.283.302 Dieselfahrzeuge, 1.960.380 Benzinfahrzeuge, 131 Elektrofahrzeuge und 1.770 alternativ angetriebene Fahrzeuge (Erdgas, Flüssiggas, bivalenter Antrieb und Hybrid). Ende 2008 hatte sich der Gesamtbestand auf 4.284.919 erhöht. Die Anzahl der Dieselfahrzeuge wuchs auf 2.323.016, während der Benzinfahrzeugbestand auf 1.957.751 schrumpfte. Der Bestand an alternativ angetriebenen Fahrzeugen wuchs um 126 % auf 4.006 und der Elektrofahrzeugbestand wuchs auf 146 Fahrzeuge. (Statistik Austria, 2009)

Laut Mikrozensus 2007/2008 waren von diesen PKWs 3.657.329 Privatfahrzeuge. Diese teilten sich in 2.032.692 Diesel-, 1.607.478 Benzin- und 17.160 sonstige Fahrzeuge auf. All diese Fahrzeuge erreichten zusammen eine Kilometerleistung von rund 49,4 Milliarden km und verbrauchten dabei insgesamt rund 2,1 Milliarden Liter Diesel, rund 1,4 Milliarden Liter Benzin und ca. 13,8 Millionen Liter sonstige Treibstoffe. In Summe ergeben sich daraus rund 3,5 Milliarden Liter Kraftstoff. (Statistik Austria, 2008b)

### 4.2 Allgemeines zu Elektrofahrzeugen und Hybridfahrzeugen

#### 4.2.1 Elektrofahrzeuge

In dieser Arbeit ist ein Elektroauto ein Auto, das über einen oder mehrere Elektromotoren mittels Strom aus einem Akkumulator angetrieben wird.

##### 4.2.1.1 Vorteile des Elektroautos

- + **Lokale Emissionsfreiheit**  
Dadurch, dass ein Elektromotor keine Abgase produziert und der Strom für das Elektroauto nicht im Elektroauto selbst produziert wird, sind seine einzigen nennenswerten Emissionen der Feinstaub durch den Abrieb der Reifen.
- + **Effizienz**  
Ein Elektromotor hat generell einen viel höheren Wirkungsgrad als eine VKM.
- + **Geräuscharm**  
Ein Elektromotor arbeitet im Gegensatz zu einer Verbrennungskraftmaschine fast geräuschlos. Das gesamte Fahrzeug erzeugt somit fast nur dadurch Geräusche, dass es Luftverwirbelungen und Abrollgeräusche, wie jedes Fahrzeug, verursacht.
- + **Regenerativer Kraftstoff**  
Strom als Treibstoff für Elektroautos kann problemlos regenerativ bereitgestellt werden.
- + **Bremsenergieerückgewinnung**  
Wird in einem Elektroauto gebremst, so arbeitet der Motor als Generator und speist kinetische Energie des Fahrzeugs in den Akkumulator zurück.

- + **Geringer Energieverbrauch im Stillstand**  
Ein Elektrofahrzeug verbraucht im Stillstand, neben einem geringen Grundverbrauch, nur dann Energie, wenn der Benutzer Verbraucher wie die Klimaanlage oder das Licht eingeschaltet hat.
- + **Geringere Komplexität**  
*„Im Gegensatz zum Verbrennungsmotor reicht beim Elektromotor ein äußerst simpler Fahrzeugaufbau.“ (VLOTTE elektrisch mobil, 2009a)*
- + **Wartungsfreundlichkeit**  
Durch die bereits erwähnte geringere Komplexität ist auch ein geringer Wartungsaufwand zu erwarten.
- + **Günstige Gewichtsverteilung**  
Eine günstige Gewichtsverteilung wird in einem Elektroauto dadurch erreicht, dass der schwere Akkumulator unten im Fahrzeug eingebaut und somit der Schwerpunkt des Fahrzeugs gesenkt wird.
- + **Drehmoment**  
Ein Elektromotor liefert bereits bei niedrigen Drehzahlen ein hohes Drehmoment und hält es über einen großen Drehzahlbereich konstant, vgl. (Tesla Motors Inc., 2009).
- + **Billiger Treibstoff**  
Durch den geringeren Verbrauch, die derzeit geringere Besteuerung und die niedrigen Strompreise sind die Kosten für den Treibstoff Strom pro gefahrenen Kilometer viel geringer als für Treibstoffe auf Kohlenwasserstoffbasis.

#### 4.2.1.2 Nachteile des Elektroautos

- **Anschaffungspreis**  
Elektroautos sind derzeit teurer als vergleichbare Automobile mit Verbrennungskraftmaschine, da sich die meisten noch im Prototypenstadium bzw. in der ersten Kleinserie befinden und da der Akkumulator sehr kostenintensiv ist.
- **Reichweite**  
Die Reichweite von Elektroautos ist im Vergleich zu Autos mit Energiespeicher auf Kohlenwasserstoffbasis viel geringer.
- **Ladedauer/Tankdauer**  
Ein Elektroauto benötigt Stunden, um nach einer langen Fahrt wieder die volle Reichweite zu besitzen – ein konventionelles Automobil nur Minuten.
- **Lebensdauer des Akkumulators**  
Ein Lithium-Ionen-Akkumulator altert mit der Zeit durch den Anstieg des Innenwiderstands – somit ist die Lebensdauer des Energiespeichers begrenzt. Geschätzt wird derzeit eine Lebensdauer von weniger als 5 Jahren, vgl. (Buchmann, 2008). Die Lebensdauer anderer Akkumulatortypen ist auch begrenzt.
- **Kosten des Akkumulators**  
Derzeit kosten chemische Energiespeicher für Elektroautos ca. 1.000 bis 2.000 \$/kWh (BERR Department of Transport UK, 2008). Durch die begrenzte Lebensdauer ist zu erwarten, dass er während der durchschnittlichen Fahrzeuglebensdauer mindestens einmal ausgetauscht werden muss.

- **Geräuscharm**

Wie bereits unter Vorteile erwähnt, ist ein Elektroauto leise. Das kann auch ein Nachteil sein, da sich viele Menschen im Straßenverkehr auch auf ihr Gehör verlassen und dadurch, so lange Elektroautos noch nicht das normale Straßenbild prägen, möglicherweise mehr Unfälle entstehen könnten.

- **Sicherheit**

Da es mit modernen Akkumulatoren im Automobileinsatz und Elektroautos im Crash noch nicht so viele Erfahrungen gibt, kann es sein, dass noch nicht alle Risiken ausgeschaltet wurden.

- **Ladestellenabhängigkeit**

Ein Elektroauto benötigt eine Ladestation, um aufgeladen werden zu können. Diese Infrastruktur wurde derzeit noch nicht geschaffen und ist kostenintensiv. Besonders in Städten, in denen die Einwohner keine Garagen besitzen, ist das ein Problem.

- **Kälteempfindlichkeit**

In der kalten Jahreszeit steht keine Motorabwärme für die Beheizung zur Verfügung, es muss eine eigene Heizung eingebaut werden. Außerdem sind die Kapazität und die Leistungsabgabe des Akkumulators bei niedrigen Temperaturen stark eingeschränkt.

## 4.2.2 Hybridfahrzeuge

In diesem Kapitel werden die unterschiedlichen Typen von Hybridfahrzeugen zunächst definiert und deren Vor- und Nachteile aufgezeigt.

### 4.2.2.1 Paralleler Hybridantrieb

Ein paralleler Hybridantrieb zeichnet sich dadurch aus, dass sowohl der Verbrennungsmotor als auch der Elektromotor eigenständig das Fahrzeug antreiben können. Allerdings ist es möglich, bei Bedarf auch auf die Leistung beider Systeme zusammen zuzugreifen (z.B. für einen Überholvorgang) und zwischen den einzelnen Systemen umzuschalten (z.B. in Umweltzonen). Jedoch kann der Akkumulator, vom Bremsen abgesehen, nur geladen werden, wenn im reinen Verbrennungskraftmodus gefahren wird. (Stuckmann, 2006), (Toyota, 2003)

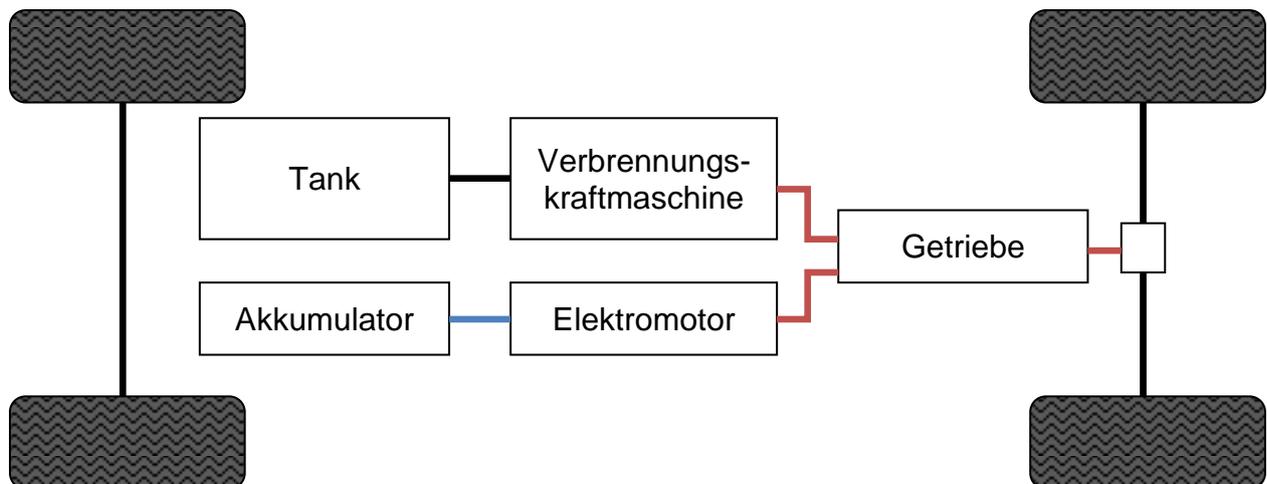


Abbildung 22: Schema eines parallelen Hybridantriebs, vgl. (Stuckmann, 2006)

Die Betriebsstrategie eines parallelen Hybridantriebs ist auf Abbildung 30 dargestellt.

#### 4.2.2.2 Serieller Hybridantrieb

Bei einem seriellen Hybridantrieb treibt der Elektromotor das Fahrzeug alleine an. Die Verbrennungskraftmaschine wird nur für die Bereitstellung von Strom für den Elektromotor und das Aufladen des Akkumulators verwendet und kann dadurch klein dimensioniert und immer im optimalsten Betriebspunkt betrieben werden. Das schafft Verbrauchsvorteile, welche jedoch durch die lange Kette von Energieumwandlungen (VKM-Generator-Akkumulator-Elektromotor) wieder vermindert werden. Vgl. (Stuckmann, 2006), (Toyota, 2003)

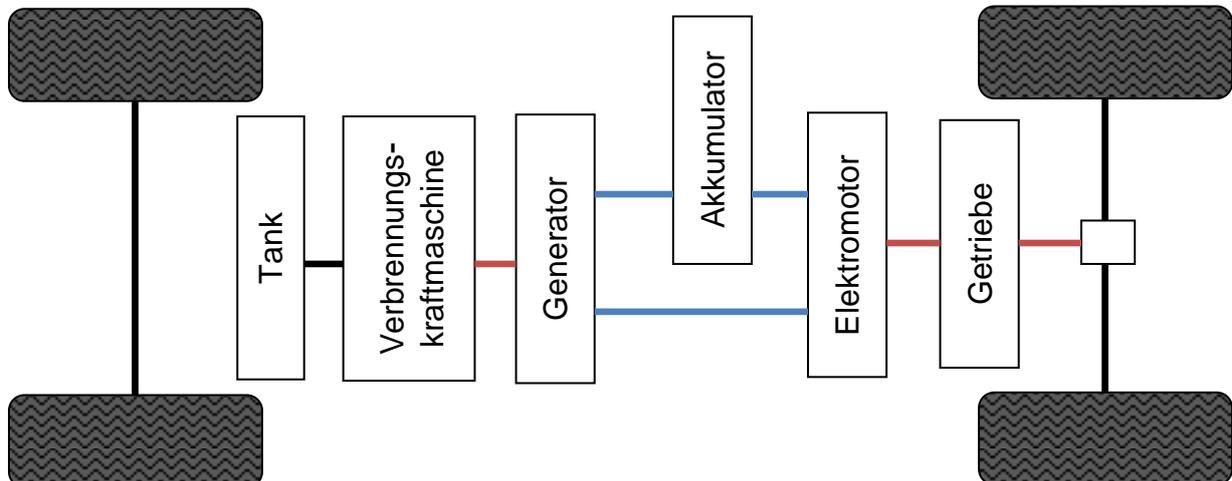


Abbildung 23: Schema eines seriellen Hybridantriebes, vgl. (Stuckmann, 2006)

#### 4.2.2.3 Kombiniertes Hybridantrieb

Der kombinierte Hybridantrieb vereint den seriellen und parallelen Hybridantrieb. Er ist praktisch ein serieller Hybridantrieb, der auch eine mechanische Verbindung der Verbrennungskraftmaschine mit der Antriebswelle hat. Er kann, wie der serielle Hybridantrieb, den Akkumulator laden und dabei den Antrieb allein dem Elektromotor überlassen oder, wenn nötig, beide Systeme – wie beim parallelen Hybridantrieb – voll zur Vortriebsgenerierung nutzen. Er kann über weite Teile des Lastspektrums den Verbrennungsmotor im optimalen Betriebspunkt betreiben. Wird – für den optimalen Punkt – zu wenig Leistung benötigt, kann er den Akkumulator laden, wird mehr Leistung benötigt, so kann er zum Ausgleich den Elektromotor verwenden und in Phasen besonders niedriger Last, wenn der Akkumulator voll ist, den Verbrennungsmotor abstellen und nur den Elektromotor benutzen. Sollte in diesen Phasen der Akkumulator jedoch leer sein, so wird der Verbrennungsmotor (im optimalen Punkt) zum Laden des Akkumulators verwendet.

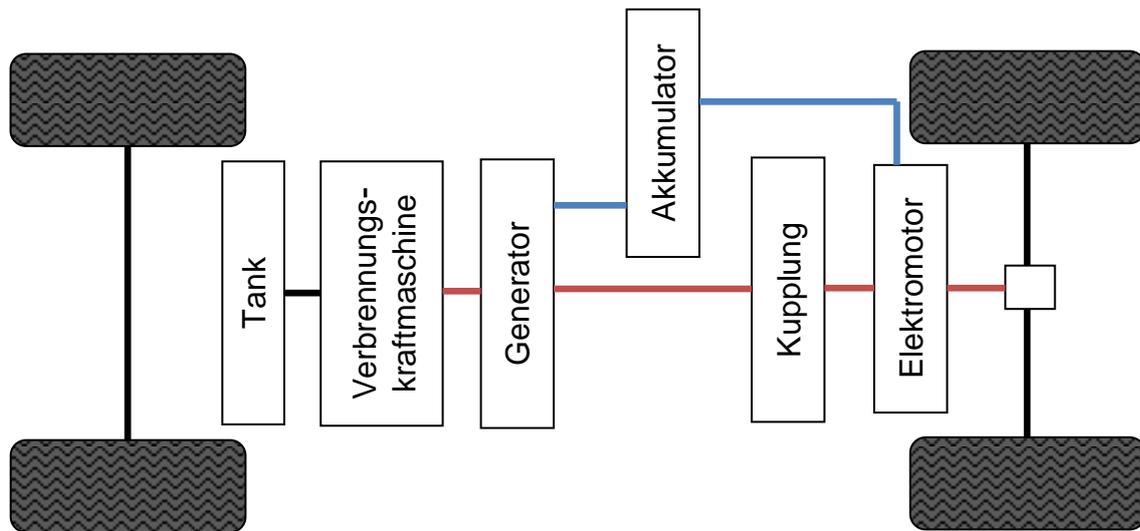


Abbildung 24: Schema eines kombinierten Hybridantriebs, vgl. (Stuckmann, 2006)

#### 4.2.2.4 Leistungsverzweigter Hybridantrieb

Der leistungsverzweigte Hybridantrieb ist die von Toyota entwickelte Variante des kombinierten Hybridantriebs, wird aber normalerweise gesondert angeführt.

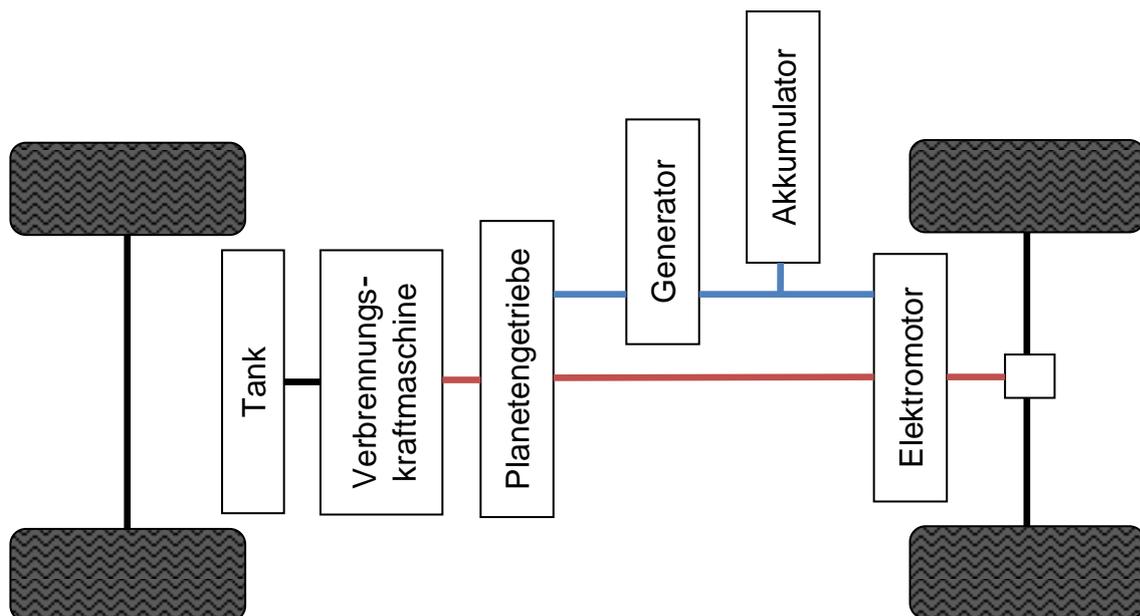


Abbildung 25: Schema eines leistungsverzweigten Hybridantriebs, vgl. (Stuckmann, 2006)

#### 4.2.3 Plug-In-Hybridantrieb

Ein Plug-In-Hybridantrieb ist einer der zuvor angeführten Hybridantriebstypen mit der Besonderheit, dass sein Akkumulator nicht nur durch den eingebauten Generator, sondern auch durch eine externe Stromversorgung aufgeladen werden kann. Dadurch ist ein Plug-In-Hybridauto für Kurzstrecken eine Art Elektroauto, da es im Elektromodus gefahren und nachher an der Steckdose wieder aufgeladen werden kann. Sollten allerdings längere Fahrstrecken notwendig sein, so dies durch die Verbrennungskraftmaschine problemlos möglich. Die meisten derzeit erhältlichen Hybridautomodelle haben allerdings meist Geschwindig-

keitseinschränkungen im Elektromodus, da der Elektromotor bei einem Hybrid normalerweise nicht groß genug ist, um hohe Geschwindigkeiten in annehmbarer Zeit zu erreichen. Auch die Kapazität des Akkumulators ist üblicherweise nicht so groß wie bei einem Elektroauto, wodurch die rein elektrische Reichweite eines Plug-In-Hybridautos geringer ist als jene eines reinen Elektrofahrzeuges. Da Plug-In-Hybridautos auch Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, werden sie im Gegensatz zu den zuvor dargestellten Hybridvarianten in die Berechnungen in Kapitel 5 dieser Studie mit einbezogen.

#### 4.2.3.1 Vorteile des Plug-In-Hybridautos

- + **Begrenzte lokale Emissionsfreiheit**  
Ein Plug-In-Hybridauto kann auf Strecken, deren maximale Länge von der Akkumulatorkapazität abhängt, rein elektrisch betrieben werden. Daher verursacht es auf diesen Strecken nicht mehr Emissionen als ein reines Elektroauto.
- + **Effizienz**  
Die Verbrennungskraftmaschine des Plug-In-Hybridautos arbeitet normalerweise in einem effizienteren Betriebspunkt als die VKM in einem konventionellen Automobil (abgesehen von Autobahnfahrten). Bei zu geringer Last für einen effizienten Arbeitspunkt der VKM tritt der Elektromotor als zusätzliche Last in Erscheinung, um den Akkumulator zu laden, oder aber die VKM wird ganz abgestellt, um rein elektrisch zu fahren. Bei zu hoher Belastung kann der Elektromotor die VKM unterstützen, wodurch ein effizienter Betrieb der VKM erreicht wird. (siehe Abbildung 30)
- + **Mögliche Geräuscharmheit**  
Ein Elektromotor arbeitet im Gegensatz zu einer Verbrennungskraftmaschine fast geräuschlos. Solange das Auto im Elektromodus unterwegs ist, ist es deshalb von der Geräusentwicklung her betrachtet mit einem Elektroauto vergleichbar. Außerhalb des Elektromodus ist die Geräusentwicklung vergleichbar mit jener eines normalen PKWs.
- + **Teilweise regenerativer Kraftstoff**  
Strom als Treibstoff im Elektromodus kann auch regenerativ hergestellt werden. Der flüssige Kraftstoff wird in der Regel nicht regenerativ hergestellt.
- + **Bremsenergierückgewinnung**  
Wird ein Plug-In-Hybridauto abgebremst, so arbeitet der Elektromotor als Generator und speist kinetische Energie des Fahrzeugs in den Akkumulator zurück.
- + **Geringer Energieverbrauch im Stillstand**  
Ein Plug-In-Hybridauto verbraucht im Stillstand nur dann Energie (vom Grundverbrauch für Elektronik, Lüftung usw. abgesehen), wenn der Benutzer Verbraucher wie die Klimaanlage oder das Licht eingeschaltet hat. Der Verbrennungsmotor wird im Stillstand abgestellt.
- + **Drehmoment**  
Ein Elektromotor liefert bereits bei niedrigen Drehzahlen ein hohes Drehmoment und ergänzt damit das Drehzahlband eines Benzinmotors gut. Dies gilt insbesondere für die Beschleunigung aus dem Stillstand.

+ **Reichweite**

Die Reichweite von Plug-In-Hybridautos entspricht der eines konventionellen Autos und ist dadurch im Vergleich zu Elektrofahrzeugen viel größer, da sie, wenn der Akkumulator entladen ist, mit dem Kraftstoff aus dem Tank weiterfahren können.

+ **Ladedauer/Tankdauer**

Ein Elektroauto benötigt Stunden, um nach einer langen Fahrt wieder die volle Reichweite zu besitzen – ein Plug-In-Hybridauto benötigt zum Nachtanken nur Minuten. Wird es allerdings an der Steckdose wieder aufgeladen, so beträgt die Ladedauer auch hier mehrere Stunden.

#### 4.2.3.2 Nachteile des Plug-In-Hybridautos

– **Anschaffungspreis**

Plug-In-Hybridautos sind dadurch, dass sie sowohl eine teure Verbrennungskraftmaschine als auch einen teuren Akkumulator enthalten, in logischer Folge daraus teurer als ein Auto, das auf eine der zwei Komponenten verzichtet.

– **Lebensdauer des Akkumulators**

Ein Lithium-Ionen-Akkumulator altert mit der Zeit durch den Anstieg des Innenwiderstandes. Somit ist die Lebensdauer des Energiespeichers begrenzt. Geschätzt wird derzeit eine Lebensdauer von weniger als 5 Jahren, vgl. (Buchmann, 2008). Die Lebensdauer von Nicht-Lithium-Ionen-Akkumulatorsystemen kann länger sein und wird bei Hybridautos gern durch eine geringe Entladetiefe verlängert, was sich aber negativ auf die elektrische Reichweite auswirkt.

– **Kosten des Akkumulators**

Derzeit kosten Lithium-Ionen-Akkumulatoren ca. 1.000 bis 2.000 \$/kWh (BERR Departement of Transport UK, 2008).

Es ist möglich, dass der Energiespeicher innerhalb der Fahrzeuglebensdauer getauscht werden muss. Da er aber nicht so groß ist, wie der eines reinen Elektroautos, müsste der finanzielle Aufwand entsprechend geringer sein.

– **Geräuscharmheit**

Die fast geräuschlose Fahrt im Elektromodus kann von Nachteil sein, da sich viele Menschen im Straßenverkehr auch auf ihr Gehör verlassen und dadurch, so lange Elektroautos noch nicht das normale Straßenbild prägen, möglicherweise mehr Unfälle entstehen könnten.

– **Sicherheit**

Da die Erfahrung mit modernen Akkumulatoren im Automobileinsatz noch gering ist, ist es möglich, dass noch nicht alle Risiken ausgeschaltet wurden. Daher setzen manche Hersteller auf weniger leistungsfähige aber bewährte Akkumulatorsysteme.

– **Gewicht**

Durch die zusätzliche Verbrennungskraftmaschine aus Sicht eines Elektroautos oder den zusätzlichen Akkumulator und den Elektromotor aus Sicht eines konventionell angetriebenen Autos ist ein Plug-In-Hybridauto durchaus schwerer.

#### 4.2.4 Leistungsbedarf eines Fahrzeuges

Die theoretischen Grundlagen zu diesem Abschnitt wurden dem Skript „Elektrische Fahrzeugantriebe und neue Verkehrstechniken“ von W.-R. Canders von der TU Braunschweig (Canders, 2004) entnommen.

Die Leistung, die ein Fahrzeug benötigt, um sich auf gerader, *steigungsloser* Strecke ohne Windeinfluss mit konstanter Geschwindigkeit fortzubewegen, hängt im Wesentlichen ab:

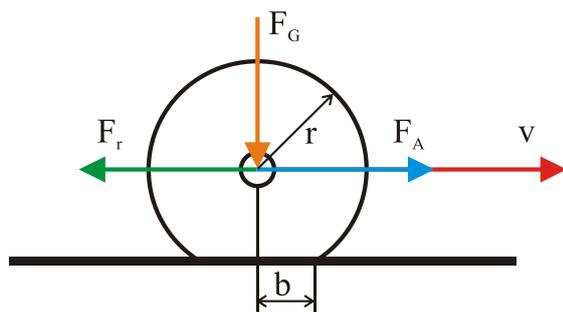
- vom Rollwiderstand,
- vom Luftwiderstand und
- von der Geschwindigkeit.

Die benötigte Antriebsleistung berechnet sich dann aus den drei genannten physikalischen Größen entsprechend folgendem Zusammenhang.

benötigte Antriebsleistung = (Rollwiderstand + Luftwiderstand) · Geschwindigkeit

Der *Rollwiderstand* stellt die benötigte Verformungskraft dar, die gebraucht wird, um die durch das Fahrzeuggewicht verursachte Verformung am Reifen umlaufen zu lassen. Er hängt ab:

- vom Reifen,
- vom Luftdruck im Reifen und
- vom Gewicht des Fahrzeugs.



$F_G$ .... Gewichtskraft
$F_r$ .... Rollwiderstand
$F_A$ .... Antriebskraft
$r$ ..... Radius des Rads
$b$ ..... halbe Länge der Auflagefläche
$v$ ..... Geschwindigkeit

**Abbildung 26: Rollwiderstand, angelehnt an (Canders, 2004)**

Ausgehend von einer linearelastischen Verformung ergibt sich entsprechend obiger Abbildung folgender formaler Zusammenhang zwischen Gewichtskraft  $F_G$  und Rollwiderstandskraft  $F_r$ :

$$F_G \cdot b = F_r \cdot r \Rightarrow F_r = F_G \cdot \frac{b}{r}$$

Angenommen  $b/r$  sei  $1/100$ , (Grote & Feldhusen, 2007) dann hat ein Auto mit der Masse von 1.000 kg (dies entspricht einer Gewichtskraft von  $F_G = 9.810$  N) etwa einen Rollwiderstand von  $F_r = 98,1$  N.

Der *Luftwiderstand* ist jene Kraft, die benötigt wird, um die Luft vor dem Fahrzeug zu verdrängen. Er hängt ab:

- von der Querschnittsfläche des Fahrzeugs,
- von der Aerodynamik des Fahrzeugs,
- von der Geschwindigkeit und
- von der Dichte der Luft.

„Die Größe des Luftwiderstandes errechnet sich aus der aerodynamischen Gütezahl, der Querschnittsfläche des Fahrzeuges und dem Staudruck.“ (Canders, 2004)

$$F_L = c_W \cdot A \cdot p_d$$

$$p_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2$$

$$\Rightarrow F_L = \frac{1}{2} \cdot c_W \cdot A \cdot \rho \cdot v^2$$

$F_L$ ....Luftwiderstand

$c_W$ ...aerodynamische Gütezahl

(PKW: 0,2 – 0,5 LKW: 0,5 – 1,2)

$A$ ....Querschnittsfläche des Fahrzeugs

$p_d$ ....Staudruck

$\rho$ ....Dichte (Luft mit Normaltemperatur:  $1,29 \frac{kg}{m^3}$ )

$v$ ....Geschwindigkeit

Folgendes Rechenbeispiel soll die Vorgehensweise zur Berechnung der benötigten Antriebsleistung entsprechend der obigen Ausführung erläutern:

Ein PKW mit einem Gewicht von 1.200 kg und einer Querschnittsfläche von  $2 \text{ m}^2$  ist auf gerader, steigungsloser Strecke, ohne Wind mit einer Geschwindigkeit von 100 km/h unterwegs. Umgerechnet in Metern pro Sekunde ergibt dies 27,78 m/s. Luftdruck und Temperatur entsprechen Nominalwerten. Weitere Annahmen sind ein Verhältnis von  $b$  zu  $r$  von 1 zu 100, sowie einem  $c_W$ -Wert von 0,3.

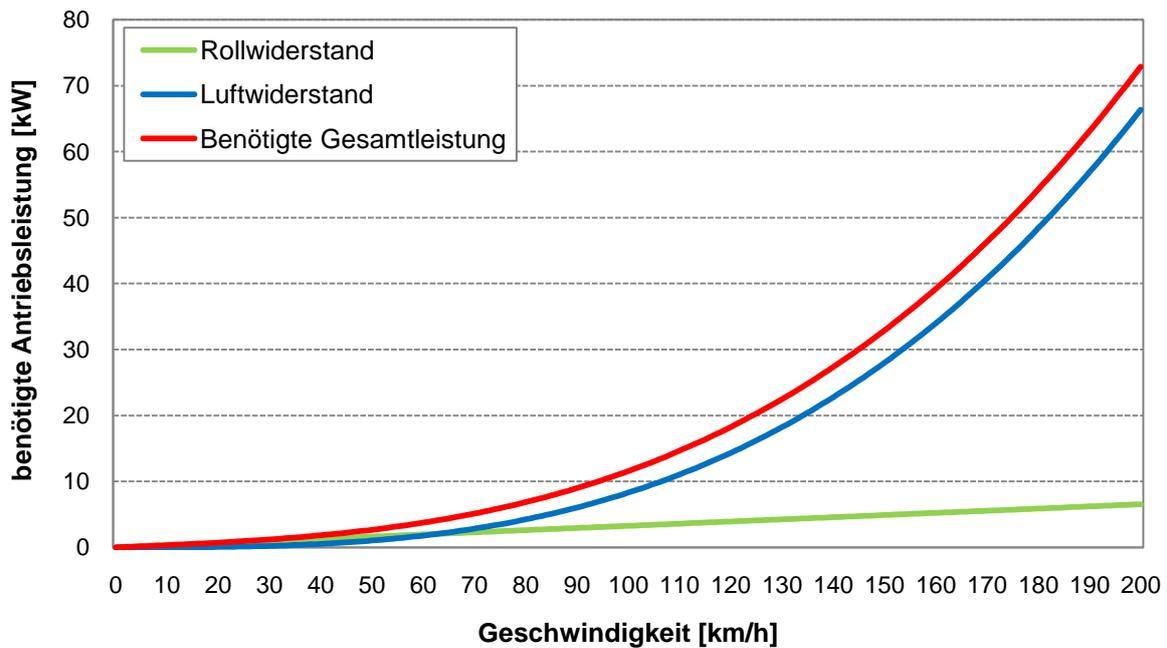
$$F_G = m \cdot g = 1200 \text{ kg} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} = 11.772 \text{ N}$$

$$F_r = F_G \cdot \frac{b}{r} = 11.772 \cdot \frac{1}{100} = 117,72 \text{ N}$$

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot c_W \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,3 \cdot 2 \cdot 1,29 \cdot 27,78^2 = 298,65 \text{ N}$$

Obige Gleichung zeigt, dass der Rollwiderstand linear mit der Fahrzeugmasse zunimmt. Die benötigte Antriebsleistung  $P_a$  ergibt sich entsprechend folgenden Zusammenhang:

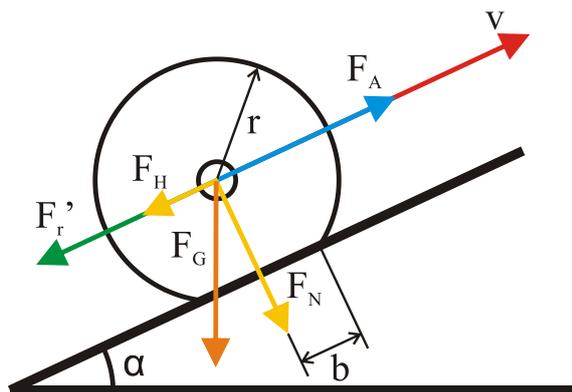
$$P_a = (117,72 + 298,65) \cdot 27,78 = 11.564,75 \text{ W} \approx \underline{\underline{11,56 \text{ kW}}}$$



**Abbildung 27: Leistungsbedarf eines PKW in Abhängigkeit der Geschwindigkeit (auf steigungsloser Straße)**

Aus Abbildung 27 wird ersichtlich, dass Fahrten bei hoher Geschwindigkeit sehr viel mehr Leistung und über die Zeit auch ebenso viel mehr Energie benötigen. Dieser Effekt wird durch die Nichtlinearität des Luftwiderstandes in Abhängigkeit der Geschwindigkeit verursacht. Die für den Luftwiderstand benötigte Antriebsleistung steigt mit der dritten Potenz der Geschwindigkeit.

In den obigen Betrachtungen wurde stets eine ebene Fläche angenommen. Bei Annahme einer ansteigenden Fahrbahn ist zusätzlich zu Roll- und Luftwiderstand auch die Hangabtriebskraft zu überwinden. Der Steigungswiderstand ist abhängig von der Fahrzeugmasse und vom Steigungswinkel.



- $F_G$  .... Gewichtskraft
- $F_N$  .... Normalkraft
- $F_H$  .... Hangabtriebskraft
- $F_r'$  .... Rollwiderstand
- $F_A$  .... Antriebskraft
- $r$  ..... Radius des Rads
- $\alpha$  ..... Steigungswinkel
- $b$  ..... halbe Länge der Auflagefläche
- $v$  ..... Geschwindigkeit

**Abbildung 28: Kräfte in der Steigung**

Die Normalkraft  $F_N$  und die Hangabtriebskraft  $F_H$  berechnen sich aus der geometrischen Aufteilung der Gewichtskraft  $F_G$ .

$$F_N = F_G \cdot \cos(\alpha) = m \cdot g \cdot \cos(\alpha)$$

$$F_H = F_G \cdot \sin(\alpha) = m \cdot g \cdot \sin(\alpha)$$

Der Steigungswinkel hat zudem einen Einfluss auf die Rollreibungskraft, welche entsprechend folgender Gleichung in Abhängigkeit vom Steigungswinkel berechnet werden kann.

$$F'_r \cdot r = F_N \cdot b = F_G \cdot \cos(\alpha) \cdot b$$

$$F'_r = F_G \cdot \frac{b}{r} \cdot \cos(\alpha) = F_r \cdot \cos(\alpha)$$

Die Gleichung für die benötigte Antriebsleistung bei Fahrten über Steigungen muss entsprechend um den Steigungswiderstand und den für Steigungen angepassten Rollwiderstand erweitert werden.

$$P_a = (F'_r + F_A + F_H) \cdot v$$

Aus den obigen Formeln ist der Zusammenhang zwischen Fahrzeugmasse, Steigungswinkel und der dafür notwendigen Antriebsleistung zu erkennen. Die Beschleunigungskraft  $F_B$  berechnet sich entsprechend dem folgenden Zusammenhang:

$$F_B = m' \cdot \frac{dv}{dt}$$

Die Masse  $m'$  berücksichtigt neben der Fahrzeugmasse  $m$  auch noch die Trägheitsmomente der drehenden Teile im Fahrzeug (Grote & Feldhusen, 2007). Bei Abbremsvorgängen von Elektrofahrzeugen kann zudem ein Teil der Energie rekuperiert werden.

#### 4.2.5 Verbrauchsscharakteristik von konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmaschine

Ausgehend vom Leistungsbedarf eines Fahrzeugs, wie er im Kapitel 4.2.4 berechnet wurde, kann angenommen werden, dass ein Fahrzeug, umso mehr Kraftstoff verbraucht je schneller es fährt. Auch der Normverbrauch, der bei Neuwagen angegeben wird, bestätigt dies. Der Wert für Fahrten in der Stadt übersteigt jenen für Überlandfahrten, abhängig von der Größe des Fahrzeuges, des Motors und des Motortyps (Benzin/Diesel), um ca. 30 – 80 % ((BMW, 2009), (Hyundai Import GmbH, 2009), (Toyota, 2009)). Das liegt daran, dass der Teillastwirkungsgrad von Verbrennungskraftmaschinen (VKM) sehr schlecht ist und diese nicht in der Lage sind, Bremsenergie rückzugewinnen. Der aus Beschleunigungs-, Abbrems- und Stillstandsphasen bestehende Stadtzyklus wirkt sich daher negativ auf den durchschnittlichen Verbrauch aus.

#### 4.2.6 Verbrauchsscharakteristik von Elektrofahrzeugen

Im Gegensatz zu Fahrzeugen mit VKM verbrauchen Elektroautos bei langsamerem (städtischem) Tempo weniger Energie und auch die ständigen Beschleunigungs- und Bremsphasen erhöhen den Verbrauch nicht so stark, da Elektrofahrzeuge die Bremsenergie rückgewinnen können. Das Elektrofahrzeug hat, ebenso wie ein VKM-Fahrzeug, einen bestimmten Grundverbrauch (Steuerelektronik, Lüftung usw.), der jedoch vergleichsweise gering ist. Somit ist der Verbrauch auch bei stehendem Fahrzeug nicht null. Der Punkt des minimalen Verbrauchs eines Elektrofahrzeuges wird jedoch bei einer weit niedrigeren

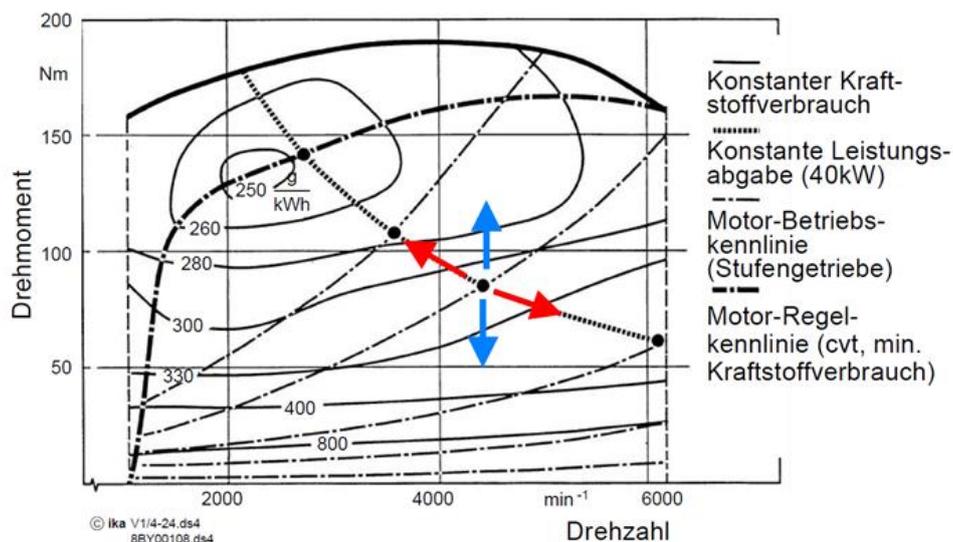
Geschwindigkeit erreicht als bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor. Als Beispiel sind in Tabelle 11 Verbrauchswerte für das Elektrofahrzeug TWIKE angegeben.

**Tabelle 11: Verbrauchswerte des TWIKE (Fine Mobile GmbH, 2009b)**

	Verbrauch
Sparfahrt	4 kWh/100km
Städtisch	6 kWh/100km
außerstädtisch	8 kWh/100km

#### 4.2.7 Verbrauch von Hybridfahrzeugen

Hybridfahrzeuge vereinen Elektro- und VKM-Fahrzeuge, da sie sowohl über einen Elektromotor mit Akkumulator als auch über einen Verbrennungsmotor verfügen. Sie wurden entwickelt, um den Kraftstoffverbrauch besonders bei städtischen Fahrten zu verringern, ohne dafür wesentliche Einbußen bei der Reichweite zu machen. Ein Hybridfahrzeug zieht seinen Verbrauchsvorteil vor allem daraus, dass er durch den Elektromotor den Verbrennungsmotor über weite Leistungsbereiche in dessen optimalen Betriebspunkt betreiben kann. Bei reinen Autobahnfahrten ist sein Verbrauch allerdings höher als effiziente VKM-Fahrzeuge. Dies rührt daher, dass der Verbrennungsmotor des Hybriden nicht im optimalen Betriebspunkt arbeiten kann, da zu viel Leistung benötigt wird. Bei Fahrten durch die Stadt kann der Hybrid zusätzlich zum Betrieb im optimalen Punkt auch dadurch Kraftstoff sparen, dass er Bremsenergie durch den Elektromotor, der als Generator betrieben werden kann, rückgewinnt und in Stillstandsphasen den Verbrennungsmotor abschaltet. Ein Hybrid ist daher ein Kompromiss zwischen einem reinen Elektro- und einem konventionellen Fahrzeug, der die spezifischen Vorteile der hohen Reichweite eines VKM-Fahrzeuges mit dem geringem Verbrauch eines Elektroautos in der Stadt vereint, dafür jedoch den Nachteil von mehr Gewicht und zusätzlichen Kosten auf sich nimmt.



**Abbildung 29: Muscheldiagramm für einen Verbrennungsmotor (Bady & Biermann, 2000)**

Das sogenannte Muscheldiagramm in Abbildung 29 zeigt, dass der optimale Betriebspunkt einer VKM in einem normalen Auto mit Schaltgetriebe nicht gut nutzbar ist. Dadurch, dass ein Hybridfahrzeug den optimalen Punkt besser nutzen kann, verbraucht es weniger.

In Abbildung 30 sind die verschiedenen Betriebszustände eines Parallelhybrid-Fahrzeugs in Abhängigkeit von der Geschwindigkeit und der benötigten Antriebsleistung dargestellt. Bei negativer Leistung, was einem Bremsvorgang entspricht, arbeitet der Elektromotor als Generator. Bei geringer Leistungsanforderung arbeitet der Verbrennungsmotor mit zusätzlicher Belastung durch den Elektromotor und bei hoher Last arbeiten VKM und Elektromotor gemeinsam.

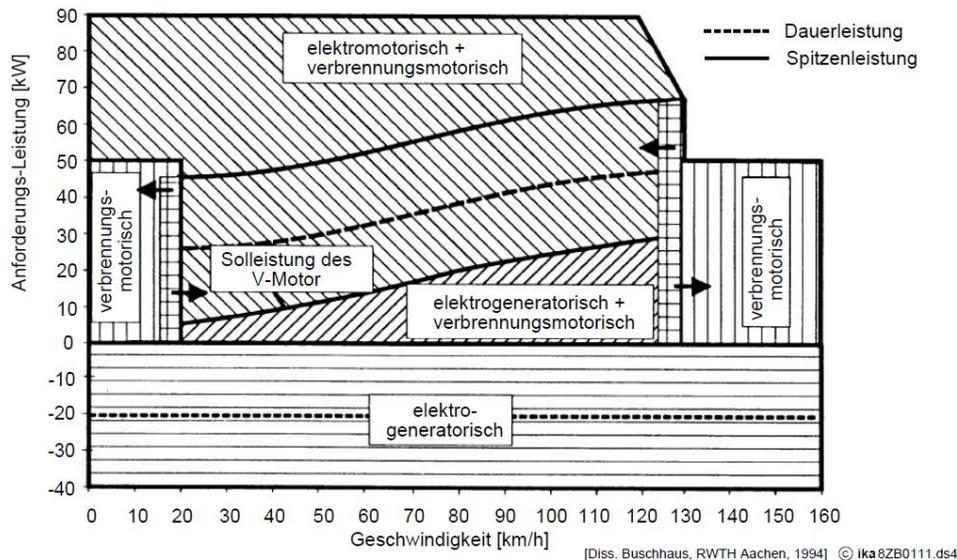


Abbildung 30: Betriebsstrategie für einen Parallelhybridantrieb (Bady & Biermann, 2000)

### 4.3 Marktübersicht über ausgewählte Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge

Der Markt für Elektroautos und Plug-In-Hybrid Fahrzeuge ist derzeit noch nicht groß, die meisten Modelle sind eher klein und haben eine geringe Reichweite. In diesem Kapitel werden einige wenige Modelle vorgestellt, welche bereits erhältlich sind, oder denen zumindest eine baldige Markteinführung bevor steht.

#### 4.3.1 CityEL

Der CityEL ist ein sehr sparsames Einsitzer-Fahrzeug für den täglichen Fahrbedarf über kürzere Distanzen wie zum Beispiel zur Arbeit. Die Hersteller des CityEL konzipierten dieses Fahrzeug als eine Kreuzung zwischen Auto und Motorroller. Der Antrieb des CityEL soll rein elektrisch erfolgen.

Tabelle 12: Spezifikationen des CityEL, vgl. (Citycom AG, 2009)

<b>Akkumulatortyp</b>	Blei-Vlies, Nickel-Cadmium, Lithium-Ionen
<b>Ladedauer</b>	75 %: 3 h, 100 %: 8 – 9 h
<b>Maximalgeschwindigkeit</b>	63 km/h
<b>Reichweite</b>	< 100 km (je nach Akkumulator)
<b>Preis</b>	€ 9.198 – 15.257

### 4.3.2 NICE Mega City

Es gibt drei vergleichbare Typen des Mega City: einen Zweisitzer, einen Zweisitzer für gewerbliche Zwecke mit Vorsteuerabzugsberechtigung und einen 2+2-Sitzer. Alle haben dieselben Spezifikationen gemäß Tabelle 13

**Tabelle 13: Spezifikationen des NICE Mega City, vgl. (AIXAM, 2009)**

<b>Akkumulatortyp</b>	Blei-Säure
<b>Ladedauer</b>	5 – 8 h
<b>Maximalgeschwindigkeit</b>	~65 km/h
<b>Reichweite</b>	~100 km
<b>Preis</b>	£ 12.000 – 13.000

### 4.3.3 NICE Ze-O

Der Ze-O wurde von NICE als kostengünstiges, praktisches Auto für die ganze Familie konzipiert. Dementsprechend hat er fünf Sitze.

**Tabelle 14: Spezifikationen des NICE Ze-O, vgl. (GreenCarSite, 2008)**

<b>Akkumulatortyp</b>	Blei-Säure oder Lithium-Ionen
<b>Ladedauer</b>	3 – 5 h
<b>Maximalgeschwindigkeit</b>	~80 km/h
<b>Reichweite</b>	~100 km
<b>Preis</b>	£ 14.000

### 4.3.4 Tesla Roadster

Der Tesla Roadster ist das Vorzeigefahrzeug unter den Elektroautos, und weist laut Herstellerangaben eine sehr hohe Reichweite auf. Außerdem bietet er ein gefälliges Design und sportliche Fahrleistungen. Allerdings ist sein Preis im Gegensatz zu dem anderer Elektroautos deutlich höher und er verfügt nur über zwei Sitze.

**Tabelle 15: Spezifikationen des Tesla Roadster, vgl. (Tesla Motors Inc., 2009)**

<b>Akkumulatortyp</b>	Lithium-Ionen (6831 Zellen)
<b>Ladedauer</b>	3,5 h (mit High Power Connector)
<b>Akkulator-Lebensdauer</b>	5 Jahre/~160.000 km
<b>Beschleunigung 0 – 100 km/h</b>	< 4 Sekunden
<b>Maximalgeschwindigkeit</b>	~200 km/h
<b>Reichweite</b>	~350 km
<b>Preis</b>	~\$ 100.000

### 4.3.5 Twike

Das Twike ist eine besondere Konstruktion. Es ist kein reines Elektroauto, sondern eigentlich ein Hybrid, denn als sekundäre Kraftquelle kann Muskelkraft über Fahrradpedale zur Steigerung des Vortriebs eingesetzt werden. Es kann somit als eine Kreuzung aus Auto und Fahrrad gesehen werden. Es wird in dieser Diplomarbeit allerdings wie ein Elektroauto behandelt, da es über keinen Verbrennungsmotor verfügt und die Antriebsverstärkung durch die Pedale nur optional erhältlich ist. Es hat drei Räder, zwei Sitzplätze und einen Joystick statt eines Lenkrades.

**Tabelle 16: Spezifikationen des Twike, vgl. (Fine Mobile GmbH, 2009b)**

<b>Akkumulatortyp</b>	Nickel-Cadmium oder Lithium-Ionen
<b>Ladedauer</b>	~2 h (NiCd bei Schnellladung > 95 % Kapazität)
<b>Akkumulator-Lebensdauer</b>	NiCd: 4 – 6 Jahre, Lithium-Ionen: k.A.
<b>Maximalgeschwindigkeit</b>	85 km/h
<b>Reichweite</b>	< 200 km (vom gewählten Akkumulator abhängig)
<b>Preis</b>	€ 19.175 – 37.930 (Fine Mobile GmbH, 2009a) (Variiert stark durch den gewählten Akkumulator)

### 4.3.6 Plug-In-Hybridauto BYD F3DM

Es existiert derzeit lediglich ein einziges Modell eines Plug-In-Hybridautos, das in Serie gefertigt und auch verkauft wird. Dies ist der F3DM vom chinesischen Hersteller BYD. Der F3DM ist ein Plug-In-Hybridauto mit kombiniertem Hybridantrieb, der von BYD „Dual Mode“ genannt wird. Er hat einen elektrischen Verbrauch von 16 kWh/100km und ist an der Haushaltssteckdose aufladbar.

**Tabelle 17: Spezifikationen des BYD F3DM, vgl. (BYD, 2009)**

<b>Akkumulatortyp</b>	Lithium-Eisen-Phosphat
<b>Ladedauer</b>	50 % Kapazität in 10 min. (spezielle Ladestation)(oekonews.at, 2008)
<b>Beschleunigung 0 – 100 km/h</b>	10,5 Sekunden
<b>Maximalgeschwindigkeit</b>	> 160 km/h
<b>Reichweite elektrisch</b>	100 km
<b>Preis</b>	~\$22.000 (oekonews.at, 2008)

## 4.4 Kostenvergleich zwischen Elektrofahrzeug und konventionellem Dieselfahrzeug

In diesem Kapitel wird ein Kostenvergleich zwischen dem Elektrofahrzeug THINK City und einem konventionellen Dieselfahrzeug ähnlicher Größe, dem VW Fox, angestellt. Folgende Tabelle zeigt zunächst die technischen Spezifikationen beider Fahrzeuge.

**Tabelle 18: Technische Spezifikationen der zu vergleichenden Fahrzeuge (THINK City, 2009), (Volkswagen AG, 2009)**

	VW FOX 1.4 TDI	THINK City
<b>Motorleistung [kW]</b>	51	30
<b>Reichweite [km]</b>	-	170
<b>Höchstgeschwindigkeit [km/h]</b>	161	100
<b>Kraftstoff</b>	Diesel	Strom
<b>Verbrauch [l/100km] bzw. [kWh/100km]</b>	4,9	16,6
<b>Nutzungsdauer [a]</b>	14	14
<b>Kilometerleistung [km/a]</b>	14.000	14.000
<b>Batterietyp</b>	---	ZEBRA-Batterie von MES-DEA
<b>Batteriekapazität [kWh]</b>	---	28,3
<b>Neupreis [EUR]</b>	12.958	28.899

Die Nutzungsdauer der Fahrzeuge wird mit insgesamt 14 Jahren angenommen. Die jährliche Kilometerleistung liegt bei 14.000 km. Die Gesamtkosten pro Jahr setzen sich zusammen aus folgenden Komponenten zusammen:

- Kraftstoffkosten
- Fixkosten
- Wartungskosten
- Nebenkosten
- Kapitalkosten
- Batteriekosten

Die Kraftstoffkosten des VW Fox wurden mit dem durchschnittlichen Preis für Dieseltreibstoff von Jänner 2008 bis September 2009 kalkuliert. Die Stromkosten für das Elektrofahrzeug wurden mit vier unterschiedlichen Preisen berechnet, welche an derzeitige Angebote österreichischer Stromversorger angelehnt wurden. Diese Preise beinhalten neben dem reinen Energiepreise auch die energiebezogenen Systemnutzungsentgelte sowie sämtliche Abgaben (Elektrizitätsabgabe) und Steuern. Verbrauchsunabhängige, pauschale oder leistungsbezogene Komponenten wurden nicht berücksichtigt, da in der Kalkulation von einer Ladung an einem bereits bestehenden Zählpunkt (Haushalt) ausgegangen wurde. Die jährlichen Fixkosten enthalten neben der Haftpflichtversicherung auch die motorbezogene Versicherungssteuer. Die Haftpflichtversicherung wurde für beide Fahrzeuge für die Bonus-Malus Grundstufe 9 berechnet. Elektrofahrzeuge sind von der motorbezogenen Versicherungssteuer befreit (Bundesministerium für Finanzen, 2009), ebenso bieten Versicherungsgesellschaften speziell für alternative Antriebe Vergünstigungen an. Die Werte in der Berechnung basieren auf einem Angebot einer österreichischen Versicherungsanstalt. Für Wartungs- und Nebenkosten wurden pauschalisierte Werte angenommen. Die Nebenkosten beinhalten beispielsweise Park- und Mautgebühren. Die Annahme, dass ein Elektromotor einen

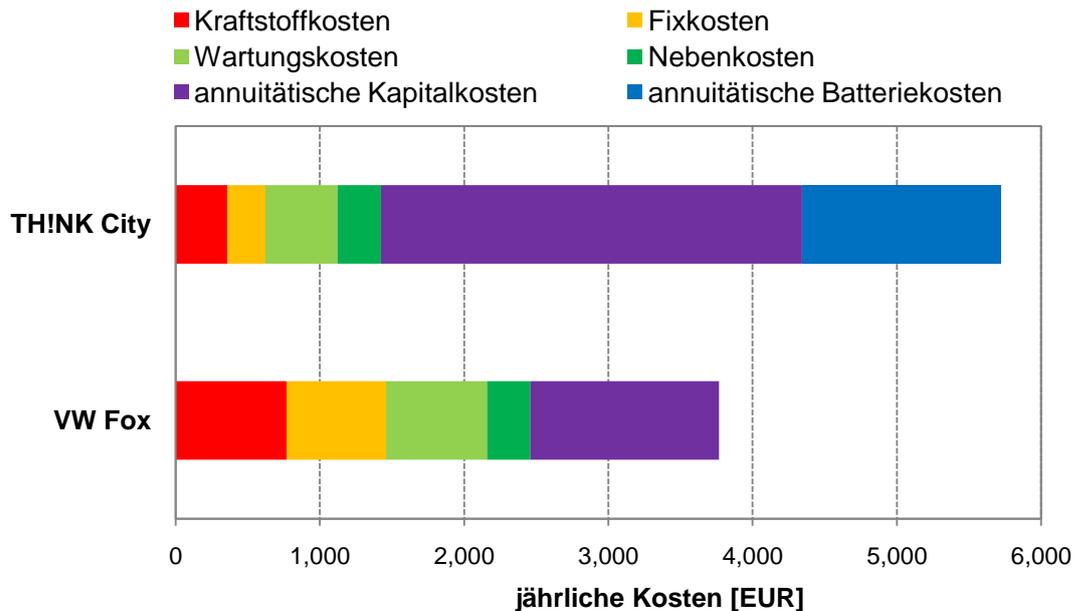
geringeren Wartungsaufwand als ein Verbrennungsmotor hat, wurde in den Wartungskosten berücksichtigt. Die Kapitalkosten wurden als annuitätische Kosten mit einem Zinssatz von 5 % über eine Nutzungsdauer von 14 Jahren berechnet. Dieselbe Methode wurde für eine Ersatzbatterie verwendet. Da angenommen wurde, dass ein Batteriewechsel nach der halben Nutzungsdauer (7 Jahre) vollzogen werden muss, werden die Kapitalkosten mit 5 % auf den Anschaffungszeitpunkt abgezinst und der Barwert anschließend wieder als Annuität über die gesamte Nutzungsdauer aufgeteilt. Aufsummiert ergeben all diese Komponenten die jährlich anfallenden Gesamtkosten des jeweiligen Fahrzeugtyps. Folgende Tabelle zeigt die einzelnen Komponenten im Detail. Abbildung 31 zeigt den Sachverhalt in einer anschaulichen Balkengrafik.

**Tabelle 19: Kostenvergleich VW Fox und THINK City**

		VW Fox	THINK City			
Fixkosten	[EUR/a]	688,5	262,4			
Wartungskosten (pauschal)	[EUR/a]	700	500			
Treibstoffkosten/Stromkosten Stand 01.05.2009	[EUR/l] [EUR/kWh]	1,1219	0,155	0,215	0,167	0,110
Kraftstoffkosten	[EUR/a]	769,6	360,2	499,6	388,1	255,6
Nebenkosten (pauschal)	[EUR/a]	300	300			
annuitätische Kapitalkosten	[EUR/a]	1.309	2.919,5			
<b>Gesamtkosten ohne Zweitbatterie</b>	[EUR/a]	<b>3.767</b>	4.342	4.481	4.370	4.237
	[EUR/km]	<b>0,27</b>	€ 0,31	€ 0,32	€ 0,31	€ 0,30
Batteriekosten [mit 550 EUR/kWh]	[EUR]	---	16.000			
Batteriekosten inkl. Ust.	[EUR]	---	19.200			
auf Anschaffungszeitpunkt diskontierte Batteriekosten (5%)	[EUR]	---	13.645			
annuitätische Batteriekosten	[EUR/a]		1.378,5			
<b>Gesamtkosten mit Zweitbatterie</b>	[EUR/a]	<b>3.767</b>	<b>5.720</b>	<b>5.860</b>	<b>5.748</b>	<b>5.616</b>
	[EUR/km]	<b>0,27</b>	<b>0,41</b>	<b>0,42</b>	<b>0,41</b>	<b>0,40</b>

Anmerkungen: Bei den „Treibstoffkosten“ des Elektrofahrzeuges wurde zwischen „Ökostrom“, „Ökostrom mit unterbrechbarer Lieferung“, „normaler Haushaltsstrom“ und „Haushaltsstrom mit unterbrechbarer Lieferung“ unterschieden.

Der grafische Vergleich in Abbildung 31 verdeutlicht, dass das Elektroauto hinsichtlich der laufenden Kosten günstiger ist als das konventionell angetriebene Fahrzeug. Die hohen Kapitalkosten und zudem noch die anfallenden Batteriekosten für eine zweite Batterie schlagen dann jedoch kräftig zu Buche, so dass das Elektroauto in diesem Vergleich um runde 60 % teurer ist als das Dieselfahrzeug.



**Abbildung 31: Kostenvergleich der jährlichen Kosten zwischen VW Fox und einem Think City (Annahme: Dieselpreis 1,122 €/l, Strompreis 0,155 €/kWh Ökostrom für geschaltete Leistung)**

## 4.5 Pedelec und Elektrofahräder

Ein Pedelec ist – genauso wie ein Elektrofahrzeug – ein Fahrrad mit elektrischem Hilfsmotor, welcher je nach Einstellung mehr oder weniger (bis hin zu gar nicht) beim Fahren unterstützt. Der Unterschied zwischen Pedelec und Elektrofahrzeug liegt darin, dass ersteres nur dann unterstützt, wenn gleichzeitig auch die Pedale getreten werden. Ein Pedelec vervielfacht die Antriebsleistung um einen konstanten, einstellbaren Faktor. Ein Elektrofahrzeug hingegen unterstützt auch dann, wenn nicht getreten wird. Wenn ein Pedelec nur bis zu einer maximalen Geschwindigkeit von 25 km/h elektrisch unterstützt, ist es rechtlich als Fahrrad einzustufen. Deshalb ist es erlaubt, Radwege zu benutzen oder auch gegen die Einbahn zu fahren, wenn dies für Radfahrer erlaubt ist. Es besteht weder Helmpflicht noch besteht die Pflicht einer Versicherung. Ein Elektrofahrzeug wird ähnlich gesteuert wie ein Mofa. Durch das Betätigen eines Drehgriffs gibt es zusätzlichen Vortrieb, wird nicht gedreht, kann wie mit einem normalen Fahrrad gefahren werden. Ein Elektrofahrzeug wird daher rechtlich wie ein Mofa eingestuft und hat dadurch auch nicht die oben genannten Vorteile. vgl. (Elektrofahrräder, 2009)

Beiden gemein ist jedoch die Tatsache, dass ein leerer Akkumulator, anders als bei Elektroautos, keinen zwangsläufigen Stillstand bedeuten muss, denn der Pedalantrieb funktioniert weiterhin. Pedelecs haben das Potenzial, ein wichtiger Schritt auf dem Weg zur Elektrifizierung des Verkehrs zu werden und können viel Parkraum, Zeit und auch CO<sub>2</sub> sparen, wenn sich Autofahrer davon überzeugen ließen, auf ein Pedelec umzusteigen. Das Durchschnitts-Pedelec hat derzeit einen 250 Wh Akkumulator, mit dem es bis ca. 50 km elektrische Unterstützung liefern soll, vgl. (Hermann Hartje KG, 2009). Die Ladeleistung liegt unter 200 W und durch die für ein Fahrrad hohe Reichweite ist gewährleistet, dass die Aufladung nur selten erfolgen muss. Somit ist ersichtlich, dass Pedelecs den Stromverbrauch und die Spitzenleistung nicht wesentlich beeinflussen würden. Sie werden daher im weiteren Verlauf der Studie vernachlässigt.

## 4.6 Kurz- und mittelfristiges Marktpotenzial der Elektromobilität

### 4.6.1 Marktpotenzial für Elektroautos

Derzeit sind Elektrofahrzeuge aufgrund der geringen Energiespeicherdichten aktuell verfügbarer Batterietechnologien konventionellen Fahrzeugen hinsichtlich Reichweite noch unterlegen. Weiters bedingt der Batterieladevorgang mit der heute verfügbaren Technologie eine lange Stehzeit des Fahrzeugs. Deshalb haben diese Autos derzeit noch nicht das Potenzial, einen normalen Haushalt alleinig mit Mobilität zu versorgen.<sup>26</sup> Durch den guten Teillastwirkungsgrad und den niedrigen Energieverbrauch im Stillstand sowie der Bremsenergie-rückgewinnung eignen sich Elektroautos andererseits hervorragend für den innerstädtischen Verkehr. Dort können sie bereits heute den Zweitwagen ersetzen, der normalerweise nicht für Langstrecken eingesetzt wird. Der Zweitwagen wird meistens benutzt, um Einkäufe zu erledigen, die Kinder zur Schule zu bringen oder auch, falls mehrere Berufstätige in einem Haushalt leben, um täglich zur Arbeitsstelle zu fahren. All diese Strecken sind für ein Elektroauto aufgrund der kurzen Distanzen in der Regel problemlos bewältigbar. Da diese Studie die nähere Zukunft behandelt, wird nicht angenommen, dass sich die angeführten Eigenschaften der Elektroautos im betrachteten Zeitraum wesentlich verändern. Daher wird als Marktpotenzial der Markt für Zweitwagen und Drittwagen angenommen. Diese Märkte haben zusammen an den gesamten Neuzulassungen z.B. in Niederösterreich einen Anteil von etwa 34 % (Herry & et.al., 2007). In Anlehnung daran wird in dieser Studie das Marktpotenzial für Elektroautos auf 30 % des gesamten PKW-Marktes angenommen.

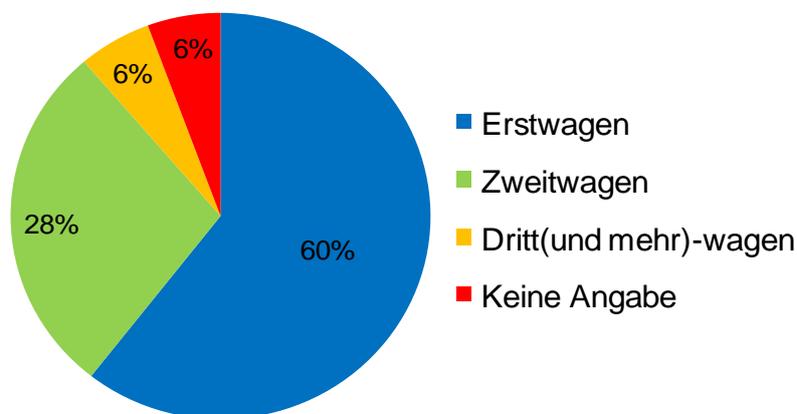


Abbildung 32: Berechnete Anteile an Neuzulassungen in Niederösterreich 2003, vgl. (Herry & et.al., 2007)

### 4.6.2 Marktpotenzial für Plug-In-Hybridautos

Ein Plug-In-Hybridauto kann theoretisch jedes Auto ersetzen, da es eine vergleichbare Reichweite besitzt. In manchen Fällen ist das allerdings nicht sinnvoll. Beispielsweise wird ein Zweitwagen normalerweise kein Plug-In-Hybridauto sein, da bei seiner Anschaffung

<sup>26</sup> Reine Elektrofahrzeuge sind derzeit noch nicht für lange Strecken optimiert, hierfür bietet sich jedoch ein Plug-In-Hybrid-Fahrzeug an. Die stetige Weiterentwicklung der Batterietechnologien verspricht für die Zukunft zudem eine Verbesserung der Langstreckentauglichkeit reiner Elektrofahrzeuge.

meist ökonomische Argumente besonderes Gewicht haben und er keine besonders große Reichweite benötigt. Ein Plug-In-Hybridauto ist universell einsetzbar und nur in speziellen Anwendungen, wie zum Beispiel bei fast ausschließlichem Langstreckenbetrieb, einem konventionellen Fahrzeug gleicher Größe im Verbrauchervergleich unterlegen. In dieser Arbeit wird daher ein Plug-In-Hybridauto als Ersatz für einen Erstwagen angenommen. Der Erstwagenmarkt hat an den gesamten Neuzulassungen in Niederösterreich einen Anteil von über 60 %, vgl. (Herry & et.al., 2007). Jedoch hat dieser Markt auch die unterschiedlichsten Anforderungen an Fahrleistungen, Design, Prestige, Geländegängigkeit und Preis, so dass nicht erwartet werden kann, dass in der näheren Zukunft sämtliche Bedürfnisse mit Plug-In-Hybridautos abgedeckt werden können. Darum wird in dieser Studie das Marktpotenzial für Plug-In-Hybridautos mit 50 % des gesamten PKW-Marktes angenommen.

## 5. Modellierung des Strombedarfs für Elektromobilität und der Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft

In diesem Kapitel werden die Berechnungsgrundlagen für die spätere Szenarioanalyse erläutert.

### 5.1 Eingangsvariablen des Simulationsmodells

Folgende Eingangsvariablen des Simulationsmodells sind einfach veränderbar, um unterschiedliche Szenarien berechnen zu können:

- Neuzulassungen an PKWs pro Jahr,
- Lebensdauer von Plug-In-Hybridautos bzw. Elektroautos,
- Kilometerleistung der verschiedenen Fahrzeugtypen,
- Verbrauch der Plug-In-Hybridautos im Elektromodus und im VKM-Betrieb,
- Anteil des Elektromodus an der gesamten Kilometerleistung von Plug-In-Hybridautos,
- Verbrauch der Elektroautos,
- Start und Endzeitpunkt von Hauptladezeit und Nebenladezeit,
- Kapazität der Akkumulatoren der verschiedenen Fahrzeugtypen,
- ein- oder dreiphasige Ladung,
- Ladeabschaltsschwelle,
- Innenwiderstand des Akkumulators der verschiedenen Fahrzeugtypen,
- Entwicklung der Ausnutzung des Marktpotenzials der verschiedenen Fahrzeugtypen,
- Steigerungsrate des „herkömmlichen“ Stromverbrauchs ohne Elektromobilität sowie
- das Berechnungsjahr.

### 5.2 Ergebnisse des Simulationsmodells

Basierend auf den Eingangsvariablen berechnet das Modell folgende Simulationsergebnisse:

- jährliche Neuzulassungen der Fahrzeugtypen in Stück pro Typ und Jahr,
- kumulierte Stückzahlen pro Fahrzeugtyp,
- Anteil der verschiedenen Fahrzeugtypen am Gesamtbestand,
- Diagramm der Potenzialausnutzung,
- Gesamtstromverbrauch pro Jahr im öffentlichen Netz ohne Elektromobilität,
- zusätzlicher Stromverbrauch durch Elektromobilität,
- Anteil des Stromverbrauchs durch Elektromobilität am Gesamtstromverbrauch,
- Auswirkung auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei verschiedenen Stromaufbringungs-möglichkeiten,
- Diagramm der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen bei verschiedenen Varianten der Stromaufbringung,
- Diagramm des Lastgangs im öffentlichen Netz mit überlagerter Last infolge der Elektrofahrzeugladung in stündlicher Auflösung und
- Verlauf der Ladeleistung in Abhängigkeit der Entladung und des Fahrzeugtyps.

### 5.3 Daten der zugrunde gelegten Fahrzeugtypen

Für die in dieser Studie angestellten Berechnungen wurden drei Modell-Fahrzeuge definiert, auf deren Basis der zukünftige Stromverbrauch für Elektromobilität modelliert wird.

#### 5.3.1 Typ 1 – Plug-In-Hybridauto

Fahrzeugtyp 1 ist ein Plug-In-Hybridauto, angelehnt an die Spezifikationen des Fahrzeuges BYD F3DM. Folgende Werte wurden voreingestellt (BYD, 2009):

- Akkumulatorkapazität: 13,2 kWh
- Kilometerleistung pro Jahr: 15.021 km  
(Durchschnitt der Kilometerleistung von Erstwagen gemäß Mikrozensus 2007/08 (Statistik Austria, 2008b))
- Verbrauch elektrisch:  $16 \frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$
- Verbrauch konventionell:  $4 \frac{\text{lBenzin}}{100 \text{ km}}$  (vgl. Toyota Prius)
- Ladung: einphasig

#### 5.3.2 Typ 2 – Sportliches Elektroauto

Typ 2 ist ein sportliches Elektroauto der gehobenen Preisklasse mit überdurchschnittlichen Werten für Verbrauch sowie einer hohen Akkumulatorkapazität. Dieser Typ basiert auf einem nicht realen Fahrzeug, folgende Werte wurden frei angenommen:

- Akkumulatorkapazität: 30 kWh
- Kilometerleistung pro Jahr: 8.939 km  
(Zweitwagenkilometerleistungsdurchschnitt laut Mikrozensus 2007/08 (Statistik Austria, 2008b))
- Verbrauch elektrisch:  $20 \frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$
- Ladung: dreiphasig

#### 5.3.3 Typ 3 – Sparsames Elektroauto

Typ 3 ist ein sparsames Elektroauto der unteren Preisklasse, dessen Verbrauch sowie Akkumulatorkapazität an derzeit erhältliche Modelle angelehnt sind. Dabei wurden folgende Werte voreingestellt:

- Akkumulatorkapazität: 20 kWh
- Kilometerleistung pro Jahr: 8.939 km  
(Zweitwagenkilometerleistungsdurchschnitt laut Mikrozensus 2007/08 (Statistik Austria, 2008b))
- Verbrauch elektrisch:  $15 \frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$
- Ladung: einphasig

## 5.4 Bestandsentwicklung

### 5.4.1 Gesamtbestand an PKW

Aus den Daten der Statistik Austria (Statistik Austria, 2009) wurde der Gesamtbestand an Autos der Jahre 2005 bis 2008 herangezogen, ab dem Jahr 2009 wurde der Bestand berechnet. Die Berechnung des Gesamtbestands erfolgt, basierend auf dem jeweils vorhergehenden Jahr, durch Addition der angenommenen Neuzulassungen und Subtraktion jener Autos, die abgemeldet wurden bzw. das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Diese außer Betrieb gehenden Fahrzeuge berechnen sich durch die Division des Vorjahresbestands durch die mittlere Lebensdauer aller Autos, welche mit 14 Jahren angenommen wurde. Dies bedeutet, dass jedes Jahr 1/14 der Fahrzeuge aus dem Gesamtbestand herausgenommen werden müssen.

Gesamtbestand im Jahr X =

$$\begin{aligned} & \text{gesamte Neuzulassungen pro Jahr} \\ + & \text{ Gesamtbestand im Jahr } (X - 1) \\ - & \left( \frac{\text{Gesamtbestand im Jahr } (X - 1)}{\text{mittlere Lebensdauer}} \right) \end{aligned}$$

### 5.4.2 Entwicklung der Anzahl der Elektrofahrzeugtypen im Modell

Die Neuzulassungen des Typ 1 (Plug-In-Hybridauto) werden dadurch bestimmt, dass aus den angenommenen gesamten Neuzulassungen pro Jahr das Marktpotenzial für diesen Typ errechnet wird (50 % der gesamten Neuzulassungen) und dann mit dem angenommenen genutzten Marktpotenzial multipliziert wird. Bei den Elektroautos (Typ 2 und Typ 3) ist die Berechnung identisch, nur beträgt das Marktpotenzial 30 % anstelle der 50 %. Die im Modell frei zu parametrierende Potenzialausnutzung unterscheidet sich ebenfalls von Typ 1. Es wird zudem angenommen, dass 20 % der Neuzulassungen im betrachteten Zeitraum nicht als Potenzial für die Typen 1 bis 3 zur Verfügung stehen, weil z.B. reine Hybridautos oder andere Antriebe (z.B. Erdgas) zum Einsatz kommen werden. Aus den Neuzulassungen pro Typ wird nun die Anzahl der Fahrzeuge im jeweiligen Jahr berechnet. Dies beruht auf folgendem formalen Zusammenhang. Die Anzahl der Fahrzeuge des Vorjahres werden hinzugezählt und die aus dem Bestand entfernten Fahrzeuge werden abgezogen.

Anzahl der Fahrzeuge Typ Y im Jahr X =

$$\begin{aligned} & \text{gesamte Neuzulassungen pro Jahr} \cdot \text{Marktpotenzial Typ Y} \\ & \cdot \text{genutztes Potenzial Typ Y} \\ + & \text{ Anzahl der Fahrzeuge Typ Y im Jahr } (X - 1) \\ - & \left( \frac{\text{Anzahl der Fahrzeuge Typ Y im Jahr } (X - 1)}{\text{Lebensdauer des Fahrzeugs Typ Y}} \right) \end{aligned}$$

## 5.5 Stromverbrauch der Fahrzeuge

Der Stromverbrauch der Fahrzeuge vom Typ 1 (Plug-In-Hybridauto) berechnet sich aus dem Produkt der Anzahl der Fahrzeuge des Typs 1, der Kilometerleistung des Typs 1, dem elektrisch gefahrenen Anteil und dem Verbrauch des Typs 1. Bei den anderen zwei Typen verläuft die Berechnung analog.

$$\text{Stromverbrauch} = \text{Anzahl Fahrzeuge} \cdot \text{km} \cdot \text{elektr. Anteil} \cdot \text{spez. Verbrauch}$$

Addiert man den Stromverbrauch der verschiedenen Typen ergibt sich der Summenstromverbrauch für die gesamte im Modell prognostizierte Elektromobilität.

## 5.6 Modellierung des Batterieladestromes

### 5.6.1 Einzelfahrzeuge

Um eine allgemeine Batterieladecharakteristik unabhängig von einem speziellen Fahrzeugtyp modellieren zu können, wurde die Ladekurve einer einzelnen Lithium-Ionen-Zelle (Panasonic Corporation, 2007) herangezogen, um auf deren Basis beliebige Akkumulatorgrößen mit bestimmten einstellbaren Eigenschaften zu simulieren.

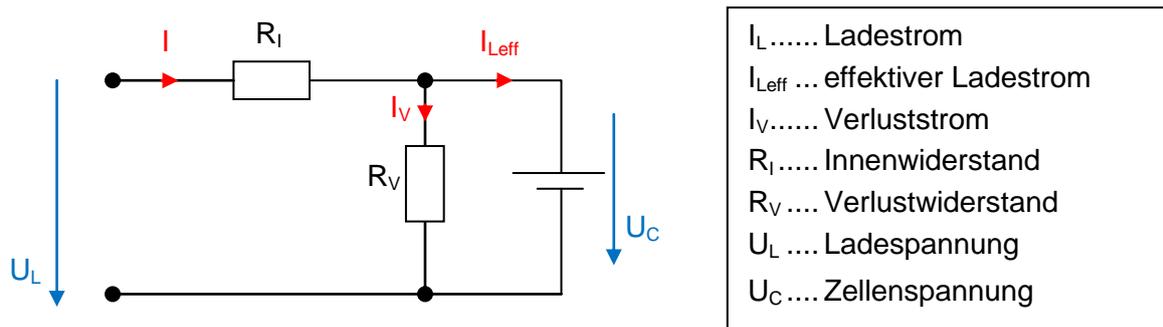


Abbildung 33: Ersatzschaltbild eines Akkumulators

Das gesamte Modell der Ladekurve wurde in per-unit-Größen bezogen auf die Nennspannung und dem einer Laderate von „1 C“ entsprechenden Ladestrom ( $I_{1C}$ ) erstellt, um für möglichst viele unterschiedlich große und unterschiedlich schnell zu ladende Akkumulatoren verwendbar zu sein. Die zu Grunde gelegte Modell-Zelle ist die Panasonic CGR18650DA Cylindrical Model (Panasonic Corporation, 2007). Das angenommene physikalische Modell ist im Ersatzschaltbild in Abbildung 33 zu sehen.

Ausgangspunkt für die Berechnung ist die Zellenspannung  $U_C$ . Diese wurde in Abhängigkeit vom Ladezustand in drei Abschnitten linear approximiert. Bei der nominellen Ladung nach Datenblatt (bei  $I_L = 0,665 C$ ) beginnt die Spannung bei 97 % der nominellen Spannung und steigt um 1,75 % der nominellen Spannung pro Prozentpunkt der geladenen Kapazität, solange bis der Akkumulator eine Ladung von 5,5 % seiner Nominalkapazität erreicht hat. Zwischen 5,5 und 77,5 % Kapazität steigt die Spannung nur noch um 0,125 % pro Prozentpunkt geladener Kapazität. Ab 77,5 % würde die Spannung wieder stärker steigen, da sie jedoch die obere Begrenzung (bei 116 %) erreicht hat, kann sie nicht weiter steigen. Um das Verhalten realer Zellen besser abbilden zu können, wurde in diesem dritten Ladeabschnitt eine Abhängigkeit der Zellenspannung vom Ladestrom (d.h. der Stromdichte) berücksichtigt. Je höher der Ladestrom, umso höher ist die Zellenspannung bei gleichem

Ladezustand. Die Ladespannung  $U_L$  ist um den Spannungsabfall am Innenwiderstand  $R_I$  größer als die Zellenspannung  $U_C$ .

Für die Simulation der realen Akkumulatoren wurde – basierend auf dem Modell der Einzelzelle – der maximale Ladestrom  $I_L$  (in C) bei 116 % Nennspannung aus der Maximalleistung, welche bei ein- oder dreiphasiger Ladung durch die Annahme einer 16 Ampere-Absicherung festgelegt ist, berechnet. Der so ermittelte Wert wurde als Obergrenze für den Ladestrom definiert, damit die Maximalleistung nicht überschritten werden kann. Anfangs ist der Ladestrom konstant an dieser oberen Begrenzung, während die Ladespannung  $U_L$  und somit auch die aufgenommene Ladeleistung kontinuierlich steigt. Sobald die Ladespannung die obere Begrenzung erreicht, muss der Strom gedrosselt werden, damit noch weiter geladen werden kann. Dadurch sinkt die aufgenommene Ladeleistung gegen Ende des Ladevorgangs ab (siehe Kapitel 2.5.2).

Der auf diese Weise simulierte Ladevorgang hängt von folgenden Parametern ab:

- Kapazität des Akkumulators,
- netzseitige Absicherung,
- ein- oder dreiphasige Ladung,
- Abschaltchwelle, wird diese Leistung unterschritten, so wird der Ladevorgang beendet,
- Innen- und Verlustwiderstand.

#### 5.6.1.1 Innenwiderstand

Der Innenwiderstand kann aus der Entladecharakteristik der zu Grunde gelegten Zelle abgeschätzt werden. Nahezu parallel verlaufenden Entladekennlinien mit unterschiedlichen Entladeströmen zeigen den Einfluss des Innenwiderstands, der auch beim Entladevorgang Teil des Stromkreises ist, sehr gut. vgl. (Panasonic Corporation, 2007)

Der Unterschied in der Spannung bei unterschiedlichen Entladestromstärken liegt bei ca. 0,15 V bis 0,2 V, die Stromdifferenz bei 1,864 A bis 2,33 A. Dadurch ergibt sich ein Wertebereich von 0,064  $\Omega$  bis 0,11  $\Omega$ . Für die weitere Simulation wurde mit rund 0,074  $\Omega$  für die betrachtete Einzelzelle ein Innenwiderstand am unteren Ende dieses Bereichs angenommen, da davon ausgegangen wird, dass große Autoakkumulatoren auf einen möglichst kleinen Innenwiderstand hin optimiert werden. Der auf die Nenngrößen bezogene Innenwiderstand berechnet sich nach folgendem Zusammenhang.

$$\text{Relativer Innenwiderstand } R_{I,r} = \frac{R_I \cdot I_{1C}}{U_N} = \frac{0,074 \Omega \cdot 2,45 \text{ Ah}}{3,6 \text{ V}} = 0,05$$

#### 5.6.1.2 Verlustwiderstand

Der Verlustwiderstand beeinflusst hauptsächlich die Selbstentladung und wird deshalb auch über diese abgeschätzt. Je nach Quelle beträgt die angegebene Selbstentladung für Lithium-Ionen-Akkumulatoren etwa 5 % (Vezzini A. , 2009a) bis 10 % (Hake, 1996) pro Monat. Bei der Modell-Zelle mit der Kapazität von 2,45 Ah auf einem Spannungsniveau von 3,6 V und einer Selbstentladung von 5 % pro Monat ergibt sich:

$$\text{Selbstentladestrom} = \frac{\text{Speicherkapazität}}{\text{Stunden pro Monat}} \cdot 5 \frac{\%}{\text{Monat}} = \frac{2,45 \text{ Ah}}{24 \frac{\text{h}}{\text{d}} \cdot 30 \frac{\text{d}}{\text{Monat}}} \cdot 0,05 \frac{1}{\text{Monat}} = 170 \text{ nA}$$

Zusammen mit der Spannung gibt der Selbstentladestrom Aufschluss über den Verlustwiderstand:

$$\text{Verlustwiderstand } R_V = \frac{\text{ nominale Spannung}}{\text{ Selbstentladestrom}} = \frac{3,6 \text{ V}}{170 \text{ A} \cdot 10^{-6}} = 21.160 \text{ } \Omega$$

$$\text{relativer Verlustwiderstand } R_{V,r} = \frac{R_V \cdot I_{1C}}{U_N} = \frac{21.160 \text{ } \Omega \cdot 2,45 \text{ Ah}}{3,6 \text{ V}} = 14.400$$

In Anbetracht des im Vergleich zum Ladestrom sehr geringen Selbstentladestroms über den sehr großen Parallelwiderstand  $R_V$  spielt dieser für die weitere Modellierung des Ladevorganges von Lithium-Ionen Akkumulatoren keine Rolle und kann daher vernachlässigt werden.

Mit den ermittelten relativen Widerstandswerten kann die Ladekurve für jeden beliebigen Akkumulator modelliert und der zeitliche Verlauf der Ladeleistung je nach Entladezustand ermittelt werden. Dies wird im Kapitel 5.6.3 anhand eines einfachen Beispiels anschaulich an Grafiken demonstriert.

### 5.6.2 Fahrzeugflotten mit unterschiedlicher täglicher Fahrzeugnutzung

Die prozentuelle Verteilung der täglichen Fahrzeugnutzung wird durch entsprechende Überlagerung der Ladekurven für unterschiedliche Entladungszustände abgebildet. In weiterer Folge wird so der tägliche Verlauf des Ladestrombedarfs für Elektrofahrzeuge ermittelt.

### 5.6.3 Beispiele für modellierte Ladekurven

- Akkumulatorkapazität: 30 kWh (entspricht dem Fahrzeugtyp 2)
- Ladung: dreiphasig, netzseitig maximal 16 A
- Ladeabschaltschwelle: 150 W
- Relativer Innenwiderstand: 0,05

Die Ladekurve wird je nach Fahrzeugtyp und (Ent-)ladezustand automatisiert ermittelt. Auf Abbildung 34, Abbildung 35 und Abbildung 36 ist erkennbar, dass zu Beginn der Ladung immer mit großer Leistung geladen wird. Dieser Leistungsbedarf lässt abhängig von der Entladetiefe, relativ schnell nach. Das begünstigt die Entstehung von Lastspitzen, wenn viele Ladevorgänge nahezu gleichzeitig begonnen werden.

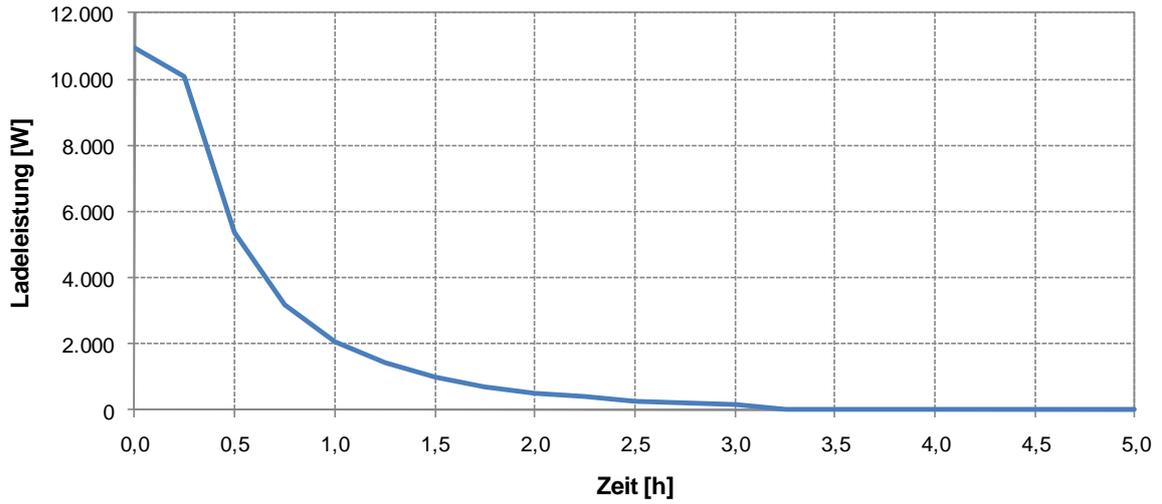


Abbildung 34: Simulierte Ladekurve bei einer Entladetiefe von 20 %

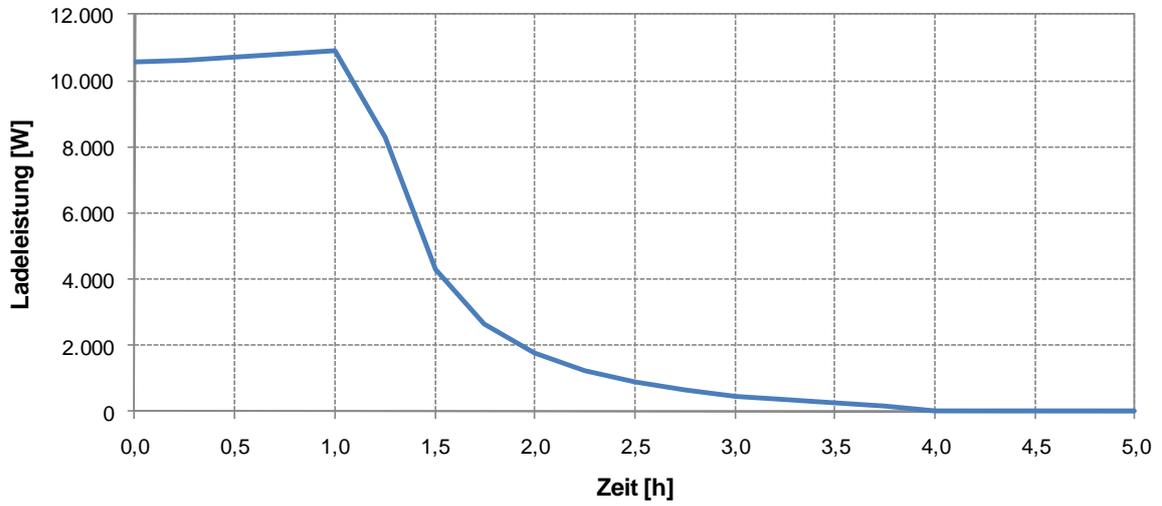


Abbildung 35: Simulierte Ladekurve bei einer Entladetiefe von 50 %

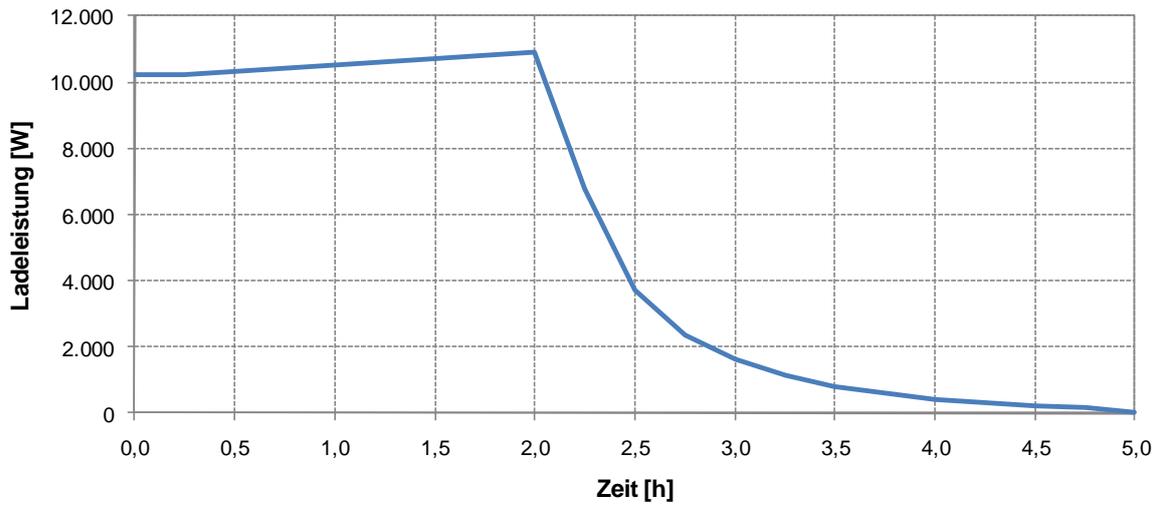


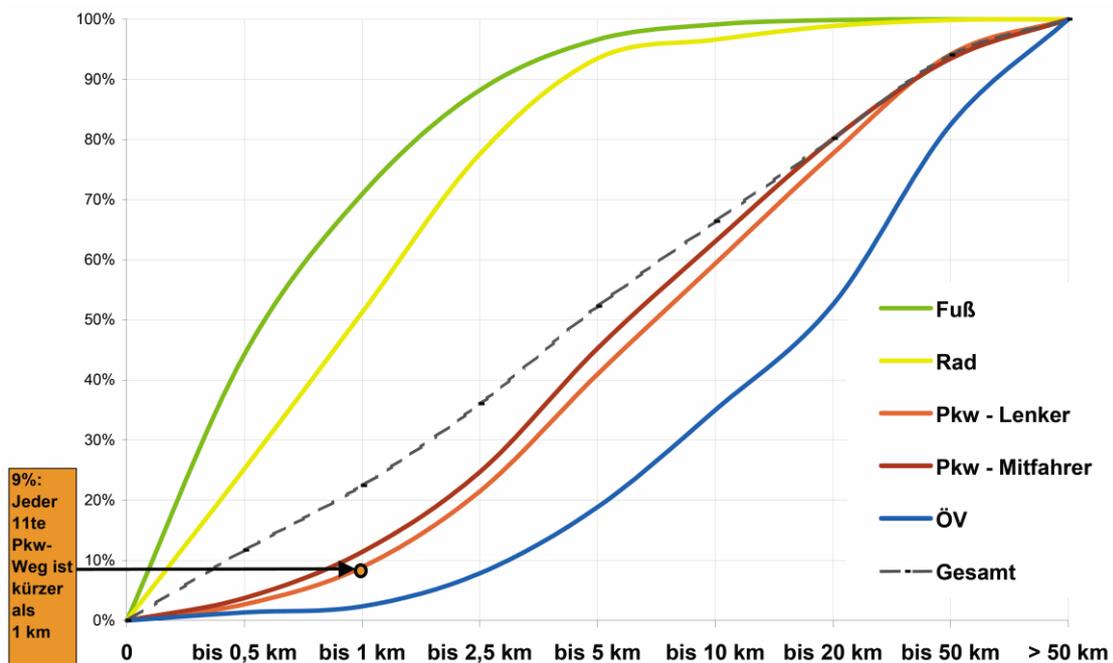
Abbildung 36: Simulierte Ladekurve bei einer Entladetiefe von 80 %

## 5.7 Verteilungen der täglichen Wegstrecken im Fahrzeug

Um die tägliche Wegstrecke eines Autos abzuschätzen, bedient sich diese Arbeit der Studie „*Mobilität in Niederösterreich*“ (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003). Diese trennt in werktägliches und sonntägliches Verkehrsaufkommen. Für das Verkehrsaufkommen lassen sich die in Tabelle 20 zusammengefassten Daten entnehmen.

**Tabelle 20: Daten zum Verkehrsaufkommen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003)**

	Werktag	Sonntag
<b>Wege pro mobiler Person</b>	3,4	3
<b>Autoanteil an den Wegen</b>	51 %	39 %
<b>durchschnittliche Auto-Streckenlänge in km</b>	16,3	25,7
<b>mobile Personen/gesamte Personen</b>	87,5 %	79,6 %



**Abbildung 37: Verteilung der Streckenlängen nach Verkehrsmitteln an Werktagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003)**

Aus Abbildung 37 kann eine Verteilung der Streckenlänge für PKWs entsprechend Tabelle 21 abgeleitet werden. Folgende Tabelle beschreibt im Grunde die aus der Verteilung berechnete Wahrscheinlichkeitsdichte einer bestimmten Wegstrecke in Kilometern. Der Wert in der zweiten Spalte (Anteil) ergibt sich aus der Steigung der Verteilung in dem jeweils betrachteten Kurvensegment.

**Tabelle 21: Autoverkehrsaufkommen an Werktagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003)**

Streckenlänge in km	Anteil
0 – 1 ⇒ 0,5	9 %
1 – 2,5 ⇒ 1,75	13 %
2,5 – 5 ⇒ 3,75	18 %
5 – 10 ⇒ 7,5	20 %
10 – 20 ⇒ 15	18 %
20 – 50 ⇒ 35	16 %
> 50 ⇒ 93 (siehe unten)	6 %

Die Strecke > 50 km muss durchschnittlich 93 km betragen, damit die durchschnittliche Auto-Streckenlänge die angegebenen 16,3 km pro Fahrt erreicht.

Da reine Elektroautos keine langen Strecken ohne zwischenzeitliche Aufladung bewältigen können, kann die ermittelte Aufteilung nur auf Plug-In-Hybridautos (Typ 1) angewendet werden. Es wird im Folgenden angenommen, dass Elektroautos keine Strecken über 50 km zurücklegen. Für Elektroautos ergibt sich somit eine Streckenlängenverteilung gemäß Tabelle 22 bzw. Tabelle 26.

**Tabelle 22: Modelliertes Verkehrsaufkommen von Elektroautos an Werktagen**

Streckenlänge in km	Anteil
0,5	10 %
1,75	14 %
3,75	19 %
7,5	21 %
15	19 %
35	17 %

Da für den Sonntag keine extra Verteilung der Autofahrten existiert, muss das Autoverkehrsaufkommen des Werktags über das Gesamtverkehrsaufkommen auf den Sonntag umgerechnet werden. Dazu wird der Anteil des Autoverkehrsaufkommens an Werktagen durch den Anteil des Gesamtverkehrsaufkommens an Werktagen dividiert und anschließend mit dem Anteil des Gesamtverkehrsaufkommens an Sonntagen multipliziert.

**Tabelle 23: Gesamtverkehrsaufkommen an Werktagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003)**

Streckenlänge in km	Anteil
0,5	22 %
1,75	14 %
3,75	16 %
7,5	14 %
15	14 %
35	14 %
> 50	6 %

**Tabelle 24: Gesamtverkehrsaufkommen an Sonntagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003)**

Streckenlänge in km	Anteil
0,5	20 %
1,75	15 %
3,75	16 %
7,5	14 %
15	12 %
35	14 %
> 50	9 %

**Tabelle 25: Modelliertes  
Autoverkehrsaufkommen an Sonntagen**

Streckenlänge in km	Anteil
0,5	8,2 %
1,75	13,9 %
3,75	18,0 %
7,5	20,0 %
15	15,4 %
35	16,0 %
> 50 ⇒ 170 (siehe unten)	9,0 %

**Tabelle 26: Modelliertes Verkehrsaufkommen  
von Elektroautos an Sonntagen**

Streckenlänge in km	Anteil
0,5	9,7%
1,75	15,4%
3,75	19,5%
7,5	21,5%
15	16,9%
35	17,5%

Da an einem Sonntag die durchschnittliche Autostrecke länger ist als an Werktagen, wird der mittlere Wert für Strecken > 50 km angepasst. Somit ergibt sich eine Schätzung der Verteilung des Autoverkehrs an Sonntagen. Für die Abschätzung der sonntäglichen Streckenlängenverteilung von Elektroautos wurde die gleiche Umrechnung wie für die werktägliche Streckenlängenverteilung von Elektroautos durchgeführt.

Für die Simulation wird eine Verteilung der gesamten Tageskilometer pro PKW benötigt. Um die Tageskilometer zu erhalten muss die jeweilige Streckenlänge mit den Fahrten pro PKW des jeweiligen Tages (Werktag oder Sonntag) multipliziert werden.

$$\frac{\text{Tageskilometer}}{\text{PKW}} = \text{Streckenlänge} \cdot \frac{\text{Fahrten}}{\text{PKW}}$$

Die durchschnittliche Anzahl täglicher Fahrten pro PKW wird folgendermaßen abgeschätzt:

$$\frac{\text{tägl. Fahrten}}{\text{PKW}} = \frac{\text{Wege}}{\text{mobiler Person}} \cdot \frac{\text{mobile Personen}}{\text{gesamte Personen}} \cdot \frac{\text{Autofahrten}}{\text{gesamte Wege}} \cdot \frac{\text{Personen}}{\text{PKW}}$$

Der Wert für PKW/Person betrug im Jahr 2004 in Niederösterreich laut Statistik Austria 0,5658 (Statistik Austria, 2009). Es wurden die Streckenlängen aus den Streckenlängenverteilungen mit den jeweiligen Werten von Fahrten pro PKW multipliziert und damit die werktägige bzw. sonntägige Tageskilometerverteilung für die unterschiedlichen Fahrzeugtypen abgeschätzt.

## 5.8 Lastgang der Ladeleistung

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass ein Elektroauto am Ende eines jeden Tages wieder voll aufgeladen wird und somit keine Verschleppung auf den jeweils nächsten Tag stattfindet.

Zuerst muss die Entladetiefe ermittelt werden. Dazu werden die Tageskilometerverteilungen verwendet, welche entsprechend dem Kapitel 5.7 berechnet wurden. Die sich ergebende tägliche Gesamtstreckenlänge je Verteilungsklasse wird nun über den typspezifischen Verbrauch in eine äquivalente Entladetiefe umgerechnet, wodurch sich eine Entladetiefenverteilung für jeden Fahrzeugtyp und Tag ergibt. Es wird davon ausgegangen, dass mit Typ 1 (Plug-In-Hybridauto) immer so viel wie möglich elektrisch gefahren wird, dieser aber

nicht untertags nachgeladen wird. Dadurch verfügt Typ 1 nur einmal pro Tag über seine elektrische Reichweite. Bei langen Fahrten nutzt er diese zu 100 % aus.

Durch die Entladetiefe lässt jener Punkt in der Ladekurve (berechnet unter 5.6.3) bestimmen, an dem das Fahrzeug am Ende des Tages die Ladung beginnt. In der Hauptladezeit, d.h. in der Regel abends oder nachts, wird beim Startzeitpunkt begonnen, die Ladekurve ab dem der Entladetiefe entsprechenden Punkt abzufahren. Der sich daraus ergebenden Leistungsbedarf wird mit dem Anteil an den Gesamtfahrzeugen multipliziert. Die Leistungsbedarfskurven aller Anteile werden aufsummiert und infolge dessen werden die Stundendurchschnittswerte ermittelt. Das geschieht für alle Fahrzeugtypen und Wochentage. Der so berechnete Leistungsbedarf pro Auto, Fahrzeugtyp, Stunde und Tag wird nun mit der Anzahl der Autos des Typs im jeweiligen Jahr, welche durch die Berechnungen unter Kapitel 5.4.2 vorliegen, multipliziert. Daraus ergibt sich der Leistungsbedarf pro Fahrzeugtyp, Stunde und Tag im jeweiligen Jahr.

$$\text{Leistungsbedarf} = \sum_{i=1..7} \text{Leistungsbedarf}_i \cdot \text{Anteil an den Gesamtfahrzeugen}_i$$

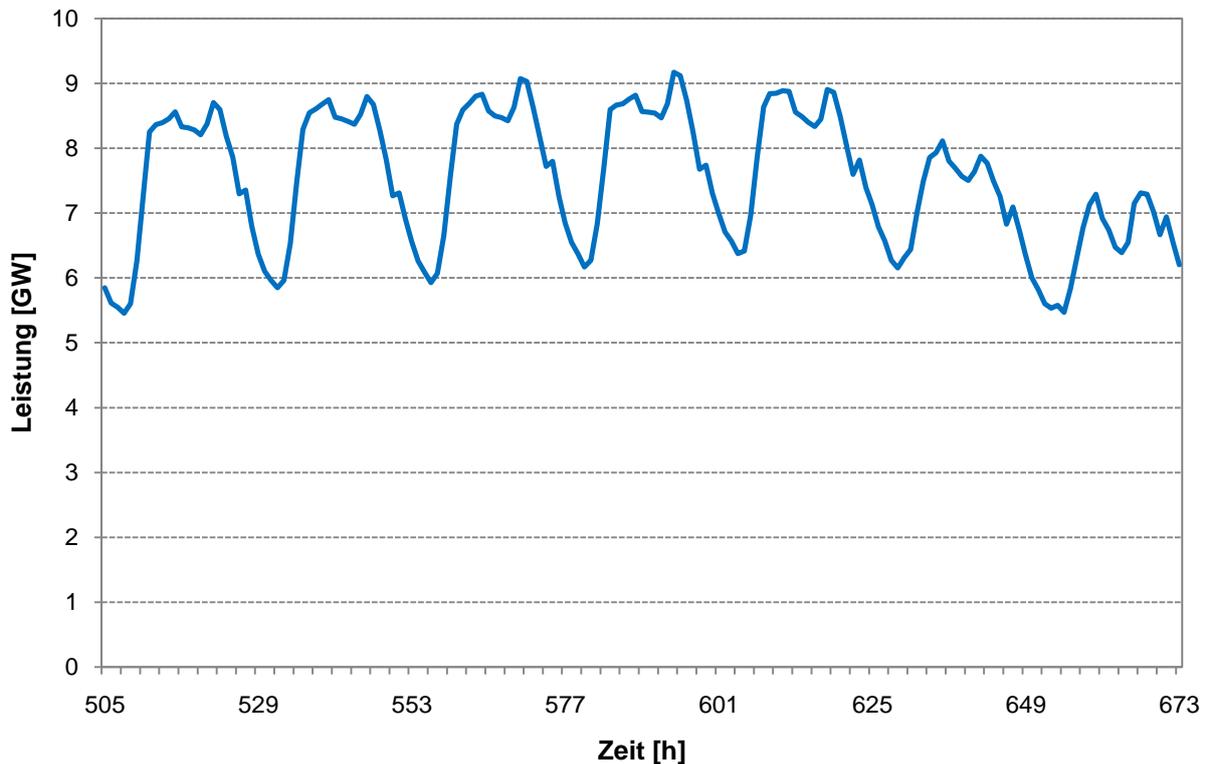
Analog wird die Ladekurve für die Nebenladezeit, z.B. untertags am Arbeitsplatz ermittelt, wobei jedoch nur die halbe Tagesweglänge zur Anwendung kommt. Dadurch ergibt sich ein im Vergleich zur Hauptladezeit anderer Lastgang der Ladeleistung. Die in der Nebenladezeit aufgenommene Ladung muss nicht mehr in der Hauptladezeit geladen werden, somit verändert die Ladung zur Nebenladezeit auch den Lastgang der Hauptladezeit. Je nach Ladebeginnzeit des jeweiligen Typs werden die entsprechenden stündlichen Ladeleistungen der verschiedenen Fahrzeugtypen aufsummiert und ergeben den Lastgang der Ladeleistung.

## 5.9 Summenlastgang

Der Lastgang basiert auf den Daten des viertelstündlich aufgelösten Jahreslastgangs von 2007 von der E-Control (E-Control GmbH, 2007b), wobei die Viertelstundenwerte in Stundendurchschnittswerte umgerechnet wurden. Für die folgenden Jahre wird der Lastgang um einen bestimmten jahresabhängigen Prozentsatz erhöht, um den Stromverbrauchszuwachs ohne Elektromobilität zu berücksichtigen. Die Werte für den Stromverbrauchszuwachs wurden von einer Prognose von EURELECTRIC (Eurelectric, 2007) abgeleitet und betragen bis zum Jahr 2010 2,0 % und von 2010 bis 2020 1,7 %. Ab dem Jahr 2020 wurde 1 % jährlicher Verbrauchszuwachs angenommen.

In Abbildung 38 ist der typische Lastgang einer Winterwoche in Österreich wiedergegeben. Die Mittags- und vor allem die Abendspitze sind stark ausgeprägt.

Dem Lastgang des öffentlichen Netzes wird anschließend der unter Kapitel 5.8 berechnete Lastgang der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge überlagert. Durch die Addition der stündlichen Werte ergibt sich der Summenlastgang.



**Abbildung 38: Lastgang für das öffentliche Netz Österreichs in der 4. Jännerwoche 2007 (E-Control GmbH, 2007b)**

## 5.10 Extremfallbetrachtung

Da bei der Errichtung von größeren Häusern mit mehreren Wohnungen angenommen wird, dass nicht die gesamte Anschlussleistung aller Wohnungen gleichzeitig nachgefragt wird, wird für die Dimensionierung der Stromzuleitungen ein sogenannter Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt.

Dieser Faktor multipliziert mit der Einzelanschlussleistung aller Wohnungen zusammen ergibt die tatsächlich minimal zu installierende Anschlussleistung. Dabei ist zu untersuchen, ob es in Bestandsgebäuden durch die nachträgliche Installation von Ladegeräten für Elektrofahrzeuge zu Überlastungen in der Zuleitung kommen kann. Während diese Möglichkeit bei Neuanlagen in der Elektroplanung berücksichtigt werden kann, kann es im Gebäudebestand zu Ausbauerfordernissen kommen. Daher wird in dieser Untersuchung von einem ca. 20 Jahre alten Gebäude ausgegangen. Die verschiedenen Werte des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abhängigkeit der Wohneinheiten gemäß den TAEV von 1990 (Verband der Elektrizitätswerke Österreichs, 1990) sind in Tabelle 27 dargestellt. Inhaltlich weichen diese Werte nicht von der aktuell gültigen Fassung von 2008 (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, 2008c) ab.

Es wird davon ausgegangen, dass alle Bewohner jener Wohnungen ihre Elektroautos in der Nacht aufladen. Würde pro Wohnung ein Elektroauto nachts geladen und alle Ladevorgänge zum gleichen Zeitpunkt gesteuert begonnen, so könnte ab einer bestimmten Anzahl an Wohneinheiten der Gleichzeitigkeitsfaktor zu niedrig sein und die Erfordernis zu Investitionen in der untersten Netzebene gegeben sein. Um die kritische Anzahl an Wohneinheiten herauszufinden und um den ungünstigsten Fall darzustellen, wurde eine Extremfallbetrachtung erstellt.

**Tabelle 27: Gleichzeitigkeitsfaktor für vollelektrifizierte Wohneinheiten  
(Verband der Elektrizitätswerke Österreichs, 1990)**

Anzahl der Wohneinheiten	Gleichzeitigkeitsfaktor in %
1	100
2 – 6	47
7 – 9	40
10 – 12	36
13 – 14	33
15 – 16	31
17 – 18	30
19 – 20	29
21 – 24	28
25 – 30	27
31 – 35	26
36 – 40	25
41 – 45	24
46 – 50	23
51 – 60	22
61 – 100	18

Die Extremfallbetrachtung kann ebenfalls mit dem zuvor beschriebenen Simulationsmodell durchgeführt werden. In diesem Fall wird der Jahres-Lastgang des öffentlichen Netzes durch einen synthetischen Lastgang für Haushalte von APCS (APCS Power Clearing and Settlement AG, 2007) ersetzt, der mit der einstellbaren Anzahl an Haushalten multipliziert wird. Weiters wird die Last von mittels Rundsteuerung geschalteten Warmwasserspeichern (APCS Power Clearing and Settlement AG, 2007) gesondert berechnet und die jährliche Verbrauchssteigerung außer Kraft gesetzt, da angenommen wird, dass der Verbrauch der Haushalte (wegen Effizienzsteigerungen) nur durch die größer werdende Anzahl der Haushalte wächst. Es wird angenommen, dass jeder Haushalt genau ein elektrifiziertes Fahrzeug besitzt. Die Verteilung der Fahrzeuge auf die Wohneinheiten erfolgt nach folgendem Verteilungsschlüssel: 34 % Fahrzeuge vom Typ 1, 33 % vom Typ 2 und 33 % vom Typ 3. Anders als in den zuvor erläuterten Simulationsparametern wird in der Extremfallbetrachtung neben Parametern wie Kilometerleistung der verschiedenen Typen oder Startzeit und Stoppzeit für die Ladevorgänge auch die Anzahl der Haushalte je Wohnanlage und die verbrauchten Kilowattstunden pro Jahr für den Normaltarif und für Warmwasser zusätzlich berücksichtigt. Die Simulationsergebnisse dieses Extremfalles werden in Kapitel 6.6 gezeigt.

## 5.11 CO<sub>2</sub>-Einsparung

Das CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial wird in vier Teilschritten berechnet. Zunächst erfolgt eine Berechnung des maximalen Einsparungspotenziales für Typ 1, Typ 2 und Typ 3. Im zweiten Schritt werden die Emissionen des VKM-Motors eines Plug-In-Hybrides berechnet. Im dritten Schritt werden die Emissionen durch den zusätzlichen Stromverbrauch verursacht durch die Elektromobilität berechnet. Schlussendlich wird unter Berücksichtigung der vorangegangenen Berechnungen die endgültige Einsparung berechnet.

### 5.11.1 Berechnung des maximalen Einsparungspotenzials

Im ersten Schritt werden die Emissionen berechnet, die die bisherigen VKM-Autos ausstoßen würden, wenn sie die Strecken der verschiedenen elektrifizierten Typen fahren würden. Dieser Fall spiegelt die maximal mögliche Einsparung wider, die auftreten würde, wenn diese Kilometer emissionsfrei zurückgelegt würden. Um diese maximale Einsparung für die Strecken von Typ 1 zu erhalten, wird die oben berechnete Fahrzeuganzahl für Typ 1 mit der Kilometerleistung des Typs 1 und dem Emissionsfaktor für Erstfahrzeuge multipliziert.

Maximale Einsparung Typ 1 =

$$\text{Anzahl Fahrzeuge Typ 1} \cdot \text{Kilometerleistung Typ 1} \cdot \text{Emissionsfaktor f. Erstfahrzeuge}$$

Aus dem Austria's National Inventory Report 2009 (Umweltbundesamt GmbH, 2009) wurden aus Anhang 2 für Erstfahrzeuge die in Tabelle 28 angeführten Emissionsdaten entnommen.

**Tabelle 28: Spezifische Kraftstoffdaten (Umweltbundesamt GmbH, 2009)**

	Benzin	Diesel	Einheit
Heizwert	43,18	42,8	MJ/kg
Kohlenstoff-Emissionsfaktor	18,9	20,2	t <sub>c</sub> /TJ
Umwandlungsfaktor	0,99	0,99	t <sub>c</sub> /t <sub>c</sub>

Der Umrechnungsfaktor berücksichtigt den laut dem IPCC-Referenzverfahren definierten Korrekturfaktor für kohlenstoffhaltige Verbrennungsrückstände, sog. „fraction of carbon oxidised“ (Umweltbundesamt GmbH, 2009).

In der Kraftstoffverordnung 1999 (Bundeskanzleramt, 2009) werden folgende Werte für die Dichte festgelegt:

- Benzin:  $0,742 \frac{\text{kg}}{\text{Liter}}$
- Diesel:  $0,832 \frac{\text{kg}}{\text{Liter}}$

Der Kohlenstoff-Emissionsfaktor wird über das Molekulargewicht in den CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor umgerechnet. Das Molekulargewicht von Kohlenstoff beträgt  $12 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$ , jenes von CO<sub>2</sub> beträgt  $44 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$ .

$$\text{CO}_2\text{-Emissionsfaktor} = \text{Kohlenstoff-Emissionsfaktor} \cdot \frac{44}{12}$$

Aus diesen Werten wird nun der spezifische Emissionsfaktor für Benzin und Diesel berechnet:

$$\text{spezifischer Emissionsfaktor} \left[ \frac{\text{kgCO}_2}{\text{Liter}} \right] = \text{Heizwert} \left[ \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \right] \cdot \text{Dichte} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{Liter}} \right] \cdot \text{CO}_2\text{-Emissionsfaktor} \left[ \frac{\text{kgCO}_2}{\text{MJ}} \right] \cdot \text{Umwandlungsfaktor}$$

Daraus ergeben sich für Benzin bzw. Diesel folgende CO<sub>2</sub>-Emissionen je Liter Kraftstoff:

- Benzin:  $2,20 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{Liter}}$
- Diesel:  $2,61 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{Liter}}$

Statistik Austria (Statistik Austria, 2008b) veröffentlicht aus dem Mikrozensus 2007/2008 Verbrauchsdaten gemäß Tabelle 29 für den jährlichen Einsatz der privaten Erstfahrzeuge.

**Tabelle 29: Daten für private Erstfahrzeuge (Statistik Austria, 2008b)**

Treibstoff	Fahrleistung in km	Verbrauch in Liter	Fahrleistung/PKW in km
<b>Benzin</b>	14.378.935.000	1.120.483.000	12.816
<b>Diesel</b>	26.650.138.000	1.821.014.000	16.593
<b>Sonstige</b>	144.916.000	11.852.000	11.190
<b>Zusammen</b>	41.173.989.000	2.953.335.000	15.021

Sonstige Treibstoffe werden für die folgenden Berechnungen in dieser Studie wie Benzin eingestuft. Nun wird der verbrauchte Kraftstoff mit den ihm zugehörigen, speziellen Emissionsfaktoren multipliziert. Das Ergebnis ist die emittierte Menge an CO<sub>2</sub>. Die Gesamtmenge des emittierten CO<sub>2</sub> aller Kraftstoffe wird zusammengezählt und anschließend durch die Gesamtfahrleistung dividiert. Das Ergebnis ist der durchschnittliche Emissionsfaktor für Erstfahrzeuge.

$$\begin{aligned} \text{Gesamtmenge emittiertes CO}_2 &= \\ &\text{verbraucht Benzin} \cdot \text{spezieller Emissionsfaktor Benzin} \\ &+ \text{verbraucher Diesel} \cdot \text{spezieller Emissionsfaktor Diesel} \\ &+ \text{verbraucher sonstiger Treibstoff} \cdot \text{spezieller Emissionsfaktor Benzin} \end{aligned}$$

Für die Gesamtmenge an emittiertem CO<sub>2</sub> durch private Erstfahrzeuge in der Periode 2007/2008 errechnet sich somit ein Wert von 7.243.984 t<sub>CO2</sub>.

$$\text{Emissionsfaktor f. Erstfahrzeuge} = \frac{\text{Gesamtmenge em. CO}_2 \text{ Erstfahrzeuge}}{\text{Gesamtfahrleistung Erstfahrzeuge}} = 175,9 \frac{\text{gCO}_2}{\text{km}}$$

Die maximale Einsparung des Typ 2 und des Typ 3 berechnet sich analog, mit dem Unterschied, dass die Werte und der Emissionsfaktor für Zweitfahrzeuge benutzt werden, da reine Elektrofahrzeuge entsprechend den Typen 2 und 3 derzeit das Erstfahrzeug nicht ersetzen können.

Maximale Einsparung Typ 2 =

$$\text{Anzahl Fahrzeuge Typ 2} \cdot \text{Kilometerleistung Typ 2} \cdot \text{Emissionsfaktor f. Zweitfahrzeuge}$$

Der Emissionsfaktor für Zweitfahrzeuge berechnet sich wie jener für Erstfahrzeuge, lediglich mit den Werten für Zweitfahrzeuge, er beträgt  $172,8 \frac{\text{gCO}_2}{\text{km}}$ . Addiert ergibt sich die maximale Einsparung der gesamten elektrifizierten Flotte.

Maximale Einsparung gesamt =

$$\text{max. Einsparung Typ 1} + \text{max. Einsparung Typ 2} + \text{max. Einsparung Typ 3}$$

### 5.11.2 Berechnung der Emissionen durch den Kraftstoffverbrauch des Typs 1

Im zweiten Schritt werden die Emissionen berechnet, die auftreten, weil das Plug-In-Hybridauto (Typ 1) auch fossilen Kraftstoff verbraucht. Dabei wird angenommen, dass der Typ 1 über einen Benzinmotor verfügt.

CO<sub>2</sub>-Ausstoß Typ 1 =

$$\text{Anzahl Fahrzeuge Typ 1} \cdot \text{Verbrauch konventionell} \cdot \text{Fahrleistung Typ 1} \\ \cdot \text{spezifischer Emissionsfaktor Benzin} \cdot (1 - \text{elektrischer Anteil})$$

Der spezifische Emissionsfaktor für Benzin beträgt  $2,20 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{Liter}}$  (siehe Kapitel 5.11.1).

### 5.11.3 Berechnung der Emissionen durch den zusätzlichen Stromverbrauch

Im dritten Schritt werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet, die durch den erhöhten Stromverbrauch verursacht werden. Die Berechnung ist die einfache Multiplikation des Summenstromverbrauchs für die Elektromobilität und der CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugte Kilowattstunde je nach Stromerzeugungsmix. Die Emissionen werden berechnet für:

- Ökostrom: CO<sub>2</sub>-neutrale Erzeugung
- Österreich-Mix:  $198,5 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}}$
- UCTE-Mix:  $445,3 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}}$  (E-Control GmbH, 2009f)

*Berechnung des österreichischen Erzeugungsmix:*

Die mit der in Österreich *an Endkunden gelieferten* elektrischen Energie zusammenhängenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden abgeschätzt indem die Emissionen der heimischen Stromerzeugung errechnet werden und zusätzlich für Nettoimporte der UCTE-Mix (E-Control GmbH, 2009f) herangezogen wird. Die Berechnung erfolgt entsprechend den Vorgaben von E-Control (E-Control GmbH, 2009f). Aus Tabelle 31 und Tabelle 32 können die gesamten Emissionen aus der Stromerzeugung in Österreich abgeschätzt werden. Diese Abschätzung ist in Tabelle 30 angeführt.

**Tabelle 30: Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung (E-Control GmbH, 2009d) (E-Control GmbH, 2009f)**

Energieträger	[GWh/a]	CO <sub>2</sub> -Faktor	[t <sub>CO2</sub> /a]
Laufwasserkraft	28.223	0	0
Speicherwasserkraft	12.454	0	0
Steinkohle, Kohlederivate	6.898	882	6.083.830
Erdölderivate	1.244	645	802.365
Erdgas	11.138	440	4.900.633
Biogene	4.568	0	0
Sonst. Brennstoffe, sonst. Erzeugung	500	650	325.174
Wind	2.011	0	0
Photovoltaik	19	0	0
Geothermie	2	0	0
<b>Zwischensumme</b>	<b>67.056</b>		<b>12.112.002</b>

*Anmerkung: Die von E-Control vorgegebenen Werte sind als konservativ zu betrachten, besonders in Hinblick auf die in den letzten Jahren neu errichteten GuD-Kraftwerke. Der tatsächliche Emissionsfaktor der österreichischen Stromerzeugung wird daher unter den hier abgeschätzten Werten liegen. Die folgenden Berechnungen der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch Elektromobilität sind ebenfalls als konservativ zu betrachten.*

**Tabelle 31: Jahresstromerzeugung und Nettoimporte in Österreich 2008 (E-Control GmbH, 2009d)**

Energieträger	[GWh/a]
Laufkraftwerke	28.223
Speicherkraftwerke	12.454
Steinkohle, Kohlederivate	6.898
Erdölderivate	1.244
Erdgas	11.138
Biogene	4.568
Sonst. Brennstoffe/Erzeugung	500
Wind	2.011
Photovoltaik	19
Geothermie	2
<b>heimische Erzeugung</b>	<b>67.056</b>
<b>Import-/Exportsaldo (UCTE-Mix)</b>	<b>4.862</b>
<b>Summe</b>	<b>71.918</b>

**Tabelle 32: Typische Emissionswerte je nach Energieträger (E-Control GmbH, 2009f)**

Primärenergieträger	CO <sub>2</sub> -Emissionen [g/kWh]
Feste oder flüssige Biomasse	0
Biogas	0
Deponie- und Klärgas	0
Geothermie	0
Windenergie	0
Sonnenenergie	0
Wasserkraft	0
Erdgas	440*
Erdöl und dessen Produkte	645**
Kohle	882**
Nuklearenergie	0
Sonstige	650**
<b>Strom unbekannter Herkunft</b>	
UCTE-Mix, Wasserkraftanteil	0
UCTE-Mix, Anteil sonstige erneuerbare Energieträger	0
UCTE-Mix, fossile Brennstoffe	840***
UCTE-Mix, Nuklearenergie	0
UCTE-Mix, Sonstige	840***

\*...EU-Kommission „An Energy Policy for Europe“, 2007

\*\*...Energie-Control GmbH

\*\*\*...VDEW

Die spezifischen Emissionen aus heimischer Produktion berechnen sich nun folgendermaßen:

$$\text{heimische Produktion} = \frac{\text{CO}_2\text{-Menge}}{\text{Energienmenge}} = \frac{12.112.002}{67.056} = 180,6 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}}$$

Für die Berechnung der an Endkunden gelieferten Elektrizität muss zusätzlich der Nettostromimport berücksichtigt werden (Tabelle 33).

**Tabelle 33: Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der nicht zuordenbaren Erzeugung und der Importe (Energie Control GmbH, 2009a), (Energie Control GmbH, 2007a)**

Aufkommen	[GWh/a]	CO <sub>2</sub> -Faktor	[tCO <sub>2</sub> /a]
heimische Erzeugung	67.056	180,6	12.112.002
Import/Export-Saldo (UCTE-Mix)	4.862	445,3	2.164.980
<b>Summe</b>	<b>71.918</b>		<b>14.276.980</b>

Da die Aufbringung in Österreich außer der heimischen Erzeugung auch Importe enthält, werden diese über den UCTE-Mix berücksichtigt. Somit ergibt sich für den in Österreich gelieferten Strommix:

$$\text{Österreich-Mix} = \frac{\text{CO}_2\text{-Menge}}{\text{Energienmenge}} = \frac{14.276.980}{71.918} = 198,5 \frac{\text{g}_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}}$$

Der Österreich-Mix gibt die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen an, mit der die *an Endkunden gelieferte Energiemenge* bewertet wird. Dieser für 2008 ermittelte Wert wird vereinfachend auch für die folgenden Jahre verwendet. Hier muss erneut angemerkt werden, dass durch die derzeitigen Kraftwerksneubauten in der Realität geringere Emissionsfaktoren zu erwarten sind. Eine exakte Berechnung von durchschnittlichen Emissionen aus der Stromerzeugung eines Staates ist durch die bei der Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung erforderliche Kuppelproduktkalkulation aus wissenschaftlicher Sicht nicht möglich.

#### 5.11.4 Abschätzung der Netto-Emissionseinsparung

Im vierten und letzten Schritt wird die Netto-Emissionseinsparung berechnet. Sie ergibt sich aus der maximal möglichen Einsparung (1. Schritt) abzüglich des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes des Typs 1 (2. Schritt) und abzüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem erhöhten Stromverbrauch (3. Schritt). Je nach Herkunft des zusätzlich benötigten Stroms ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse, da die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Ökostrom, Österreich-Mix und UCTE-Mix, wie bereits gezeigt, unterschiedlich sind.

Nettoemissionseinsparung =

- Maximale Einsparung gesamt
- CO<sub>2</sub>-Ausstoß Typ 1
- CO<sub>2</sub>-Emissionen durch erhöhten Stromverbrauch

Die Nettoemissionseinsparungen sind, wie aus obiger Formel ersichtlich, dann am höchsten, wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den erhöhten Stromverbrauch möglichst gering sind. Deshalb werden bei CO<sub>2</sub>-neutraler Stromerzeugung aus Ökostrom im Vergleich zum Österreich-Mix und UCTE-Mix die höchsten Emissionseinsparungen erreicht.

## 6. Entwicklungsszenarien des Strombedarfs für Elektromobilität

Die folgenden Szenarien zeigen verschiedene Möglichkeiten auf, wie sich der Bestand an Elektroautos entwickeln könnte. Sie wurden erstellt, um die unterschiedlichen Auswirkungen von unterschiedlichen Durchdringungsraten der elektrischen Mobilität darzustellen. Die Szenarien beziehen sich ausschließlich auf PKWs.

**Tabelle 34: Gegenüberstellung verschiedener Studien zur Entwicklung von Elektromobilität (VCÖ-Forschungsinstitut, 2009)**

	Quelle	Jahr 2020	Jahr 2030	Jahr 2050	Ölpreis [US-\$/bbl]	Annahmen	
Österreich	VCÖ 2008	9%				Ladeinfrastruktur wird aufgebaut, steigender Ölpreis nach IEA-Prognose	
	Roland Berger Strategy Consultants 2009	10%				China wird zum Technologie-Vorreiter bei Elektro-Mobilität	
	Quintessenz 2009	25% **				Optimistisches Szenario: sehr positive politisch Rahmenbedingungen, Infrastruktur und Stromversorgung ab dem Jahr 2011	
andere EU-Länder	Fraunhofer-ISI 2008			17% ***		Pluralismus-Szenario für Deutschland: Im inner-städtischen Verkehr werden hauptsächlich Elektro-Autos, Elektro-Roller	
	Energinet.dk 2008	8%	23%			Beispielentwicklung für Dänemark: Szenario zur Abschätzung der Energiebedarfssteigerung	
Europa	Enerdata 2009	3%	12%			Baseline: 130 g CO <sub>2</sub> pro Kilometer für Neuwagen im Jahr 2012, weitere Verbesserungen in den Folgejahren	
		4%	16%			Moderat: 130 g CO <sub>2</sub> pro Kilometer für Neuwagen im Jahr 2012 und 95 g im Jahr 2020	
		6%	31%			Ambitioniert: 120 g CO <sub>2</sub> für Neuwagen im Jahr 2012, im Jahr 2020: 80 g, im Jahr 2050: 60 g	
	Deutsche Bank 2008	35%				Abschätzungen basieren auf Gesprächen mit Global Insight, Roland Berger sowie Auto- und Batterie-Unternehmen	
McKinsey 2006	3%*				30	"ICE Age": Fokus auf Verbesserungen konventioneller Technologien, Treibstoffsteuer bleiben unverändert	
	5%*				50	"Intermediate": Manche alternativen Technologien werden wirtschaftlicher, Treibstoffsteuern werden verdoppelt	
	14%*				100	"Green World": Derzeit teure nachhaltige Technologien werden wirtschaftlicher, Treibstoffsteuern werden verdoppelt	
Global	McKinsey 2006	5%*				30	"ICE Age": Fokus auf Verbesserungen konventioneller Technologien, Treibstoffsteuer bleiben unverändert
		9%*				50	"Intermediate": Manche alternativen Technologien werden wirtschaftlicher, Treibstoffsteuern werden verdoppelt
		18%*				100	"Green World": Derzeit teure nachhaltige Technologien werden wirtschaftlicher, Treibstoffsteuern werden verdoppelt

\*...Schätzung bezieht sich nur auf Hybrid-Fahrzeuge. Anteil der Elektro-Autos unbedeutend

\*\*...Schätzung bezieht sich nur auf Elektro-Fahrzeuge. Anteil der Hybrid-Autos relativ unbedeutend.

\*\*\*...Schätzung bezieht sich nur auf Elektro- und Plug-In Hybrid Fahrzeuge

Wie aus Tabelle 34 ersichtlich ist, weisen unterschiedliche Studien zur Entwicklung der Elektromobilität große Schwankungsbreiten auf. Dies zeigt deutlich, dass bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Elektromobilität noch sehr große Unsicherheiten bestehen.

## 6.1 Allgemeine Annahmen

Folgende Eingangsvariablen sind bei allen in Folge betrachteten Szenarien gleich (sofern nicht anders angeführt)

- |  |  |
|--|--|
| - Neuzulassungen pro Jahr:   | 300.000 PKWs   |
| - Lebensdauer der Hybridfahrzeuge:                                     | 13 Jahre   |
| - Lebensdauer der Elektrofahrzeuge:                                    | 13 Jahre   |
| - Anteil des Elektromodus an der gesamten Kilometerleistung bei Typ 1: | 0,05 (Relativwert)   |
| - Fahrzeuge, die in der Hauptladezeit laden:                           | 100 %  |
| - Fahrzeuge, die in der Nebeladezeit laden:                            | 30 %   |
| - Ladeabschaltschwelle:  | 50 W bei einphasiger Ladung<br>150 W bei mehrphasiger Ladung |

Die Fahrzeugtypen 1, 2 und 3 beziehen sich auf die in Kapitel 5.3 beschriebenen Fahrzeuge. Für Typ 1 (Plug-In Hybrid) wurde ein Stromverbrauch von 0,16 kWh/km im elektrischen Betrieb und eine Fahrleistung von 15.020 km pro Jahr angenommen, für Typ 2 (E-Auto) gelten 0,2 kWh/km bei jährlich 8.940 km und für Fahrzeugtyp 3 (E-Auto) gelten 0,15 kWh/km bei ebenfalls 8.940 pro Jahr gefahrenen Kilometern.

### *Start der Hauptladezeit:*

- Ungesteuerte Ladung: ab 17:00 Uhr (ungesteuertes Ladegerät in der Garage lädt das Auto, nachdem der berufstätige Lenker nach Hause gekommen ist)
- Gesteuerte Ladung: 22:00 Uhr Typ 3, 23:00 Uhr Typ 1, 01:00 Uhr Typ 2 (gesteuertes Ladegerät lädt das Auto in der Garage erst ab dem für jeweiligen Typ festgelegten Zeitpunkt)

### *Ende der Hauptladezeit:*

- Ungesteuerte Ladung: 07:00 Uhr
- Gesteuerte Ladung: 07:00 Uhr

### *Start der Nebeladezeit:*

- Ungesteuerte Ladung: 09:00 Uhr (ungesteuerte Ladestation lädt das Auto am Arbeitsplatz sobald es an der Ladestation steckt)
- Gesteuerte Ladung: 14:00 Uhr (Ladegerät hat vorgegebene Ein- und Ausschaltzeiten)

### *Ende der Nebeladezeit:*

- Ungesteuerte Ladung: 15:00 Uhr
- Gesteuerte Ladung: 17:00 Uhr

Steigerungsrate des allgemeinen Stromverbrauchs ohne Elektroautos:

- Bis 2010: 2 % pro Jahr
- 2010 – 2020: 1,7 % pro Jahr
- Ab 2020: 1 % pro Jahr

Basierend auf diesen Annahmen werden folgende Szenarien mit unterschiedlicher Ausnutzung des Marktpotenzials simuliert:

1. Szenario „**realistischer Zuwachs**“: langsamer Anstieg der Marktanteile elektrifizierter Fahrzeuge
2. Szenario „**20 % in 2020**“: Im Jahr 2020 beträgt der Anteil der elektrifizierter PKW 20 % des Gesamtbestands. Dieses Szenario soll die maximal zu erwartende Entwicklung beschreiben.

## 6.2 Szenario „realistischer Zuwachs“

In diesem Szenario wurde angenommen, dass Elektroautos nicht oder nur unwesentlich gefördert werden und dadurch ihre Marktanteile relativ langsam wachsen, wie in Abbildung 39 ersichtlich ist.

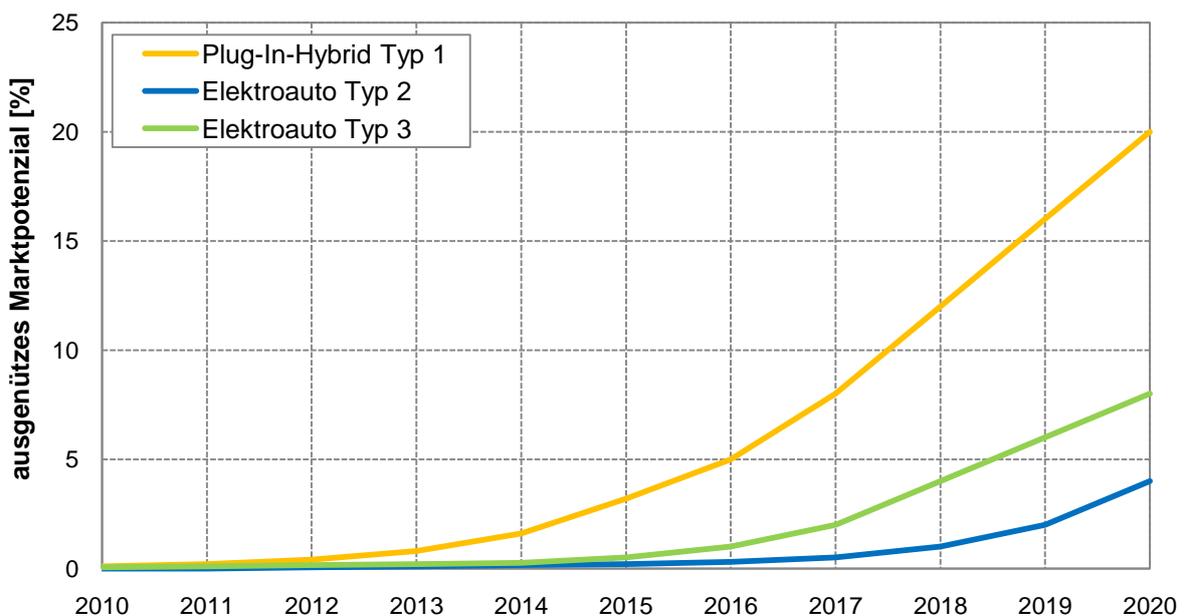


Abbildung 39: Angenommene Marktpotenzialausnutzung beim Szenario „realistischer Zuwachs“

Bis zum Jahr 2020 wird folgender Fahrzeugbestand erreicht:

- Typ 1: 88.290 Stück      1,93 % der prognostizierten PKW-Flotte
- Typ 2: 6.860 Stück      0,15 % der prognostizierten PKW-Flotte
- Typ 3: 18.060 Stück      0,40 % der prognostizierten PKW-Flotte

In Summe sind das 113.200 Fahrzeuge oder 2,48 % vom prognostizierten Gesamtbestand von insgesamt 4.563.000 PKWs. Diese Autos verbrauchen zusammen 121,4 GWh Strom. Dies entspricht einem Anteil von gerade einmal 0,17 % des berechneten Stromverbrauches im öffentlichen Netz im Jahr 2020.

Trotz dieser eher geringen Verbreitung könnten durch die Verwendung von Ökostrom zur Ladung bis zum Jahr 2020 in Summe 561.800 t Kohlendioxid-Emissionen eingespart werden. Bei Annahme des österreichischen Strommix von 2008 wären es 496.100 t CO<sub>2</sub>, beim UCTE-Mix immerhin noch insgesamt 414.300 t CO<sub>2</sub>. In Abbildung 40 ist die zeitliche Entwicklung des jährlichen und des kumulierten CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzials je nach Stromerzeugungsmix grafisch dargestellt.

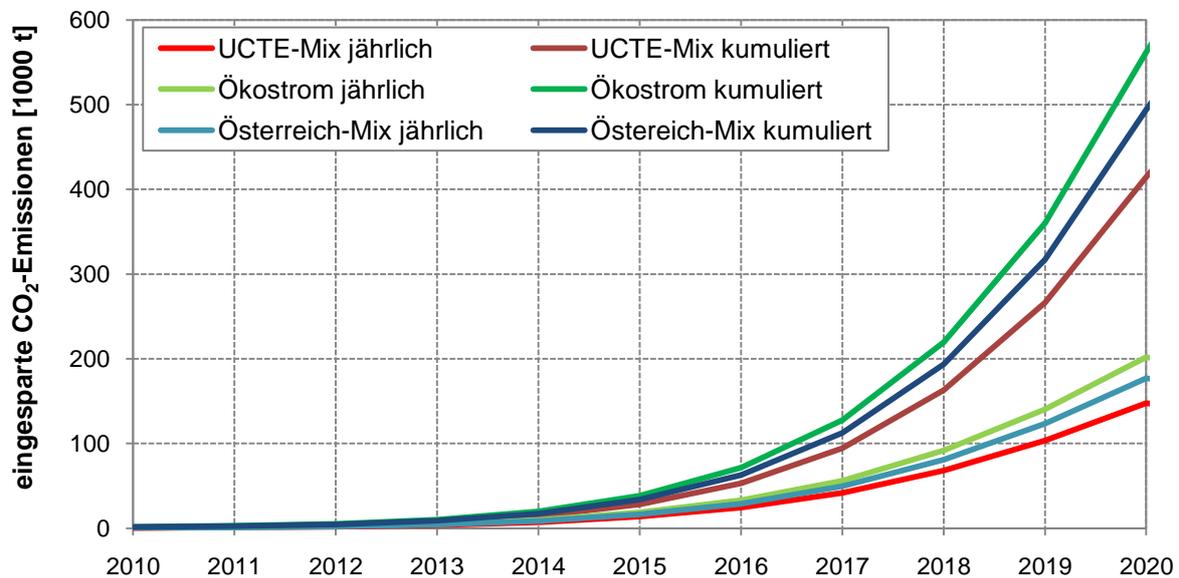


Abbildung 40: Berechnetes CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial bis 2020 beim Szenario „realistischer Zuwachs“

### 6.2.1 Ungesteuerte Ladung

Bei der ungesteuerten Ladung wird angenommen, dass vor allem nach der Ankunft am Wohnort geladen wird, also hauptsächlich abends nach dem Berufsverkehr. Dies bedeutet, die Nebenladezeit beginnt für alle um 9 Uhr und die Hauptladezeit um 17 Uhr. Die Nebenladezeit endet um 15 Uhr (vor der Rückfahrt vom Arbeitsplatz nach Hause) und die Hauptladezeit endet um 7 Uhr (vor der Hinfahrt zum Arbeitsplatz). Diese Szenarioannahmen stellen einen sehr ungünstigen Fall bezüglich der Erhöhung der Abendspitze dar, weil in der Praxis nicht alle Fahrzeuge zur gleichen Zeit am Wohnort ankommen und mit dem Laden beginnen werden.

In Abbildung 41 ist erkennbar, dass selbst bei einer geringen Verbreitung von Elektroautos der Ladezeitpunkt nicht unerheblich ist. Im abgebildeten Fall der ungesteuerten Ladung erhöht sich die Tagesspitzenlast im Winter merkbar. Im Sommer hingegen ist, wie in Abbildung 42 ersichtlich, die Ladung zu den Abendzeiten problemlos möglich.

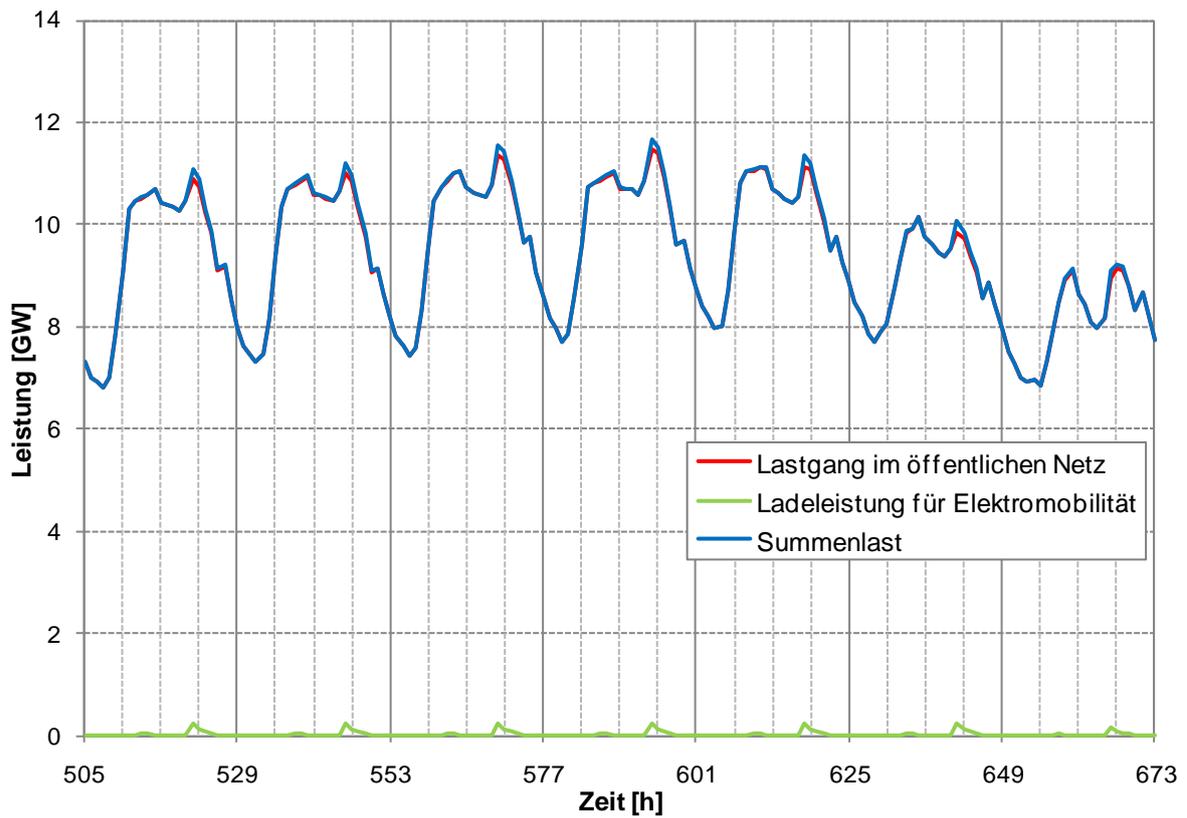


Abbildung 41: Szenario „realistischer Zuwachs“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2020 bei ungesteuerter Ladung

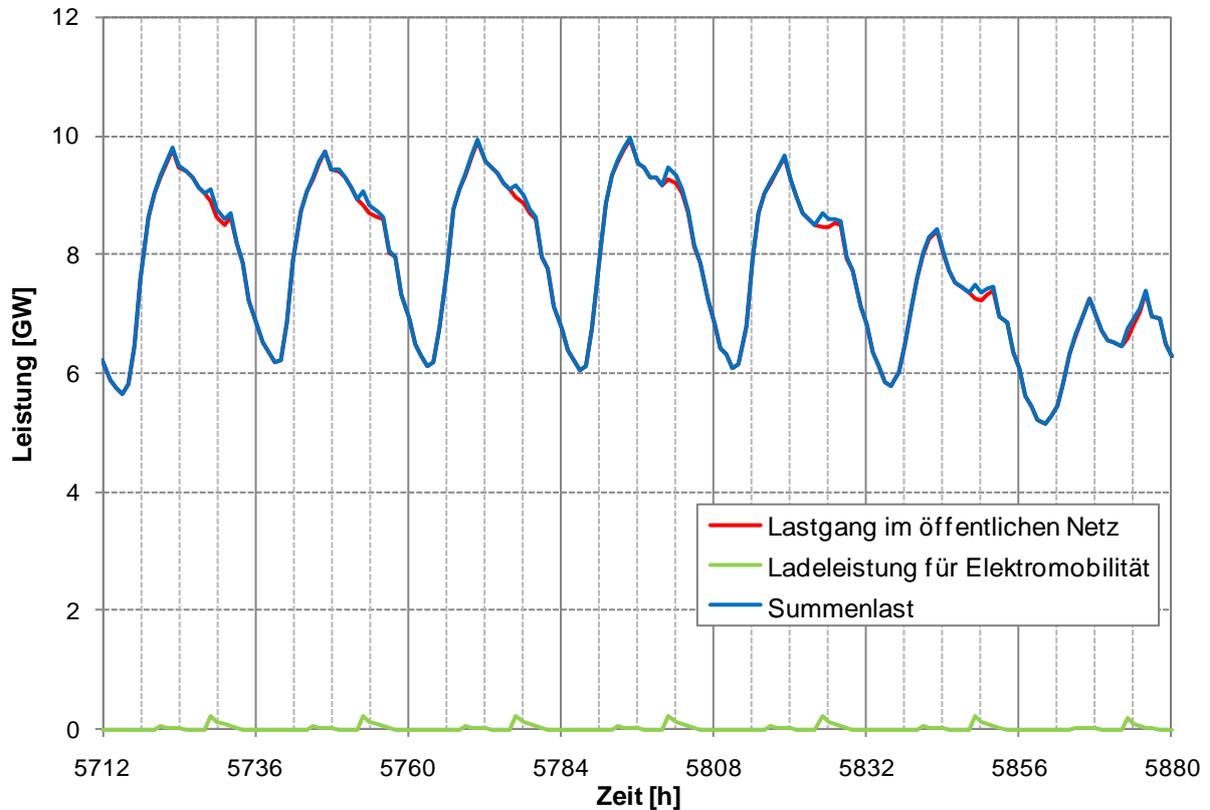


Abbildung 42: Szenario „realistischer Zuwachs“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2020 bei ungesteuerter Ladung

## 6.2.2 Gesteuerte Ladung

Die gesteuerte Ladung zielt darauf ab, die Spitzenlast nicht zu erhöhen und gleichzeitig die geringe Last in der Nacht zu steigern, ohne dabei zu riskieren, dass der Ladevorgang nachts über eine vollständige Ladung garantiert. Die Nebenladezeit ist für alle Typen gleich und geht von 14:00 bis 17:00 Uhr. In der Hauptladezeit wird nach Typen getrennt eingeschaltet. Typ 3 braucht wegen der einphasigen Ladung am längsten, um einen leeren Akkumulator wieder vollständig aufzuladen und startet deshalb als erster um 22:00 Uhr. Typ 1 lädt auch einphasig, hat aber einen kleineren Energiespeicher und braucht deshalb nicht so lange für eine vollständige Ladung. Er startet um 23:00 Uhr. Typ 2 hat zwar den größten Akkumulator eingebaut, lädt aber dreiphasig und ist deshalb am schnellsten fertig. Er startet um 1:00 Uhr nachts. Ende der Hauptladezeit ist für alle Typen um 7:00 Uhr (Beginn der Wege zum Arbeitsplatz). Eine derartige Ladung wäre beispielsweise durch Zeitschaltuhren in den Ladegeräten oder durch Rundsteuerung zu erreichen.

Bei der gesteuerten Ladung ist – durch die geringe Anzahl der Fahrzeuge in diesem Szenario und die stufenweise Zuschaltung der verschiedenen Typen – sowohl im Winter als auch im Sommer (siehe Abbildung 43 und Abbildung 44) kaum eine Abweichung von der ursprünglichen Lastganglinie erkennbar. Das Ziel die Lastspitzen nicht zu erhöhen konnte in diesem Szenario durch eine gesteuerte Ladung erreicht werden.

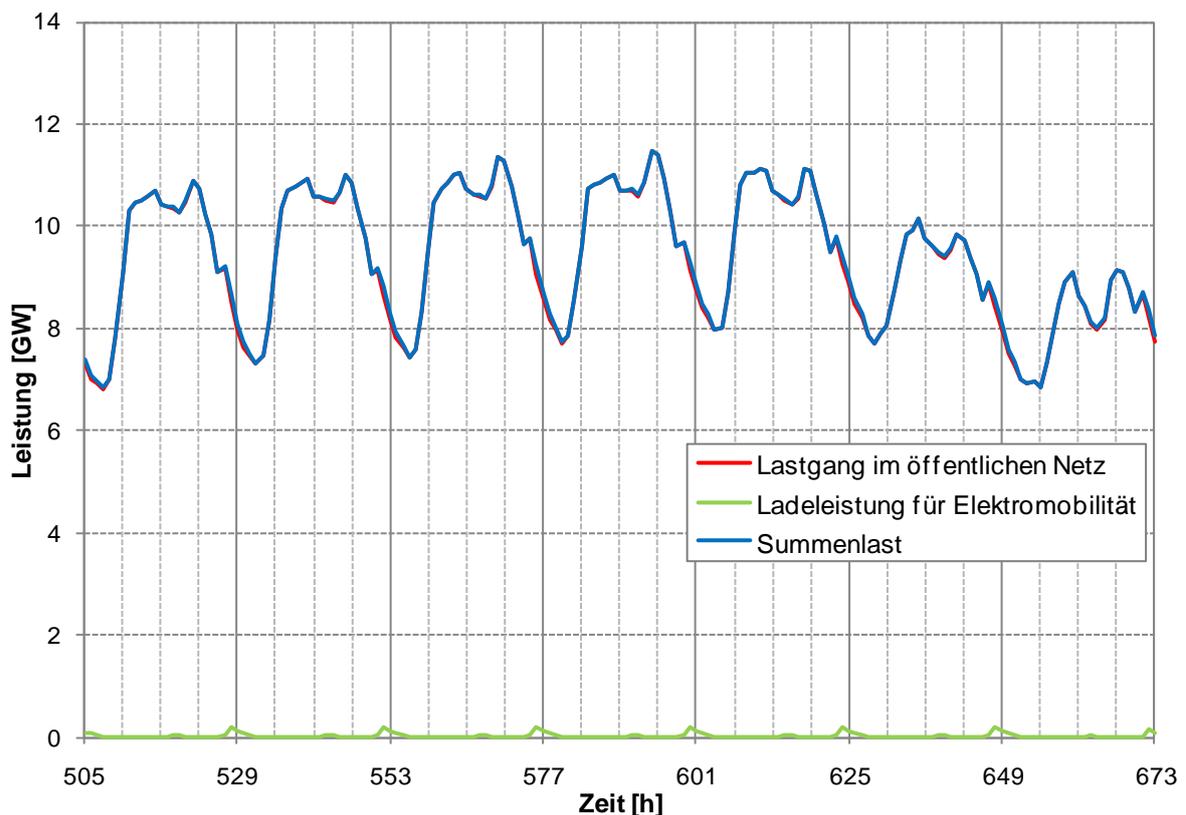


Abbildung 43: Szenario „realistischer Zuwachs“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2020 bei gesteuerte Ladung

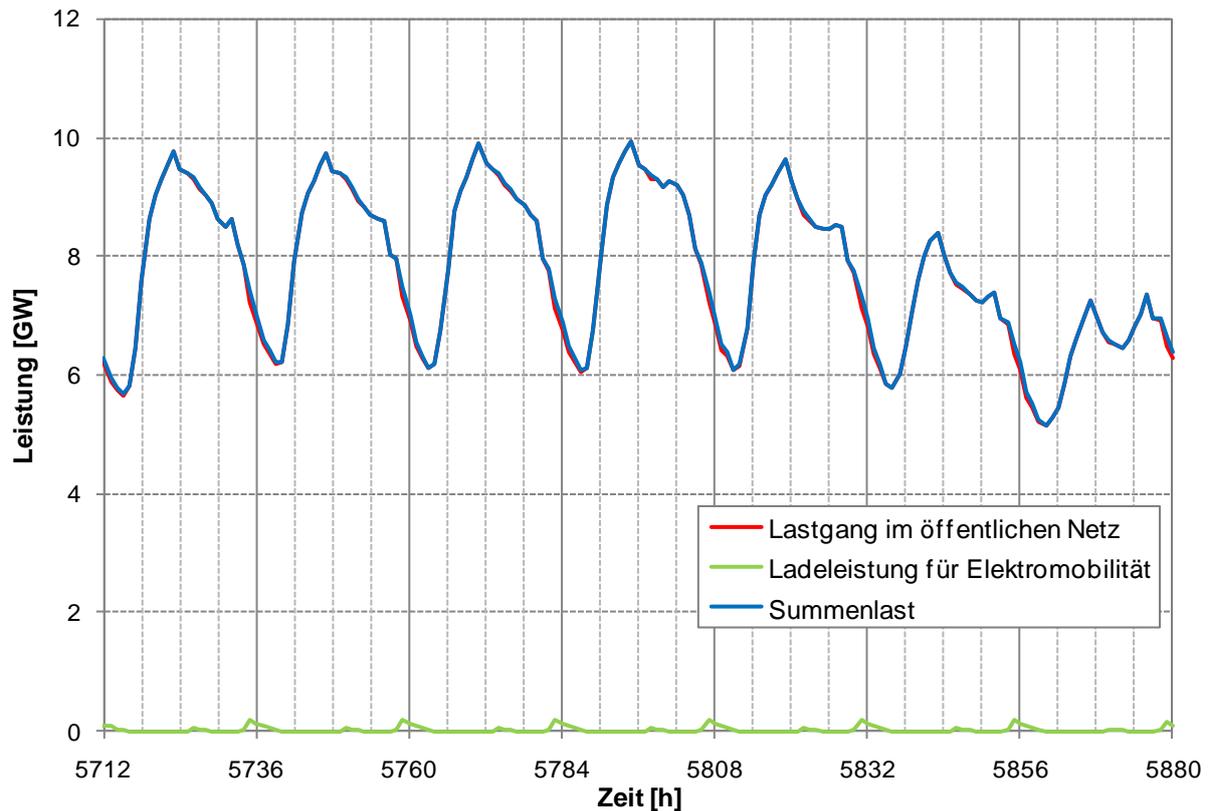


Abbildung 44: Szenario „realistischer Zuwachs“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2020 bei gesteuerte Ladung

### 6.2.3 Schlussfolgerung aus dem Szenario „realistischer Zuwachs“

Selbst bei „nur“ etwa 113.000 Fahrzeugen im Jahr 2020 ist es bereits sinnvoll, den Ladevorgang zu steuern. Das bedarfsgerechte Laden (ungesteuerter Fall) wird in der Praxis nicht exakt auf den in dieser Simulation ungünstig gewählten Zeitpunkt fallen, dennoch verdeutlicht diese „Ladestrategie“, was im schlechtesten Fall geschieht. Selbst wenn nur 0,17 % des Strombedarfs des öffentlichen Netzes für die Ladung von Elektrofahrzeugen verwendet werden, kommt es zu einer Erhöhung der abendlichen Lastspitze. Daraus folgt, dass der Startzeitpunkt des Ladevorgangs durch das Ladegerät selbst (eingebaute Zeitschaltuhr) oder eine Fernsteuerung (z.B. über Rundsteuerung) einstellbar sein sollte.

## 6.3 Szenario „20 % in 2020“

Das Szenario „20 % in 2020“ ist angelehnt an die 20 %<sup>3</sup>-Ziele der europäischen Kommission (Europäisches Parlament, 2008), die 2020 Realität sein sollen. Statt von 20 % Reduktion der Treibhausgasemissionen, 20 % erneuerbaren Energien und um 20 % gesteigerter Energieeffizienz wird in diesem Szenario von 20 % Elektro- und Plug-In-Hybridfahrzeugen im Jahr 2020 ausgegangen. Die Typen 2 und 3 teilen sich denselben Markt, da beide Elektroautos auf den Zweitwagenmarkt abzielen, daher können ihre Anteile in Summe max. 100 % ergeben. Dieses Szenario stellt, wie unter Abbildung 45 ersichtlich, ein Maximalszenario dar.

Bis zum Jahr 2020 wird folgender Bestand erreicht:

- Typ 1: 579.580 Stück 12,7 % der prognostizierten PKW-Flotte
- Typ 2: 145.350 Stück 3,2 % der prognostizierten PKW-Flotte
- Typ 3: 189.030 Stück 4,2 % der prognostizierten PKW-Flotte

In Summe sind das 914.860 Fahrzeuge oder 20 % vom prognostizierten Gesamtbestand. Diese Fahrzeuge verbrauchen zusammen 1.072 GWh Strom. Dies entspricht einem Anteil von 1,48 % am prognostizierten Stromverbrauch im öffentlichen Netz im Jahr 2020.

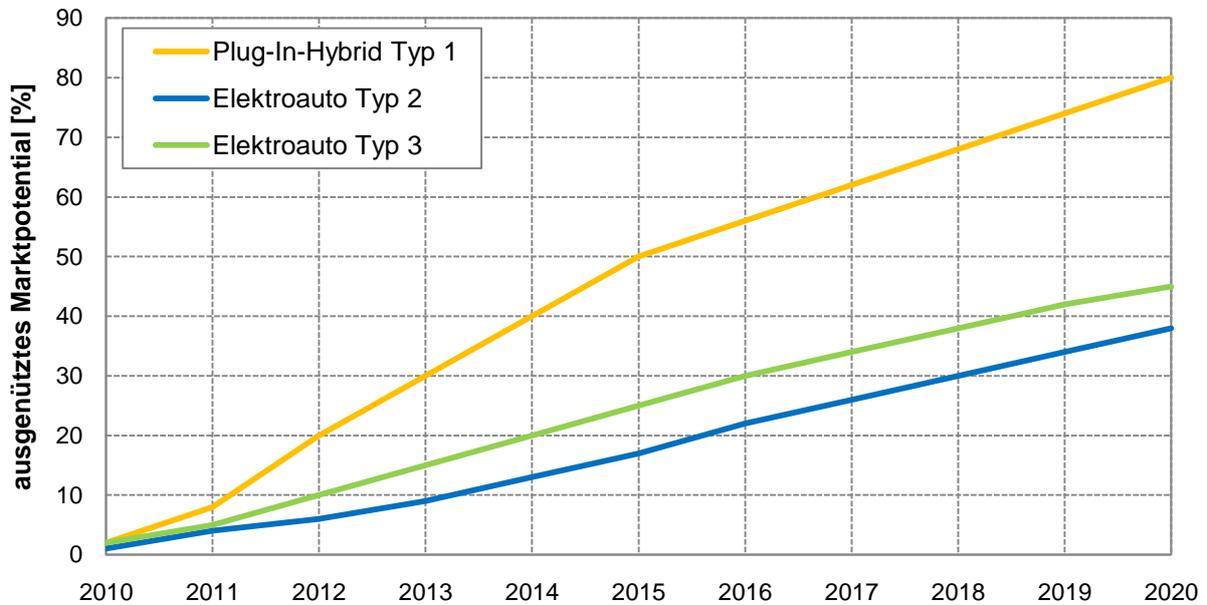


Abbildung 45: Angenommene Marktpotenzialausnutzung beim Szenario „20 % in 2020“

Wird der gesamte für die Elektromobilität benötigte Strom in diesem Szenario aus regenerativen Quellen erzeugt, so können bis zum Jahr 2020 bis zu 7.021.300 t CO<sub>2</sub> Kohlendioxid eingespart werden. Mit dem österreichischen Strommix von 2008 wären es 6.091.300 t CO<sub>2</sub> und beim UCTE-Mix immerhin noch 4.935.100 t CO<sub>2</sub>. Abbildung 46 stellt dies wiederum grafisch dar.

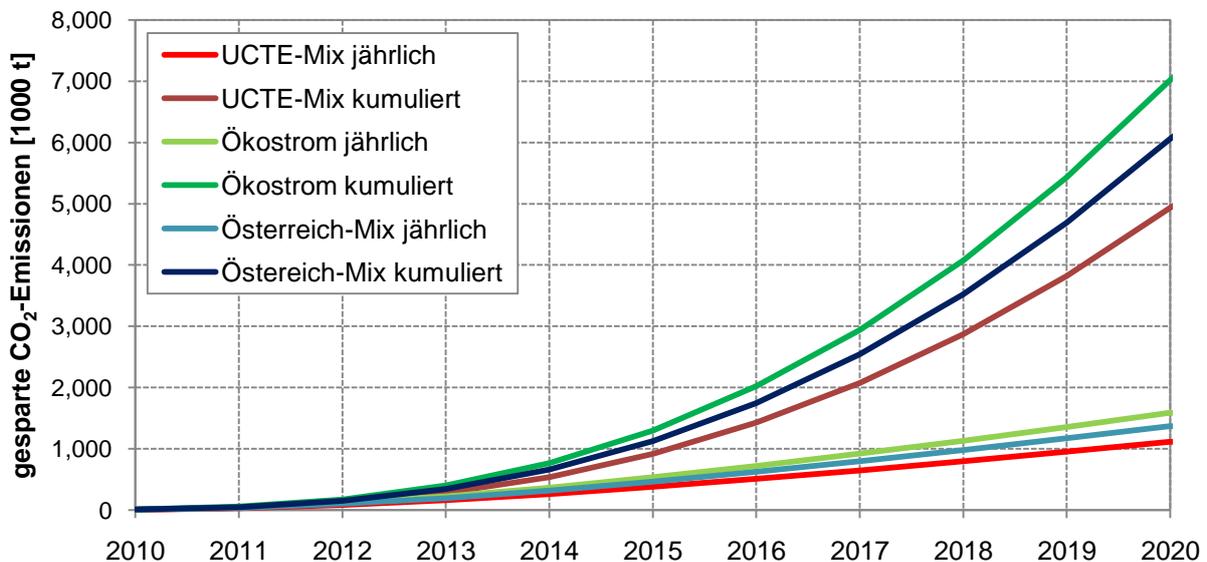


Abbildung 46: Berechnetes CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial bis 2020 beim Szenario „20 % in 2020“

Würde ein höherer Verbrauch der E-Fahrzeugflotte angenommen werden, z.B. von

- Typ 1 statt 16 →  $20 \frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$ ,
- Typ 2 statt 20 →  $25 \frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$  und
- Typ 3 statt 15 →  $20 \frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$

betragen, so würde der Strombedarf im Jahr 2020 auf 1.361 GWh ansteigen, was 1,88 % des berechneten Strombedarfs im öffentlichen Netz von 2020 entspräche. Das CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial bliebe bei regenerativ erzeugtem Strom mit 7.021.300 t CO<sub>2</sub> gleich, würde aber für den österreichischen Strommix auf 5.840.300 t CO<sub>2</sub> bzw. für den UCTE-Mix auf 4.372.000 t CO<sub>2</sub> sinken.

### 6.3.1 Ungesteuerte Ladung

Bei der ungesteuerten Ladung wird angenommen, dass sofort nach Ankunft am Wohnort mit der Ladung begonnen wird, also hauptsächlich nach dem Berufsverkehr. Für die Simulation bedeutet dies, dass die Nebenladezeit für alle um 9:00 Uhr und die Hauptladezeit um 17:00 Uhr beginnt. Die Nebenladezeit endet um 15:00 Uhr (vor der Rückfahrt vom Arbeitsplatz) und die Hauptladezeit endet um 7:00 Uhr (vor der Hinfahrt zum Arbeitsplatz). Diese Szenarioannahmen stellen einen sehr ungünstigen Fall bezüglich der Erhöhung der Abendspitze dar, weil in der Praxis nicht alle Fahrzeuge zur gleichen Zeit am Wohnort ankommen und mit dem Ladevorgang beginnen werden.

Wie aus Abbildung 47 und Abbildung 48 ersichtlich ist, wird bei dieser Lademethode die Spitzenlast im Winter und auch im Sommer dramatisch erhöht. Würde tatsächlich so geladen werden, müssten bereits bis zum Jahr 2020 für Elektrofahrzeuge zusätzlich bis zu 2.000 MW an Spitzenlastkraftwerken gebaut werden.

Ohne Ladelastbeeinflussung würde elektrische Mobilität also direkt zu einer Erhöhung der Abendspitze beitragen, was eine Verringerung der Auslastung des erforderlichen Kraftwerks-parks, erhöhte Strombezugskosten für Vertriebsunternehmen und in weiterer Folge höhere Preise für Endkunden zur Folge hätte.

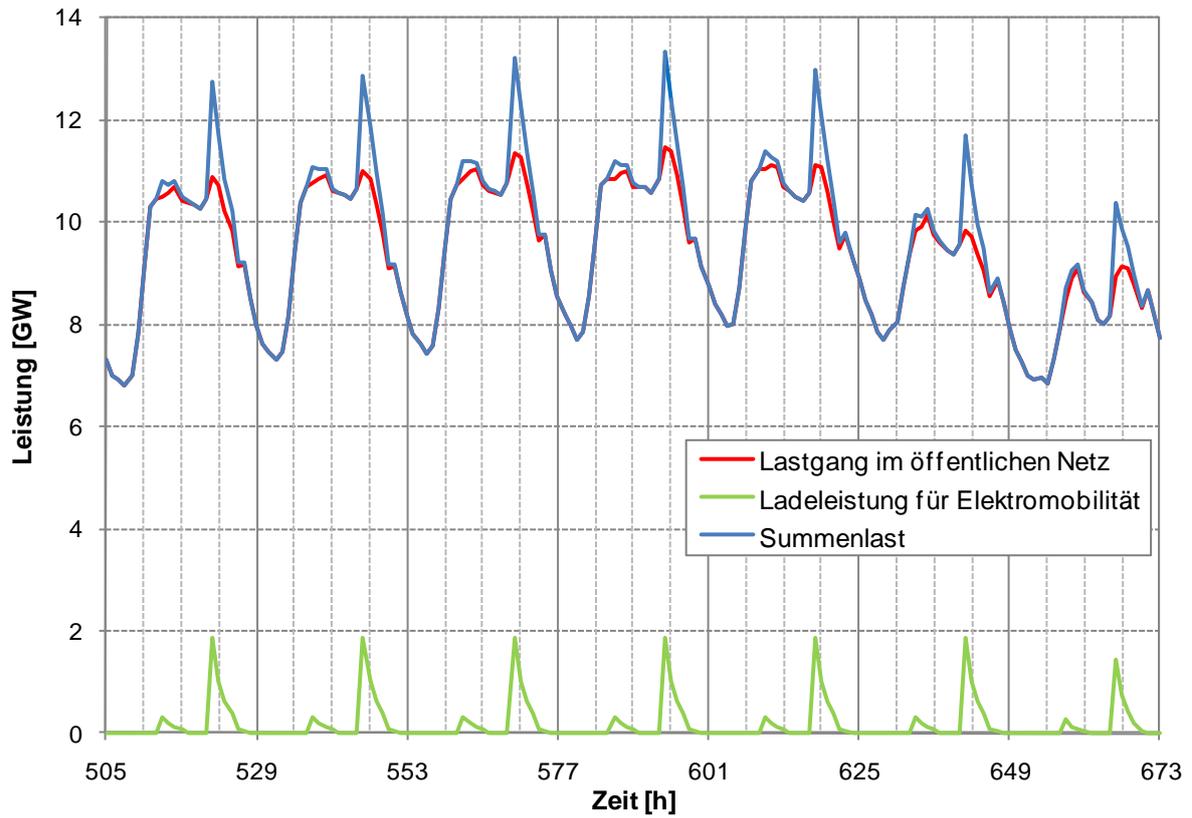


Abbildung 47: Szenario „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2020 bei ungesteuerter Ladung

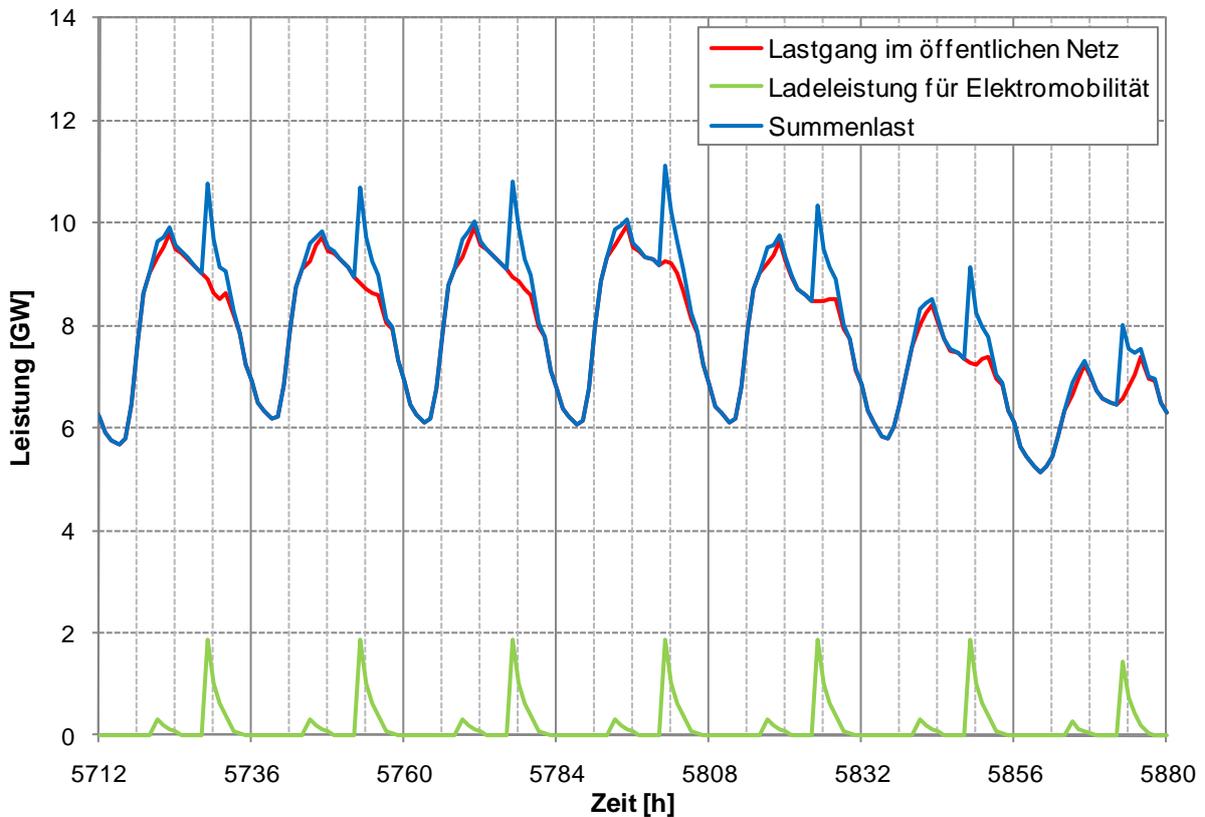


Abbildung 48: Szenario „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2020 bei ungesteuerter Ladung

### 6.3.2 Gesteuerte Ladung

Die gesteuerte Ladung zielt darauf ab, eine Erhöhung der Spitzenlast zu vermeiden. Gleichzeitig sollte der Lastgang vergleichmäßigt werden, wobei gewährleistet bleiben muss, dass die Ladezeiten in der Nacht für eine vollständige Ladung ausreichen. Die Nebenladezeit ist in der Simulation für alle Typen gleich und geht von 14:00 bis 17:00. In der Hauptladezeit wird nach Typen getrennt eingeschaltet. Typ 3 braucht wegen der einphasigen Ladung am längsten, um einen leeren Akkumulator wieder vollständig aufzuladen und startet deshalb als erster um 22:00 Uhr. Typ 1 lädt auch einphasig, hat aber einen kleineren Energiespeicher und braucht deshalb nicht so lange für eine vollständige Ladung. Er startet in der Simulation um 23:00 Uhr. Typ 2 hat zwar den größten Akkumulator eingebaut, lädt aber dreiphasig und ist deshalb am schnellsten fertig. Er startet um 1:00 Uhr nachts. Ende der Hauptladezeit ist für alle Typen um 7:00 Uhr (Beginn der Wege zum Arbeitsplatz). Eine derartige Ladung wäre beispielsweise durch Zeitschaltuhren in den Ladegeräten oder durch Rundsteuerung zu erreichen.

In Abbildung 49 und Abbildung 50 ist erkennbar, dass bei der Ladestrategie „gesteuerte Ladung“, sowohl im Winter als auch im Sommer keine Erhöhung der Spitzenlast auftritt.

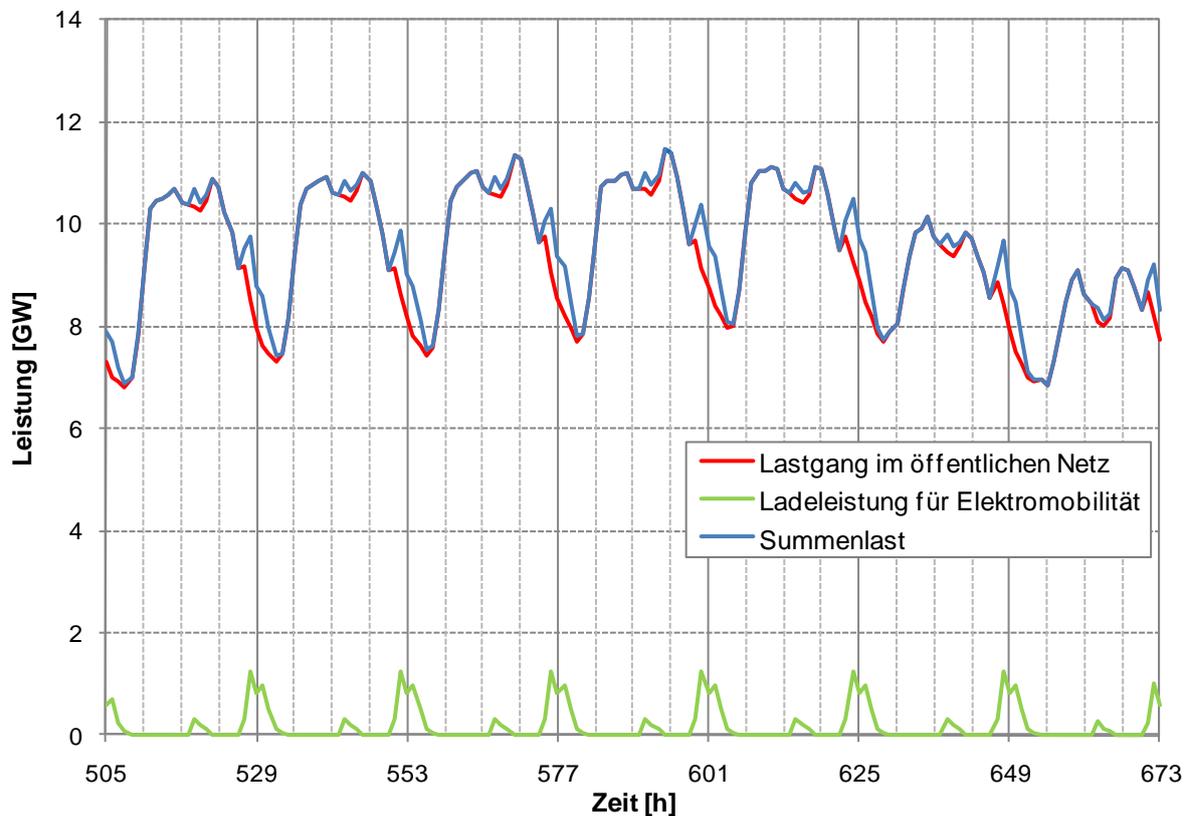


Abbildung 49: Szenario „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2020 bei gesteuerter Ladung

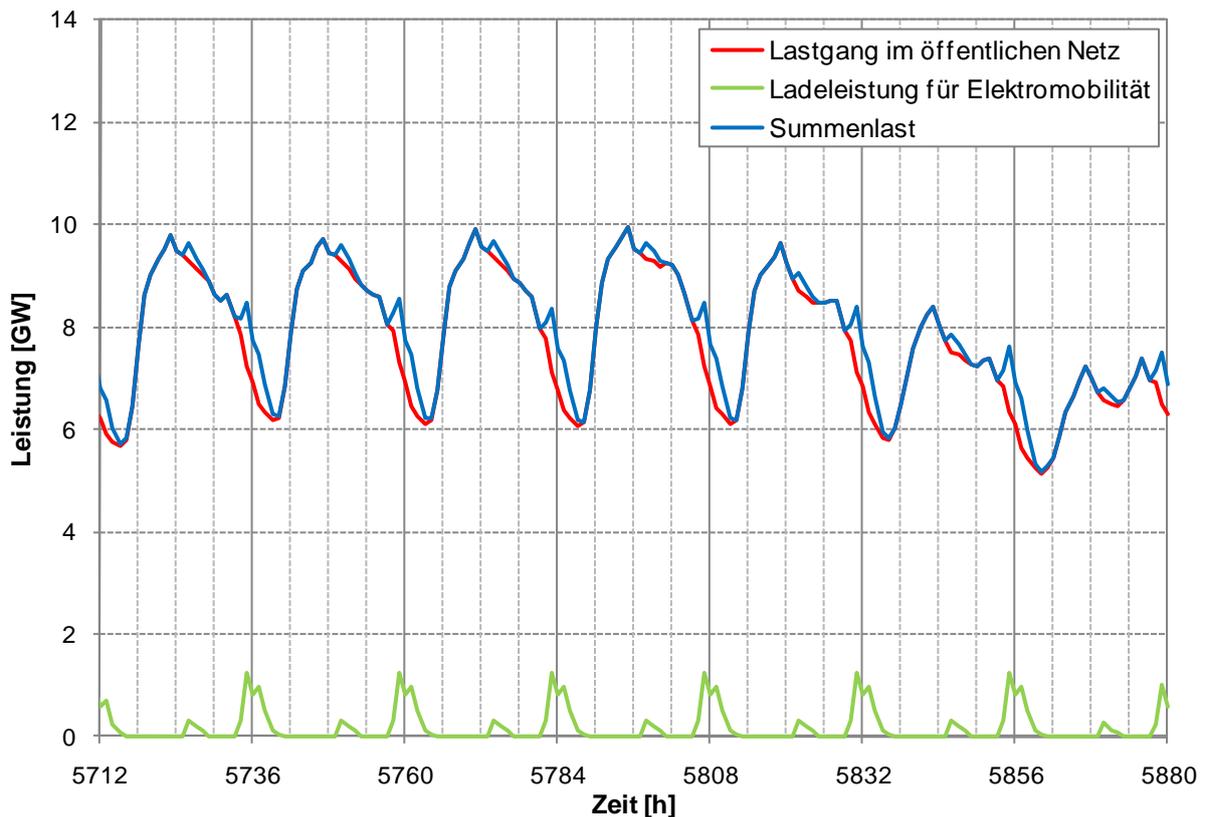


Abbildung 50: Szenario „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2020 bei gesteuerter Ladung

### 6.3.3 Schlussfolgerung aus dem Szenario „20 % in 2020“

Was sich bereits im Szenario „realistischer Zuwachs“ angedeutet hat, wird im Szenario „20 % in 2020“ offensichtlich. Völlig unbeeinflusste Ladevorgänge können bei einem Stromverbrauch für Batterieladung von lediglich 1,48% eine zusätzliche Spitzenlast von bis zu 2.000 MW verursachen. Außerdem sind bei einem derartig hohen Lastanstieg auch Netzüberlastungen nicht mehr auszuschließen. Werden die Ladevorgänge aber gestaffelt und gezielt außerhalb der Spitzenzeiten vorgenommen, so ergibt sich auch bei 20 % Elektromobilität keine Notwendigkeit eines Ausbaus des Kraftwerksparks und des Leitungsnetzes.

## 6.4 Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“

Wird das Szenario „20 % in 2020“ um 10 Jahre verlängert, so lässt sich feststellen, dass die Potenzialausnutzung bei den Neuzulassungen kaum noch gesteigert werden kann, da bereits im Jahr 2020 über 80 % des Marktpotenzials ausgeschöpft werden.

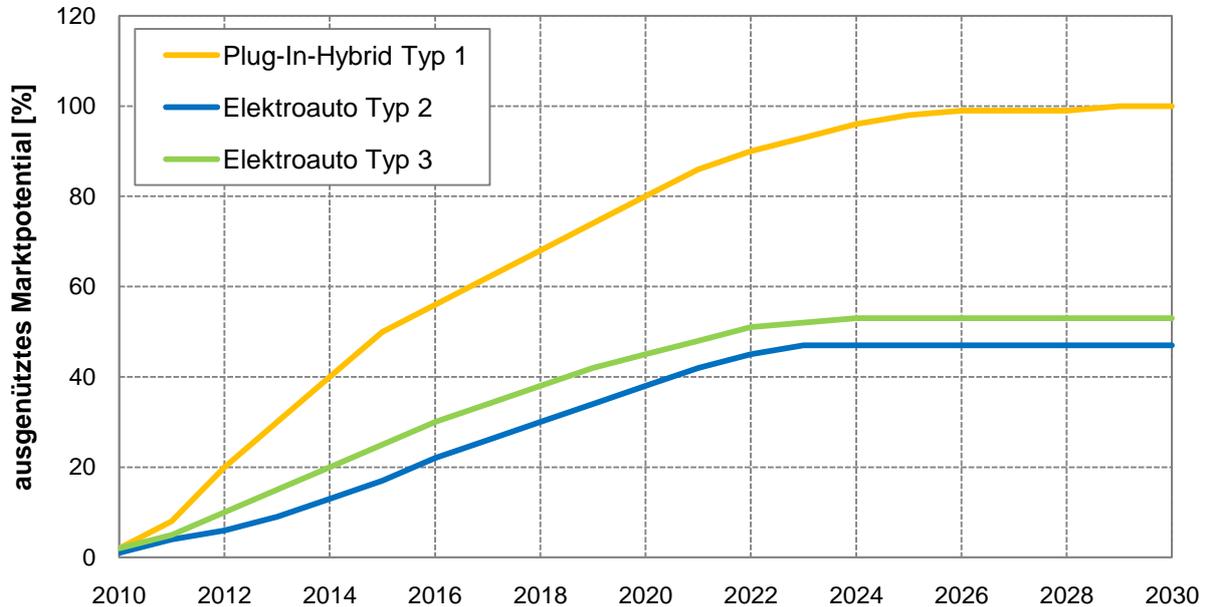


Abbildung 51: Angenommene Marktpotenzialausnutzung beim verlängerten Szenario „20 % in 2020“

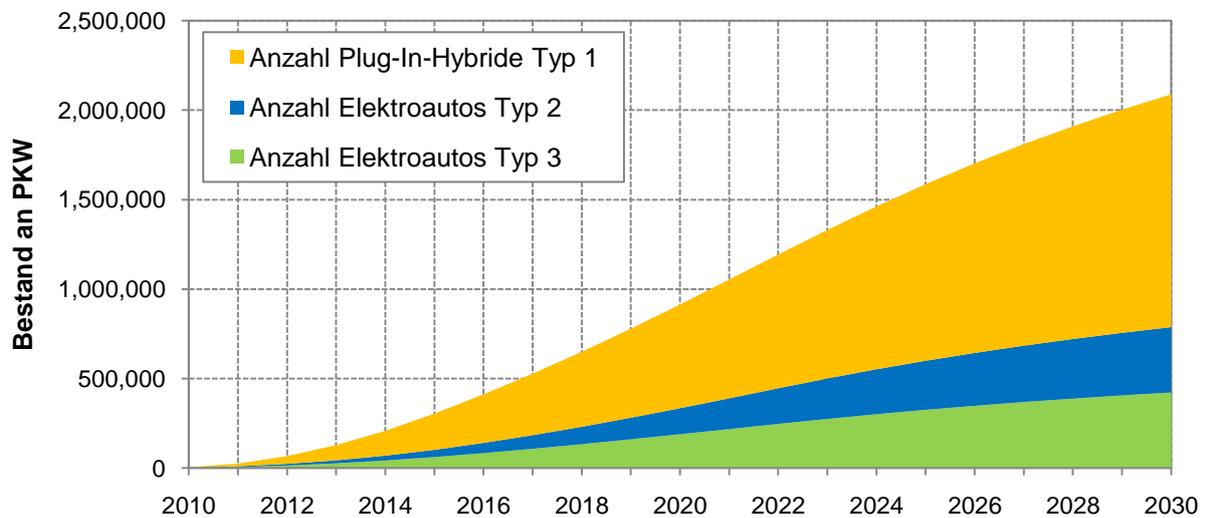
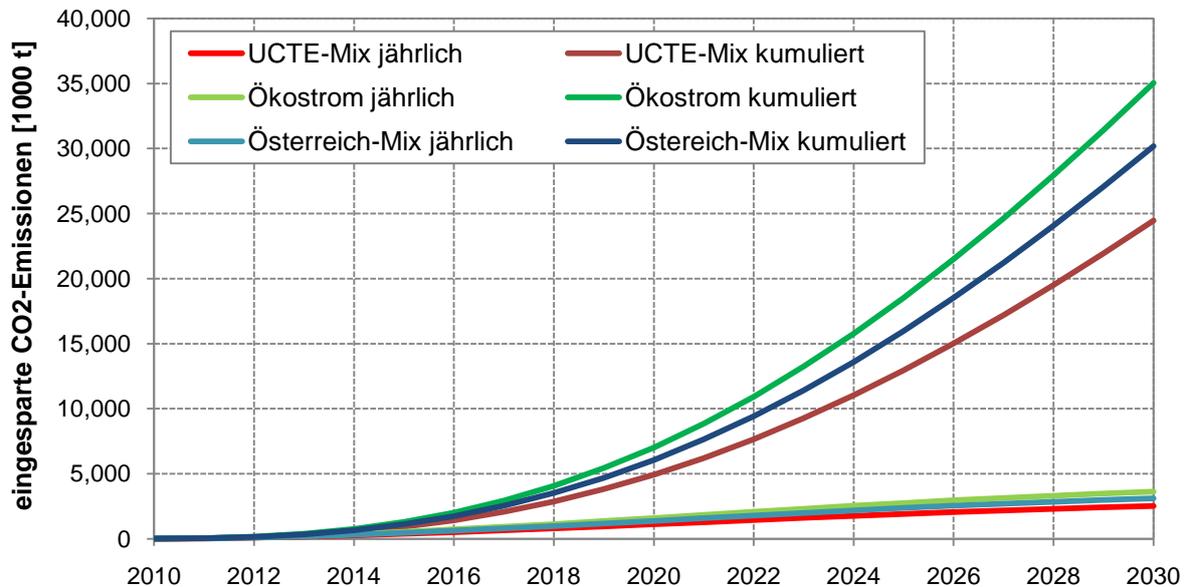


Abbildung 52: Berechnete Bestandsentwicklung der drei Fahrzeugtypen im fortgeführten Szenario „20 % in 2020“

Jedoch wird, wie in Abbildung 52 ersichtlich, der Bestand erst mit der Zeit durchdrungen.

**Tabelle 35: Fortgeführtes Szenario „20 % in 2020“ – Vergleich der berechneten Bestände an elektrischen Fahrzeugen im Jahr 2020 bzw. 2030**

	2020	Anteil	2030	Anteil
Anzahl Typ 1	579.580	12,7 %	1.301.100	27,8 %
Anzahl Typ 2	145.350	3,2 %	365.060	7,8 %
Anzahl Typ 3	189.930	4,2 %	423.240	9,1 %
Summe	914.860	20,1 %	2.089.410	46,7 %
Gesamtbestand	4.563.000	100 %	4.675.500	100 %



**Abbildung 53: Berechnetes CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial bis 2030 bei Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“**

Abbildung 53 zeigt, dass durch den viel höheren Elektrofahrzeugbestand das CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial in der zweiten Dekade des Szenarios viel höher ist als in der ersten Dekade.

**Tabelle 36: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – Vergleich des prognostizierten Ladestrombedarfs und der berechneten CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenziale von 2020 und 2030**

	2020	2030
Stromverbrauch Elektromobilität in GWh	1.072	2.471
% des prognostizierten Strombedarfs des öffentlichen Netzes	1,48	3,08
prognostizierter Stromverbrauch im öffentlichen Netz in GWh	72.512.000	80.098.400
kumuliertes CO <sub>2</sub> -Einsparspotenzial mit Ökostrom in t	7.021.300	35.041.600
kumuliertes CO <sub>2</sub> -Einsparspotenzial mit Österreich-Mix in t	6.091.300	30.324.000
kumuliertes CO <sub>2</sub> -Einsparspotenzial mit UCTE-Mix in t	4.935.100	24.459.400

Wird für die simulierten Fahrzeugtypen ein höherer Energieverbrauch angenommen (siehe unten), so ergeben sich die in Tabelle 37 dargestellten Werte.

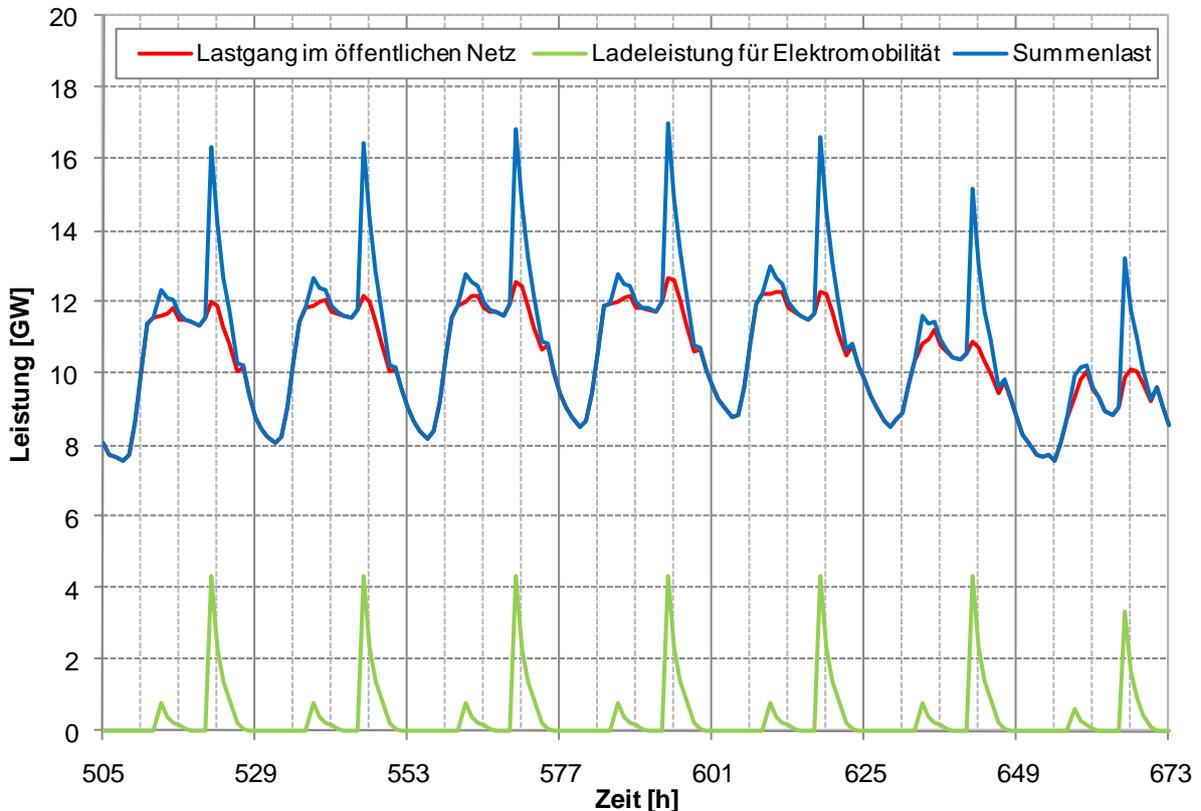
- Typ 1 statt 16 → 20  $\frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$
- Typ 2 statt 20 → 25  $\frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$
- Typ 3 statt 15 → 20  $\frac{\text{kWh}}{100 \text{ km}}$

**Tabelle 37: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ mit erhöhtem Verbrauch – Vergleich des prognostizierten Ladestrombedarfs und der berechneten CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenziale von 2020 und 2030**

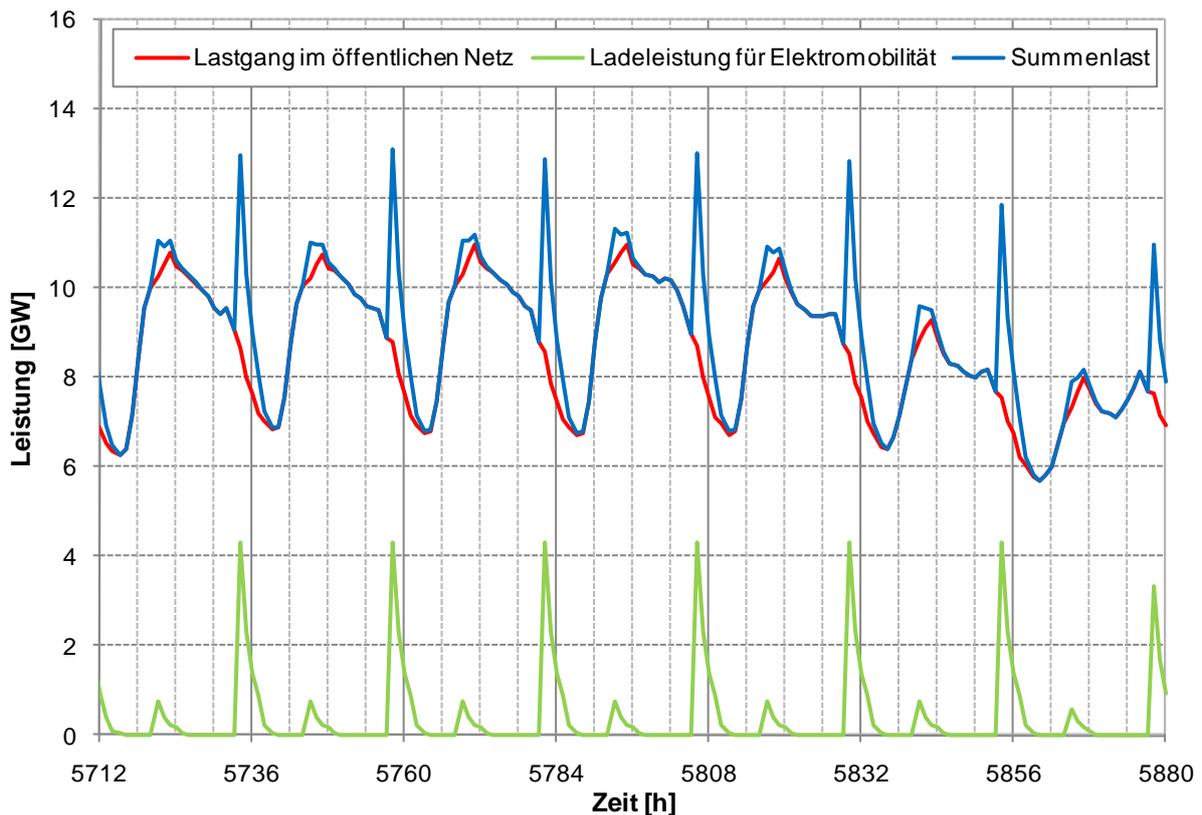
	2020	2030
<b>Stromverbrauch Elektromobilität in GWh</b>	1.361	3.136
<b>% des prognostizierten Strombedarfs des öffentlichen Netzes</b>	1,88	3,92
<b>prognostizierter Stromverbrauch im öffentlichen Netz in GWh</b>	72.512.000	80.098.400
<b>kumulierte CO<sub>2</sub>-Einsparung mit Ökostrom in t</b>	7.021.300	35.041.600
<b>kumulierte CO<sub>2</sub>-Einsparung mit Österreich-Mix in t</b>	5.840.300	29.052.600
<b>kumulierte CO<sub>2</sub>-Einsparung mit UCTE-Mix in t</b>	4.372.000	21.607.600

Wie in Tabelle 37 ersichtlich, ist die CO<sub>2</sub>-Einsparung auch bei weniger sparsamen Elektrofahrzeugen immer noch beträchtlich.

### 6.4.1 Ungesteuerte Ladung 2030



**Abbildung 54: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2030 bei ungesteuerter Ladung**

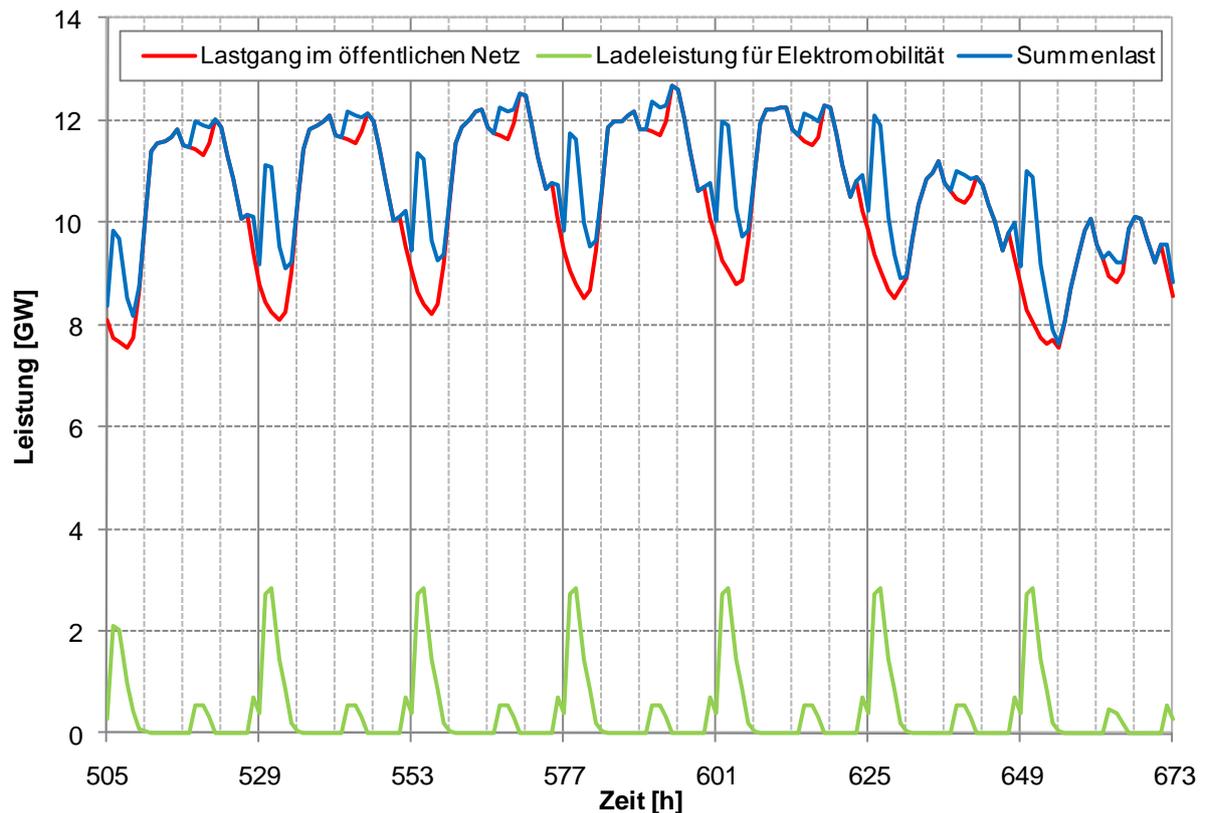


**Abbildung 55: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2030 bei ungesteuerter Ladung**

Wie zu erwarten war, hat die ungesteuerte Ladung im Jahr 2030 noch größere Auswirkungen als bereits im Jahr 2020.

#### 6.4.2 Gesteuerte Ladung 2030

Die gesteuerte Ladung gestaltet sich 2030 angesichts 2.111.000 elektrifizierter Automobile durchaus anders als 2020. Würden die gleichen Einschaltzeitpunkte verwendet wie 2020, so würde es 2030 zu einer Erhöhung der Spitzenlast durch eine Nachtspitze kommen. Darum wird der Beginn der Ladung zeitlich nach hinten verschoben und auch die Nebenladezeit wird zeitlich gestaffelt. Typ 1 und 3 beginnen mit der Ladung in der Nebenladezeit weiterhin um 14:00 Uhr, während Typ 2 wegen seiner leistungsstarken, schnellen, dreiphasigen Ladung eine Stunde später beginnt. Für alle Typen einheitlich definiertes Ende der Nebenladezeit bleibt 17:00 Uhr. Um die Nachtspitze zu verhindern, beginnt nun Typ 1 mit seiner Ladung um 1:00 Uhr, Typ 2 um 2:00 Uhr und Typ 3 um 23:00 Uhr. Das Ende der Hauptladezeit bleibt mit 7:00 Uhr gleich wie im Szenario bis 2020. Die Wahrscheinlichkeit, dass durch die Verkürzung der Hauptladezeit nur eine unvollständige Ladung stattfindet, steigt zwar, ist aber nicht besorgniserregend, da selbst bei einer kompletten Entladung mit dem verkürzten Ladevorgang zumindest 95 % der Kapazität geladen werden. Die Auswirkungen auf den Lastgang durch eine Ladung nach diesen Parametern sind in Abbildung 56 und Abbildung 57 zu sehen.



**Abbildung 56: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2030 bei angepasster, gesteuerter Ladung**

In der vorliegenden Modellierung wurde berücksichtigt, dass jeder Fahrzeugtyp so viel nächtliche Ladezeit zur Verfügung hat wie er für eine 95%ige Vollladung benötigt. D.h. per Rundsteuerung würde jedes Fahrzeug pro Nacht die entsprechende Zeit ans Netz geschaltet werden, auch wenn der Ladevorgang höchstwahrscheinlich schon nach kurzer Zeit beendet ist. Daraus resultieren in der Regel zu frühe Einschaltzeiten, weil der Großteil der Fahrzeuge nicht vollständig entladen wird. Als Folge dieser vereinfachenden Annahme tritt in den Simulationen eine deutliche Nachtspitze in Erscheinung. Man erkennt, dass die herkömmliche Rundsteuerung nur bedingt geeignet ist, z.B. durch eine Staffelung der Einschaltzeiten nach Versorgungsgebieten, eine Erhöhung des Grundlastanteils zu erreichen. In der Praxis müssten „intelligente“ Ladegeräte mit Berücksichtigung des Batterieladestandes eingesetzt werden, um die Schwankungen im Lastgang durch breiter gestreute Ladebeginnzeiten zu minimieren und ein vergleichmäßigtetes Lastprofil zu erreichen. Diese Möglichkeit wurde in der Simulation nicht berücksichtigt.

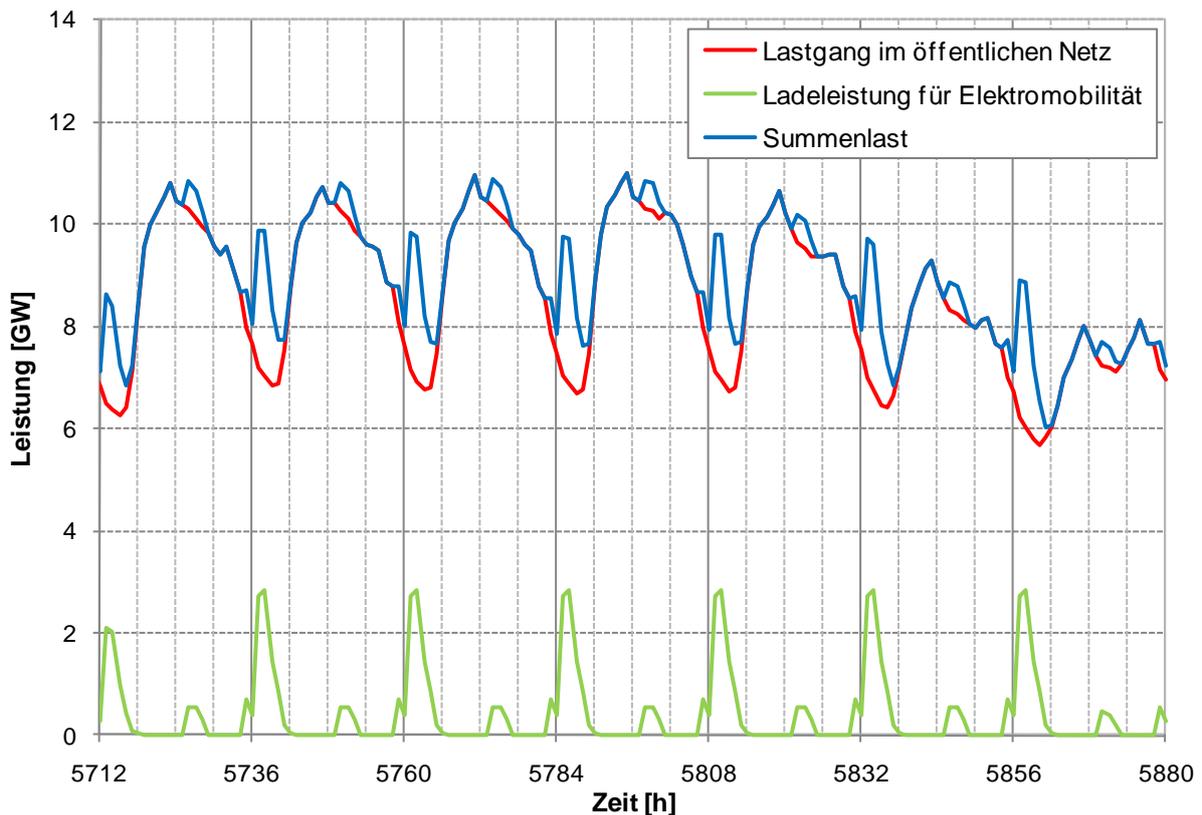


Abbildung 57: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2030 bei angepasster, gesteuerter Ladung

### 6.4.3 Schlussfolgerung des fortgeführten Szenarios „20 % in 2020“

Bei einer Verlängerung des Szenarios „20 % in 2020“ bis 2030 ist eine gesteuerte Ladung unbedingt notwendig. Die gesteuerte Ladung muss hier bereits höhere Anforderungen erfüllen, um Einschaltspitzen zu vermeiden. Die Ladebeginnzeiten müssen breiter gestreut und generell hin zu späteren Zeitpunkten verschoben werden. Eine Optimierung des Ladevorganges hinsichtlich möglichst geringer Verbrauchsschwankungen der Summenlast im Netz ist in diesem Fall nur mehr mit „intelligenten“ Ladegeräten möglich, welche z.B. je nach Ladezustand selbständig die Ladebeginnzeit wählen könnten.

## 6.5 Szenarienübersicht

Tabelle 38 gibt einen Überblick über die wichtigsten Ergebnisse der verschiedenen Szenarien. Im Szenario „realistischer Zuwachs“ wird bis zum Jahr 2020 ein Bestand von ca. 110.000 elektrifizierten Fahrzeugen in Österreich prognostiziert. Dadurch ergeben sich ein zusätzlicher jährlicher Strombedarf von 0,17 % des prognostizierten Strombedarfs im öffentlichen Netz ohne Elektromobilität sowie eine Einsparung von bis zu 202.000 t Kohlendioxid im Jahr 2020. Im maximalen Fall, dem bis 2030 fortgeführten Szenario „20 % in 2020“, wird bis 2030 von ca. 2,1 Mio. Fahrzeugen ausgegangen, die bei einem zusätzlichen jährlichen Strombedarf von nur rund 3 % eine Einsparung von bis zu 3,6 Mio. t Kohlendioxid im Jahr 2030 erreichen könnten.

Tabelle 38: Übersicht über die Berechnungsergebnisse der Szenarien

Szenario	Jahr		elektrifizierte Fahrzeuge		jährlicher Strombedarf		CO <sub>2</sub> -Einsparungspotenzial je nach Herkunft in t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /a <sup>27</sup>		
			Anzahl	relativ <sup>28</sup>	in MWh	relativ <sup>29</sup>	Öko-strom	Ö-Mix 2008	UCTE-Mix 2008
realistischer Zuwachs	2020	Typ 1	88.291	1,94%	84.878	0,12%	163.400	145.500	125.600
		Typ 2	6.858	0,15%	12.260	0,02%	12.900	10.500	7.500
		Typ 3	18.060	0,40%	24.216	0,03%	25.600	20.700	14.800
		<b>Gesamt</b>	<b>113.209</b>	<b>2,48%</b>	<b>121.355</b>	<b>0,17%</b>	<b>201.900</b>	<b>177.700</b>	<b>147.900</b>
20 % in 2020	2020	Typ 1	579.583	12,70%	557.179	0,77%	1.072.400	961.800	824.300
		Typ 2	145.351	3,19%	259.859	0,36%	261.500	210.000	145.800
		Typ 3	189.929	4,16%	254.667	0,35%	256.300	205.700	142.900
		<b>Gesamt</b>	<b>914.864</b>	<b>20,05%</b>	<b>1.071.705</b>	<b>1,48%</b>	<b>1.590.200</b>	<b>1.377.000</b>	<b>1.113.000</b>
20 % in 2020 fortgeführt	2030	Typ 1	1.301.105	28,52%	1.250.810	1,56%	2.407.400	2.159.100	1.850.400
		Typ 2	365.064	8,00%	652.661	0,81%	651.300	521.700	360.600
		Typ 3	423.242	9,28%	567.504	0,71%	566.300	453.700	313.600
		<b>Gesamt</b>	<b>2.089.411</b>	<b>45,79%</b>	<b>2.470.975</b>	<b>3,08%</b>	<b>3.625.000</b>	<b>3.134.400</b>	<b>2.524.600</b>

## 6.6 Extremfallbetrachtung: mögliche Auswirkungen auf das Verteilernetz

In Hinblick auf die derzeit angedachte Bildung sogenannter Modellregionen und -gemeinden für Elektromobilität könnten bereits in nicht allzu ferner Zukunft lokal hohe Dichten an Elektrofahrzeugen Realität werden. Wie in den vorhergehenden Kapiteln ausführlich dargestellt wurde, ist eine Ladelastbeeinflussung z.B. durch Rundsteuerung empfehlenswert. In einer Extremfallbetrachtung wird die daraus erwachsende Herausforderung für den Verteilernetzbetreiber hinsichtlich Gleichzeitigkeit demonstriert. Wie bereits im Kapitel 5.10 beschrieben, kann es durch die Anwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Dimensionierung von Anlagenteilen bei der zeitgleich beginnenden Ladung von Elektrofahrzeugen zu Problemen kommen, da dieser Anwendungsfall in der ursprünglichen Dimensionierung nicht vorgesehen war. Für diese Extremfallbetrachtung wird der nach den TAEV von 1990 (Verband der Elektrizitätswerke Österreichs, 1990) der denkbar ungünstigste Fall herangezogen.<sup>30</sup> Dieser tritt bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 18 % auf. Dieser Faktor wird bei einer Anlage mit 61 – 100 Wohnungen angewendet. Die betrachtete

<sup>27</sup> Die CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen sind bei CO<sub>2</sub>-neutraler Stromaufbringung (Ökostrom) am höchsten, da das maximale Einsparpotential durch den Umstieg von konventionellen Verbrennungskraftmaschinen auf Elektrofahrzeuge, abgesehen von den Emissionen des Plug-In Hybrides im VKM-Betrieb, nahezu in vollem Umfang zum Tragen kommt.

<sup>28</sup> Anteil am prognostizierten Gesamtbestand (2020: 4,56 Mio. Autos; 2030: 4,68 Mio. Autos)

<sup>29</sup> Anteil am prognostizierten Stromverbrauch im öffentlichen Netz (2020: 72.512 GWh; 2030: 80.098 GWh)

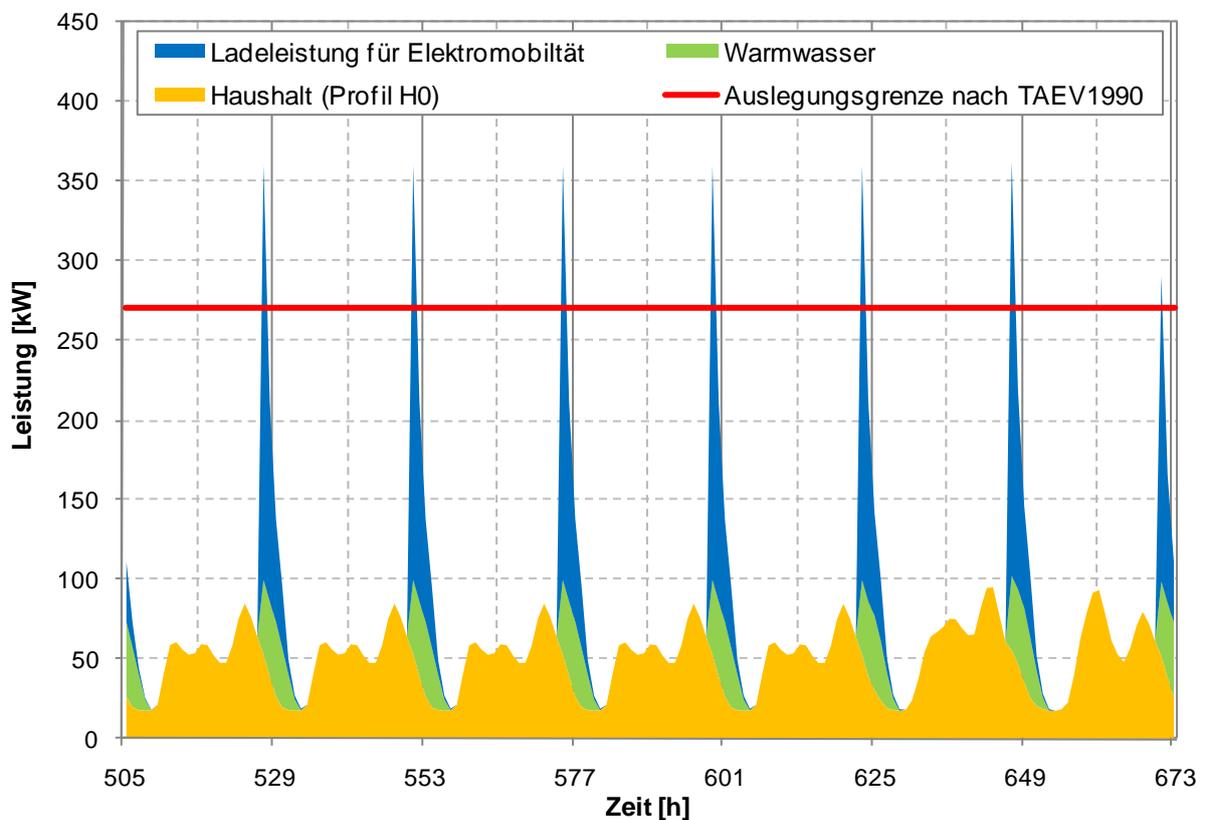
<sup>30</sup> Die aktuelle Version TAEV 2008 ist in diesem Punkt inhaltlich vergleichbar mit der Version aus 1990. Es wird in diesem Kapitel jedoch bewusst auf die ältere Version verwiesen um die Ausbauefordernisse im Gebäudebestand aufzuzeigen.

Anlage hat 100 Wohnungen, die Zuleitung ist mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 18 % dimensioniert und jeder Mieter einer Wohnung hat ein Elektroauto oder einen Plug-In-Hybrid. Es wird eine Anschlussleistung von 15 kW je Wohneinheit angenommen. Daraus errechnet sich für 100 Wohnungen bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 18 % eine Anschlussleistung von 270 kW für die Zuleitung zur Wohnsiedlung. Bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von beispielsweise 50 % wäre die Anschlussleistung mit 750 kW wesentlich höher dimensioniert.

Höhe und Verlauf der zusätzlich hinzukommenden Ladeleistung für Elektrofahrzeuge werden analog zu den vorhergehenden Kapiteln ermittelt.

### 6.6.1 Ergebnisse der Extremfallbetrachtung

Der ungünstigste Fall der Ladung tritt ein, wenn die Elektroautos untertags nicht geladen werden und am Abend alle Fahrzeuge gleichzeitig mit der Warmwasser-Rundsteuerung mit der Ladung beginnen. Basierend auf den Standardlastprofilen für Haushalte und Warmwasser (APCS Power Clearing and Settlement AG, 2007) ergibt sich im Winter der in Abbildung 58 dargestellte Lastgang.



**Abbildung 58: Extremfallbetrachtung für das Verteilernetz – simulierter Lastgang für 100 Haushalte in der 4. Jännerwoche bei ungünstigster Ladung**

Wie aus Abbildung 58 ersichtlich, wird die Auslegungsgrenze der Zuleitung (270 kW) bereits unter Annahme des Standardlastprofils für Haushalte durch die zusätzliche Ladeleistung von Elektrofahrzeugen überschritten. Bei nur 100 Wohneinheiten ist jedoch davon auszugehen, dass abweichend vom Standardlastprofil zusätzliche Spitzen auftreten werden, wodurch die Überlastungssituation verschärft wird. Somit ist festzustellen, dass die Zuleitung für eine bestehende Anlage mit 61 bis 100 Wohnungen, wenn sie gemäß TAEV dimensioniert ist, Probleme durch die neu hinzukommende Ladung von Elektroautos bekommen kann. Allerdings muss betont werden, dass dies der denkbar ungünstigste Fall ist. Werden die Bedingungen für die Ladung nur geringfügig verändert, zum Beispiel durch eine zeitversetzte

Ladung der drei Typen (Typ 1: 1:00 Uhr, Typ 2: 2:00 Uhr, Typ 3: 24:00 Uhr), welche nach der Warmwasserspitze (22:00 Uhr) beginnt, so wird das Problem bereits entschärft. Die simulierten Auswirkungen dieser Ladestrategie auf den Lastgang sind in Abbildung 59 dargestellt.

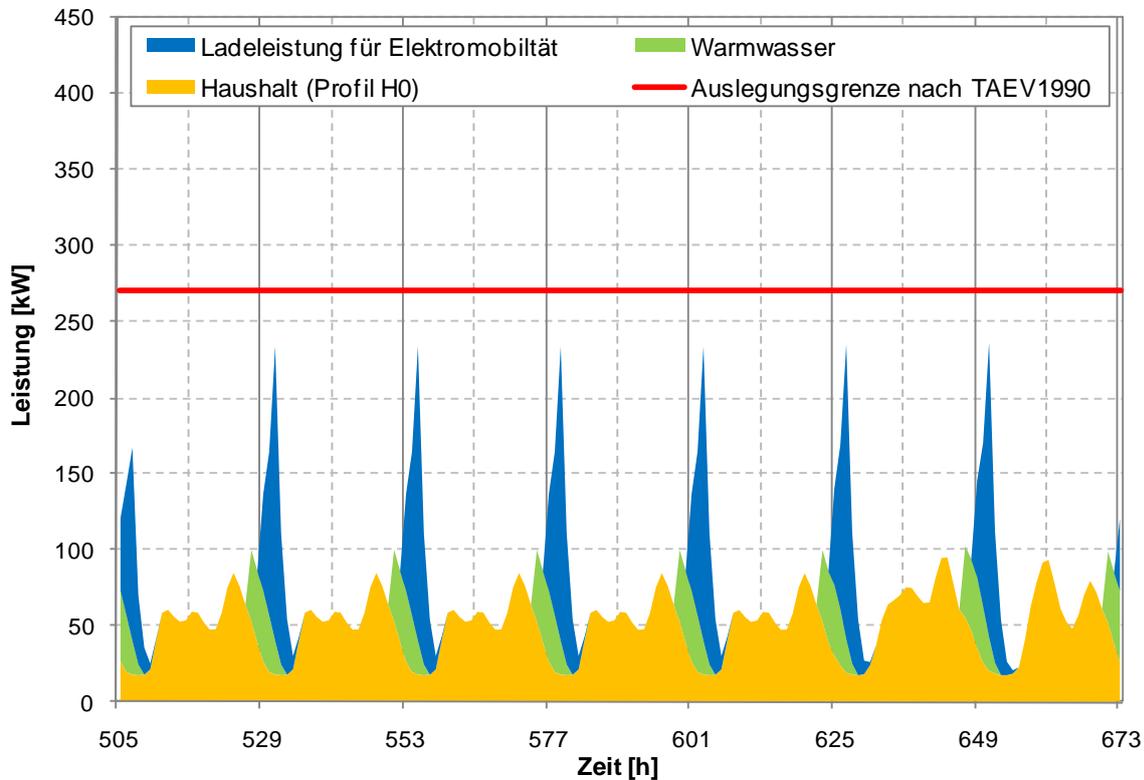


Abbildung 59: Extremfallbetrachtung für das Verteilernetz – simulierter Lastgang für 100 Haushalte in der 4. Jännerwoche bei zeitversetzter Ladung

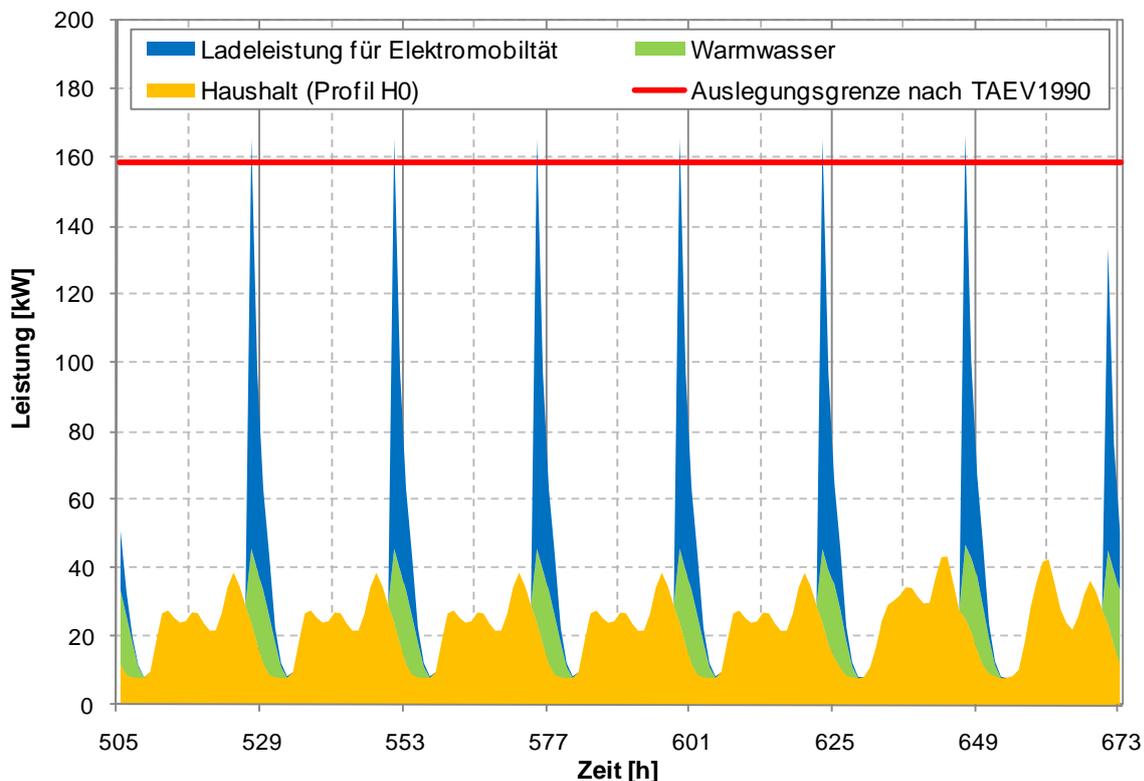


Abbildung 60: Extremfallbetrachtung für das Verteilernetz – simulierter Lastgang für 46 Haushalte in der 4. Jännerwoche bei ungünstigster Ladung

Abbildung 60 zeigt, dass es beim ungünstigsten Ladeverhalten bereits ab 46 Wohnungen (Gleichzeitigkeitsfaktor von 23 % für die Zuleitungsdimensionierung) zu den ersten Überschreitungen der Auslegungsgrenzen kommen kann.

**Anmerkung:** *Bei nur 46 bzw. 100 Haushalten ist nicht anzunehmen, dass der Summenlastgang der Haushalte tatsächlich dem Standardlastprofil gemäß APCS entspricht. Dies stellt eine vereinfachende Näherung in dieser Extremfallbetrachtung dar. In der Realität sind abweichend vom Standardlastprofil zusätzliche Spitzen zu erwarten, welche die Wahrscheinlichkeit für Überlastungssituationen infolge der zusätzlichen Ladung von Elektrofahrzeugen erhöhen.*

### 6.6.2 Schlussfolgerung

Eine Überschreitung der Auslegungsgrenzen bestehender Elemente der Netzzuleitung durch den zusätzlichen Ladestrom für Elektrofahrzeuge ist möglich, wenn die Anlage groß genug ist und die Dimensionierung gemäß den TAEV durchgeführt wurde. Erste Überschreitungen könnten ab einer Anlagengröße von 46 Wohnungen auftreten. Eine derartige Grenzwertüberschreitung kann durch gesteuertes Laden vermieden werden.

Eine Elektrofahrzeugdichte von einem Fahrzeug je Haushalt erscheint zum aktuellen Zeitpunkt als nicht realistisch. Es muss jedoch die lange Lebensdauer der derzeit installierten Netzinfrastruktur in Betracht gezogen werden. Erste Herausforderungen könnten sich ergeben, wenn infolge aktuell angedachter Modellregionen manche Stadtteile oder Gemeinden flächendeckend mit Elektrofahrzeugen versorgt würden.

## 7. Möglichkeiten der Lastbeeinflussung

Zweck des Lastmanagements ist es den Verbrauch der Erzeugung anzupassen und teure Spitzenlast zu vermeiden. Im Bereich von Industrie und Gewerbe findet Laststeuerung bei Großverbrauchern mit Power Demand Side Management (PDSM) Potenzial Anwendung. Im Haushaltsbereich werden zeitlich unkritische Verbraucher wie z.B. elektrische Warmwasserboiler gesteuert und in Zeiten niedrigen Verbrauchs verlagert. Elektroautos stellen für den Erzeugungs- und Netzbereich der Elektrizitätswirtschaft eine neue Herausforderung dar. Die Möglichkeiten der Lastbeeinflussung sind daher von besonderem Interesse.

Die Rundsteuerung stellt eine Möglichkeit dar den Verbrauch wirtschaftlich optimal an die Erzeugung anzupassen. Dies kann durch Zu- und Abschalten von Verbrauchern der Niederspannungsebene erreicht werden. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen klassischen Tonfrequenzrundsteuerungen und Funkrundsteuerungen.

### 7.1 Tonfrequenzrundsteuerungen

#### 7.1.1 Allgemeines

Bei der Tonfrequenzrundsteuerung (TFR) erfolgt die Laststeuerung durch Tonfrequenzen zwischen 100 Hz und 2000 Hz. Diese werden dreiphasig direkt über die Energieversorgungsnetze versandt. Tonfrequenzsignale lassen sich kapazitiv oder induktiv in das Netz einspeisen, wobei die Einkopplung zumeist in der Mittelspannungsebene bzw. bei ausgedehnten Netzen mit hoher Lastdichte auf der 110 kV-Ebene erfolgt. Ein in der Nähe der zu steuernden Verbraucher befindlicher Rundsteuerempfänger schaltet die Stromversorgung des jeweiligen Gerätes oder der Gerätegruppe zu oder ab. Um der dämpfenden Wirkung von Transformatoren, Kompensationsanlagen, Kabeln und Verbrauchern entgegenzuwirken sind relativ hohe Leistungspegel der Rundsteuersignale notwendig. Diese können daher zwischen 1 % und 3 % der Netzleistung betragen. Die Ansteuerung der zu schaltenden Verbrauchergruppen erfolgt über ein kodierte Rundsteuertelegramm. Nach einem Startimpuls der alle Verbraucher auf Empfangsbereitschaft setzt, erfolgt die Übermittlung des Steuersignals. Die Signalcodierung erfolgt durch die zeitliche Lage und die Länge der Impulse. Rundsteuerempfänger werden so programmiert, dass sie nur auf ein bestimmtes Impulsmuster reagieren, womit einzelne Verbraucher oder Verbrauchergruppen speziell angesprochen werden können. Die Steuersignalsendung erfolgt durch einen in der Netzleitstelle befindlichen Rundsteuercontroller, der in Abhängigkeit des Lastprofils und des momentanen Verbrauchs durch die Aussendung von Rundsteuersignalen Verbrauchergruppen zu- oder abschaltet. Ein Nachteil der Rundsteuertechnik besteht darin, dass zunächst nicht sicher ist, ob der Verbraucher das Steuersignal erhalten hat, da keine Kommunikationsüberwachung stattfindet. Auf Grund der hohen Frequenzen der Steuersignale kann es in ausgedehnten Netzen zu Interferenzerscheinungen kommen, weshalb an geeigneten Stellen Kontrollempfänger zu platzieren sind, die an die Netzleitstelle zurückmelden, ob das Signal an der Stelle im Netz empfangen werden konnte. (Schwab, 2006)

## 7.1.2 Lastmanagement mittels TFR im Bereich der Elektromobilität

Derzeit wird die Technologie der Tonfrequenzrundsteuerung vorwiegend zur Laststeuerung von Verbrauchern wie Elektrowarmwasserboilern oder Straßenbeleuchtungseinrichtungen verwendet, aber auch im Bereich der Elektromobilität ist ein Einsatz denkbar. Haushalte die bereits einen dreiphasigen Niedertarifzähler mit Rundsteuerempfänger besitzen, könnten diesen Stromkreis auch zur Ladung des Elektroautos verwenden. Damit wäre die Variante einer kostengünstigen und steuerbaren Ladung während der Nachtstunden ohne große Investitionen realisierbar. Auf Seiten der Kunden müssten natürlich dementsprechende Änderungen an der Elektroinstallation durchgeführt werden, um den Stromkreis mit der Ladestation des Autos zu verbinden. Eine weitere Möglichkeit für Kunden die nur einen Zähler installiert haben, besteht darin die Ladestation über eine Rundsteuerung an den herkömmlichen Ferrariszähler anzuschließen und nur diesen Verbraucher zu schalten. Nach dem Prinzip der „unterbrechbaren Lieferung“ könnte dem Kunden dabei eine gewisse Lieferzeit pro Tag oder Tagesabschnitt (z.B. während der Peak Zeit von 08.00 bis 20.00 Uhr) und eine maximale Dauer der Versorgungsunterbrechung garantiert werden. Dem Versorger steht es dabei frei die Schaltzeitpunkte zu wählen. Ist es nicht beabsichtigt, aktiv in das Ladeverhalten einzugreifen, so können Kunden mittels zeitlich gestaffelten Stromtarifen in Kombination mit Mehrtarifzählern dazu bewegt werden ihr Elektroauto vorwiegend während der Schwachlastperioden zu laden. Durch die Bestrebungen des Regulators flächendeckend intelligente Zähler mit frei parametrierbaren Tarifen einzusetzen, werden klassische Zweitarifzähler in Zukunft eine untergeordnete Rolle spielen. Um die Ladung des Elektroautos separat zu steuern und zu verrechnen ist es auch möglich einen eigenen Zählerkreis für das Elektroauto zu installieren und diesen Stromkreis über die Rundsteuerung zu schalten. Dadurch, dass die einzelnen Rundsteuerempfänger und Rundsteuerempfängergruppen über den übermittelten Code adressiert werden, stellt die Installation weiterer Empfänger für die Schaltung des Stromkreises des Elektroautos kein technisches Problem dar. Auch unter Anwendung der Smart Metering Technologie kann das Rundsteuersystem weiter zum Lastmanagement verwendet werden. Durch die direkte Kommunikation zwischen Rundsteuer-sender und –empfänger sind sehr kurze Übertragungszeiten realisierbar, die derzeit mittels Advanced Meter Management (AMM) Systemen nicht erreichen werden können. Ist bereits eine TFR-Infrastruktur vorhanden, so stellt TFR eine kostengünstige Variante der Lastbeeinflussung für den Bereich der Elektromobilität dar. Die Technik ist ausgereift, bewährt, von hoher Lebensdauer und wird von den Netzbetreibern schon seit vielen Jahren erfolgreich im Lastmanagement eingesetzt.

## 7.2 Funk-Rundsteuerung

### 7.2.1 Allgemeines

Funk-Rundsteuerungen übertragen Steuertelegramme mittels Langwellensendern an die einzelnen Empfänger. Derzeit werden die Signale an drei Sendestationen (Mainflingen bei Frankfurt, Burg bei Magdeburg, Lakihegy in Ungarn) abgesetzt. Die Reichweite einer solchen Anlage beträgt dabei ca. 400 km. Im Gegensatz zu Kurzwellen dringen Langwellen tief in das Erdreich ein und sind daher lt. dem Anbieter auch in Kellerräumen gut empfangbar. Sollten dennoch Probleme mit der Signalstärke auftreten, so besteht die Möglichkeit eine externe Antenne für den Empfänger an einer günstigeren Stelle zu installieren. Die Empfangseinrichtungen arbeiten normalerweise nach dem Prinzip einer Schaltuhr und werden mittels

Langwellensignal einmal täglich synchronisiert. Bei Bedarf ist auch die Aussendung von individuellen Steuerbefehlen möglich. Pro Steuertelegramm werden Kosten von 50 Cent verrechnet<sup>31</sup>. Die Hauptkomponenten einer Funk-Rundsteuerung sind die Bedienstation, ein Zentralrechner, die Langwellensender und die einzelnen Empfänger. Mittels der Bedienstation können Anwender die häufiger Schalthandlungen ausführen und ihre Endgeräte flexibel programmieren möchten Steuertelegramme generieren. Diese werden mittels ISDN oder Datex-P an den Zentralrechner von EFR übertragen und dort verwaltet. Zum gewünschten Sendezeitpunkt werden die Telegramme mittels Langwellensignal versendet. Die erforderlichen Hardwareausgaben für den Nutzer beschränken sich auf die Funkrundsteuerempfänger und die Bedienstation. Wer nur wenige Empfänger nutzt, zahlt für den Systemzugang einen Pauschalbetrag pro Jahr. Kunden mit mehr als 300 Geräten zahlen eine stückzahlbezogene Summe. Diese liegen pro Funk-Rundsteuerempfänger bei ca. 6 bis 8 €<sup>31</sup> im Jahr. (EFR, 2009)

## 7.2.2 Lastmanagement mittels Funkrundsteuerung im Bereich der Elektromobilität

Eine Funkrundsteuerung könnte im Bereich der Elektromobilität funktional ähnlich eingesetzt werden wie eine Tonfrequenzrundsteuerung. Pro Kunde sind theoretisch 16 Mio. Einzeladressen möglich, wodurch zusätzliche Empfänger für den Bereich der Elektromobilität kein Problem darstellen. Gleichzeitig weist dieses Konzept geringere Investitions- und Betriebskosten als auf als eine herkömmliche TFR, da die Anschaffung einer Sendeanlage nicht notwendig ist. Auf Grund der besonderen Topologie Österreichs kann es jedoch zu Empfangsproblemen auf Grund von Funkschatten oder einer zu geringen Bodenleitfähigkeit<sup>31</sup> kommen. Die Anwendbarkeit der Technologie ist deshalb hierzulande individuell zu prüfen (Elster Messtechnik GmbH, 2009). Zu bedenken ist auch, dass die Absetzung individueller Steuerbefehle sehr kostspielig sein kann. Der Großteil der derzeit in Verwendung befindlichen Funkempfänger ist mit einer internen Schaltuhr und fixem Schaltprogramm ausgestattet und wird lediglich einmal täglich über das Funksignal der Sendeanlage zeitlich synchronisiert. Bezüglich der großflächigen Schaltung von Funk-Rundsteueranlagen mit Individualbefehlen sind keine Erfahrungen vorhanden.

## 7.3 Smart Metering

### 7.3.1 Allgemeines

Die Smart Metering Technologie wird durch die Europäische Union und die regionalen Regulierungsbehörden sehr stark forciert. Laut 3. Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie sollen europaweit bis zum Jahr 2020 mindestens 80 Prozent aller Verbraucher mit einem intelligenten Zähler ausgestattet sein (Europäische Union, 2009). In Österreich verfolgt die E-Control das Ziel bereits bis 2014 intelligente Zähler im Strombereich flächendeckend einzusetzen (Boltz, 2009). Damit besteht für alle Netzbetreiber akuter Handlungsbedarf, wobei schon heute in Betracht gezogen werden muss, welche Anforderungen Smart Metering Systeme für zukünftige Geschäftsfelder wie z.B. die Elektromobilität zu erfüllen haben. Es muss erwähnt werden, dass der Begriff des Smart Meters International noch nicht eindeutig definiert ist.

<sup>31</sup> lt. telefonischer Auskunft von Herr DI Martin Eibl, EFR, Leiter Vertrieb Süd am 21.09.2009

In Österreich versteht man darunter lt. gültiger Systemnutzungstarif-Verordnung 2009 § 10 Z 10

*„die [...] Messung von elektrischer Arbeit sowie deren Nutzungszeitraum mithilfe eines elektronischen, digitalen, vom Netzbetreiber fernauslesbaren Elektrizitätszählers ohne Erfassung von Leistungswerten.“*

Diese Definition beinhaltet sowohl die Technologie des Automatic Meter Reading (AMR) als auch die des Advanced Meter Management (AMM). Bei AMR handelt es sich um eine einseitige Kommunikation von den Messgeräten des Endkunden hin zum Kontrollzentrum des ELUs, wodurch Verbrauchsdaten mittels Fernauslesung ermittelt werden können. Im Bereich der Sondertarifikunden wird diese Technologie bereits seit längerer Zeit erfolgreich angewendet. Für aktives Lastmanagement ist die unidirektionale Kommunikation der AMR-Technologie jedoch nicht geeignet, da hierfür eine Signalübertragung vom Versorger hin zum Kunden notwendig ist. Diese Möglichkeit eröffnet die AMM-Technologie, in der Literatur auch als Advanced Metering Infrastructure (AMI) bezeichnet (Vasconcelos, 2008). Mit Hilfe der bidirektionalen Kommunikation sind AMM-Systeme in der Lage Messwerte des Kunden auszulesen, als auch Schaltsignale oder Tarife zum Kunden hin zu übertragen. Diese AMM-Technologie und die Möglichkeit der Lastbeeinflussung soll deshalb hier kurz vorgestellt und desweiteren die Mindestanforderungen für die Verwendung im Bereich der Elektromobilität aufgezeigt werden.

**Tabelle 39: Leistungsmerkmale derzeitiges System, ARM und AMM (Rouzoud J.P., Didierjean A., 2005)**

Funktionalität	Derzeit	AMR	AMM
Energieverbrauchsmessung	✓	✓	✓
Einfache Tariffunktionen (Rundsteuerung)	✓	✓	✓
Einfaches Lastmanagement (Warmwasserboiler)	✓	✓	✓
Zählerfernauslesung		✓	✓
Spannungsqualitätsmessung		✓	✓
Fernabschaltung			✓
Fernübermittlung von Tarifen			✓
Anwendung neuartiger Tarifkonzepte (Time of Use, Real Time Pricing,...)			✓
Erweitertes Lastmanagement (Leistungsbegrenzung, gesicherte Übertragung)			✓
Verringerung nicht-technischer Verluste		✓	✓
Prepayment-Funktion			✓
Möglichkeit zusätzlicher Services (Energieeffizienz, Integration der Messung zusätzlicher Energieträger wie Gas oder Fernwärme)			✓

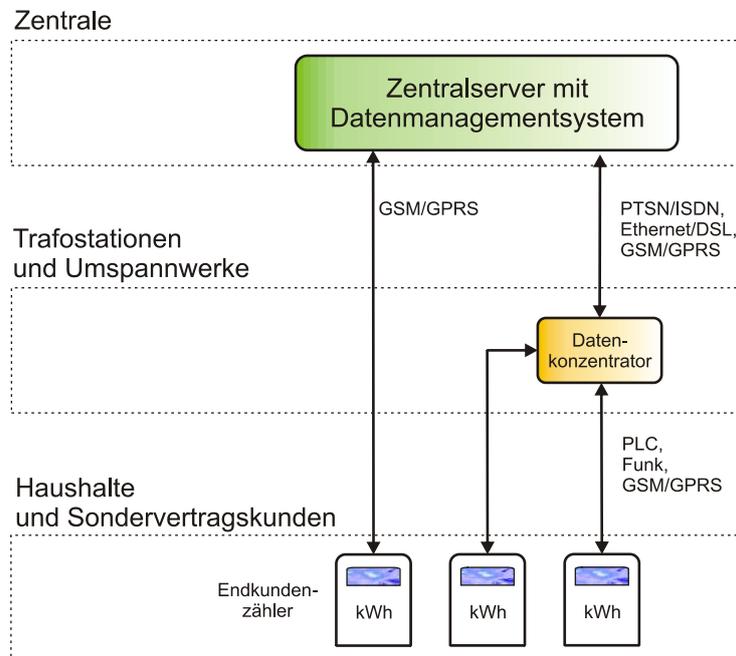
### 7.3.2 Advanced Meter Management (AMM)

Für die Anwendung der AMM-Technologie ist eine dementsprechende Infrastruktur notwendig. Hierbei werden von den diversen Herstellern verschiedenste Produkte mit unterschiedlichem Funktionsumfang angeboten. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die derzeit am Markt verfügbaren Systeme und Hersteller (Stand 31.03.2009).

Tabelle 40: Anbieter von AMM Systemen (Fraunhofer Anwendungszentrum für Systemtechnik, 2009)

Anbieter	Allgemein		Funktionen						
	Produkt	Hersteller Zähler	Zähler-konfiguration	Zähler-fernsper- rung	Tarif- management	Manipulations-erkennung	Daten- verwal- tung	Daten- aufberei- tung	Multisparten Metering
Actaris Zähler & Systemtechnik GmbH	ACE Vantage, Itron Enterprise Edition	Actaris	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Bittner+Krull	Argos	vers.	✓	✓			✓	✓	✓
Echelon GmbH	NES	Echelon	✓	✓			✓		✓
EMH Elektrizitätszähler GmbH & Co KG	raconet	EMH		✓		✓	✓		
EVB Energie AG	Meterus	Echelon	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Görlitz AG	EDW3000, ENZ2000, MDUS	Görlitz, Echelon	✓	✓	✓		✓	✓	✓
Heinz Lackmann GmbH & Co KG	EDW3000, ENZ2000	Iskraemeco	✓	✓	✓		✓	✓	✓
Landis+Gyr	AIM, Converge	Landis+Gyr			✓	✓	✓	✓	
Ubitronix system solutions GmbH	Unified IEM Meter Management	Echelon	✓			✓	✓	✓	✓
Siemens	AMIS	Siemens	✓	✓	✓	✓	✓		✓
NRZ	MUCMeter, VADEV	Easy Meter, EMH					✓	✓	✓
ITF Fröschl	ZFA-F, RCM-F, MES-F	vers.	✓				✓	✓	✓
Power Plus Communications	Smart Metering Gateway LG200	vers.	✓				✓	✓	✓
Tixi	Zähler-Modem	keine	✓	✓		✓	✓		✓
IBM	Advanced Meter Management Solution	ENEL	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
Kisters	BelVis SODA AMI / MDM	vers.					✓	✓	✓
T-Systems	Multi Utility Server	vers.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.

Wesentliche Bestandteile jedes AMM-Konzeptes sind ein elektronischer Endkundenzähler mit Datenübertragungs- und Empfangseinrichtung, ein Datenkonzentrator, sowie ein zentraler Server mit Datenmanagementsystem zur Verwaltung der Zählerinformationen als auch der Steuerungs- und Kontrollbefehle. Die Kommunikation zwischen Zähler, Konzentrator und Zentralserver kann auf verschiedene Arten erfolgen.



**Abbildung 61: Schematische Darstellung der Komponenten eines AMM-Systems**  
vgl. (Thiemann, 2006)

### 7.3.2.1 Endkundenzähler

Der elektronische Endkundenzähler ersetzt im AMM-System den bisher verwendeten elektromechanischen Ferrariszähler. Dieses Gerät ist die zentrale Einheit beim Kunden vor Ort. Elektronische Endkundenzähler sind in der Lage Wirk- und Blindleistung, sowie Wirk- und Blindenergie in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung zu messen, Spannungsqualitätsparameter, oder auch Lastprofile und Messsignale anderer Geräte wie Gaszähler. Mittels Fernzugriff sind Lastunterbrechungen und –aktivierungen bis 100 A nach der Zählerstelle möglich. Ein Hauptaugenmerk derzeitiger Produkte liegt neben der Messung im Bereich der Tarifierung. Wie bereits in einfacher Weise von elektromechanischen bzw. elektronischen Mehrtarifzählern her bekannt, können Smart Meter Tarifumschaltungen durchführen. Die meisten Geräte ermöglichen vier verschiedene Tarife mit ca. 10 Umschaltungen pro Tag. Es kann dabei zwischen Jahreszeit, Feiertag, Wochentag, Samstag und Sonntag unterscheiden werden. Für die Datenübermittlung der Messwerte oder der Steuersignale für Tarife zwischen Zentralserver, Datenkonzentrator und Messgerät stehen verschiedene Technologien zu Verfügung.

### 7.3.2.2 Datenübertragung zwischen Endkundenzähler und Datenkonzentrator

Werden die Daten vom Endkundenzähler zuerst an einen Datenkonzentrator übermittelt, so kommunizieren derzeit erhältliche Geräte mittels PLC, Funk oder GSM/GPRS.

**Powerline Carrier (PLC):** PLC ist eine der weitverbreitetsten Kommunikationstechnologien im Bereich des Smart Metering. Die Daten werden dabei mittels HF-Signal über das bestehende Stromnetz übertragen. Die Nutzung der eigenen Netzinfrastruktur stellt einen wesentlichen Vorteil gegenüber anderen Technologien wie z.B. GPRS dar. Auf Grund der geringen Reichweite von ungefähr 300 Metern werden die Daten meist nur bis zum nächsten Transformator übertragen und dort von einem Datenkonzentrator verarbeitet (Schauer & Haas, 2000). Die starke Vermaschung der Netze in Zentraleuropa kann für die PLC Kommunikation allerdings ein Problem darstellen. Wenn Netzstellen geöffnet oder geschlossen werden, ändert sich die Zuordnung der Zähler zu den Konzentratoren. Dies kann zur Folge haben kann, dass Zähler vorübergehend nicht erreichbar sind und sich die Signalübertragung verzögert (Görlitz, 2006).

**Funk:** Auch die Funk-Technologie findet im Bereich des Smart Meterings Anwendung. Das Signal wird dabei wie bei der Übertragung mittels PLC an den Datenkonzentrator übermittelt. Die max. Reichweite beträgt bei derzeit am Markt befindlichen Produkten ca. 1 km<sup>32</sup>. Für die Stromversorgung der Funkmodule können die Stromversorgung der Zähler oder langlebige Batterien verwendet werden. Ein Problem für die Funk-Lösung kann allerdings die Massivbauweise von Gebäuden darstellen.

**GSM/GPRS:** Die GSM-Technologie wurde schon in der Vergangenheit weit verbreitet für die Zählerfernauslesung von Sondertarifkunden eingesetzt. Damit besitzt man mit dieser Technologie schon einige Erfahrung. Die GPRS-Technologie stellt eine Weiterentwicklung des GSM-Dienstes dar und verwendet eine paketorientierte Datenübertragung. Dadurch müssen die Kommunikationskanäle nicht mehr für die gesamte Verbindungsdauer einem Sender und Empfänger zugewiesen werden, sondern es können mehrere Sender und Empfänger gleichzeitig einen Kanal nutzen. GPRS kann die bis zu zwölfwache Datenmenge der herkömmlichen GSM-Technologie übertragen (UMTSlink, 2009). Nachteilig zu erwähnen ist, dass die notwendige Nutzung von GSM-Diensten stets laufende Kosten verursacht.

**Datenkonzentrator:** Der Konzentrator wird zur Datenbündelung verwendet und ermöglicht somit eine Reduktion des Datenverkehrs. Wird PLC-Kommunikation verwendet, so benötigt jede Niederspannunginsel einen eigenen Datenkonzentrator (Reuschel, 2008). Dieser befindet sich zumeist in den Trafostationen vor Ort, sammelt die Informationen von bis zu 1000 Zählern<sup>33</sup> und sendet diese gebündelt an den Zentralserver des Verteilernetzbetreibers. In den bisherigen Feldversuchen wurden zumeist jedoch nicht mehr als 200 bis 300 Zähler über einen Konzentrator gebündelt (Linz AG, 2009) (Reuschel, 2008).

### 7.3.2.3 Datenübertragung zwischen Datenkonzentrator und Zentralserver

Die Kommunikation zwischen dem Konzentrator und dem Zentralserver ist in der Regel weniger problematisch als die Kommunikation zwischen Konzentrator und Zähler. Es werden dabei weitverbreitete Technologien wie PTSN/ISDN, Ethernet/DSL, GSM/GPRS oder Funk zur Datenübertragung eingesetzt. In Kompakt-Niederspannungsstationen kann es auf Grund der platzsparenden Bauweise zu Platzproblemen kommen. Bei Feldversuchen mit GPRS-

<sup>32</sup> Lt. Hersteller z.B. bei ScatterNode Funkmodul

<sup>33</sup> Lt. Hersteller z.B. bei Echelon DC-1000/SL, Meterus DC-1000/SL

Technologie wurden vereinzelt auch Probleme mit dem GSM-Empfang festgestellt (Reuschel, 2008).

#### **7.3.2.4 Direkte Datenübertragung zwischen Endkundenzähler und Zentralserver**

Erfolgt die Übertragung zwischen Messgerät und Zentralserver nicht über einen Konzentratoren sondern direkt, so wird bei den derzeit verfügbaren Geräten die GPRS/GSM Technik eingesetzt. Hierbei wird das Signal des Zählers an den Server des Providers übertragen und dieser wiederum kommuniziert mit dem Datenserver des Netzbetreibers. Diese Möglichkeit der direkten Übertragung wird zumeist im ländlichen Raum eingesetzt, wenn sich auf der geringen Zähleranzahl pro Niederspannungsabgang der Einsatz eines Konzentratoren als nicht wirtschaftlich erweist. Die GSM-Empfangsqualität kann, wie auch beim Datenkonzentratoren mit GPRS-Technologie, ein Problem darstellen und ist fallweise zu prüfen. Zumeist haben die Zähler auch die Möglichkeit für den Anschluss einer externen Antenne oder Datenschnittstellen vorgesehen (z.B. RS485)<sup>34</sup>.

#### **7.3.2.5 Datenmanagement**

Die an den Zentralserver übermittelten Daten werden mit Hilfe eines Meter Data Management (MDM) Systems verwaltet. Dabei handelt es sich um Datenbanken welche die zentrale Schnittstelle zwischen Netzbetreiber, Energieversorger und Kunden darstellen. Die gesamte Kommunikation wird über die Datenbank verwaltet und die Informationen gespeichert. Diese können in weiterer Folge z.B. zur Kundenabrechnung oder nach einer Analyse für eine effiziente Tarifgestaltung herangezogen werden. Mittels In-Home-Displays können dem Verbraucher Informationen über Tarife, Verbrauch usw. angezeigt werden. Separat können Energieversorger ihren Kunden über ein Internetportal bisherige Lastgänge und Abrechnungsdaten bereitgestellt (Thiemann, 2006). Problematisch erweist sich derzeit noch die Frage des Datenschutzes. In Holland führte dies nach anfänglich sehr starken Ambitionen im Bereich des Smart Meterings zur vorübergehenden Aussetzung des Roll-Outs. Die E-Control in Österreich sieht die Datenschutzproblematik nicht so kritisch, da die Energielieferanten schon jetzt dem Datenschutzgesetz unterliegen, woran sich auch nichts ändern wird (Austria Presse Agentur, 2009). Man müssten das Verfahren auch in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) abbilden.

Die geschätzten Kosten für die Implementierung der gesamten Smart Metering Infrastruktur in Österreich gehen weit auseinander. Die E-Control geht von einer Gesamtinvestitionssumme von ca. 800 Mio. € bis 1 Mrd. € aus, was einem Kostenanteil von ca. 145 bis 180 € pro Zähler entspricht, während vom VEÖ Investitionskosten von 1,6 Mrd. € und ein Kostenanteil von 290 € pro Zähler prognostiziert wird (Austria Presse Agentur, 2009). Laut Herstellerangaben schwanken die Preise je nach Funktionsumfang und Kommunikationstechnologie der Geräte. Um Investitionssicherheit gewährleisten zu können ist es notwendig einheitliche Standards für Schnittstellen, Kommunikationsanbindungen und Geräte zu entwickeln. Die 20 führenden Hersteller und Anbieter haben sich daher im Frühjahr 2009 zur European Smart Metering Industry Group (ESMIG) zusammengeschlossen und verfolgen das Ziel einer einheitlichen Standardisierung und Interoperabilität. ESMIG kooperiert mit den Standardisierungsgremien der CENELEC, CEN und ETSI, der DMLS User Association und der ZigBee Alliance. Mit der Direktive EC 98/34 hat die Kommission den Standardisierungsorganisationen CENELEC, CEN und ETSI das Mandat erteilt,

<sup>34</sup> Siehe z.B. Datenblatt Iskraemeco ME372

einheitliche Standards für Smart Metering Technologien, Protokolle und Prozesse zu erarbeiten (Hoffmann, 2009).

## 7.4 Lastmanagement mittels Smart Metering für den Einsatz in der Elektromobilität

### 7.4.1 Lastschaltung

Die meisten Zählerhersteller bieten derzeit optional zwei Steuerausgänge für das Lastmanagement an. Einen Ausgang mit einem Ausgangsstrom von 5 bis 6 A zur Steuerung von Verbraucher über ein Schütz und einen zweiten Ausgang mit einem Schaltstrom von 100 mA zum Schalten von Halbleiterrelais. Die Geräte ermöglichen keinen direkten Zugriff auf den Steuerausgang, sondern arbeiten ein vordefiniertes Schaltprogramm ab. Die Möglichkeit vom Broadcastbefehlen zur flächenweisen Schaltung wie von der herkömmlichen Rundsteuerung her bekannt, besteht mit diesen Geräten nicht. Nennenswerte Alternativen zur herkömmlichen Rundsteuerung stellen das von der Firma Siemens im Rahmen ihres Smart Metering Systems AMIS angebotene Lastschaltgerät TD-3520/TASU30 dar, sowie das von Ubitronix entwickelte Load Management Modul LMM-2540. Bei beiden Geräten handelt es sich um externe Module. Das Siemens TD-3520/TASU30<sup>35</sup> ist ein einphasiges externes Lastschaltgerät mit Power Line Communication (PLC), das in der Lage ist Ströme bis zu 16 A pro zu schalten und eine gesicherte Übertragung der Schaltsignale ermöglicht. Es können wahlweise fernparametrierbare Programme abgearbeitet oder auch individuelle Schalthandlungen vorgenommen werden. Der Anbieter verspricht dabei eine Erreichbarkeit der Lastschaltgeräte von über 90 % (Siemens AG, 2009). Das Ubitronix LMM-2540<sup>36</sup> wird in Kombination mit Echelon-Zählern angeboten und kommuniziert mittels M-Bus mit dem Endkundenmessgerät. Es kann mit 4 Relais bestückt werden und ist in der Lage Ströme bis zu 40 A zu schalten. Neben individuellen Schaltbefehlen und der Abarbeitung von Schaltprogrammen können auch Broadcastbefehle abgesetzt werden. Ein generelles Problem der Smart Metering Technologie und somit auch dieser Lastschaltgeräte stellt die zeitliche Verzögerung der Signalübertragung dar. Das Ubitronix LMM-2540 sieht zur Lösung dieses Problems eine Langwellen-Kommunikation, ähnlich der herkömmlichen Funkrundsteuerung, vor.

### 7.4.2 Bepreisung

Eine effiziente Möglichkeit des Lastmanagements mittels Smart Metering stellen zeitlich veränderliche Strompreise dar. Dabei wird der Verbrauch der Kunden nicht direkt durch Lastschaltungen beeinflusst, sondern durch entsprechende zeitlich veränderliche Preise ein Anreiz zur Lastreduktion gegeben. Dieses Konzept wird beispielsweise im Netzbereich in Form der energieabhängigen Netznutzungsentgelte für leistungsgemessene Verbraucher angewendet. Hierbei gibt es sowohl eine saisonale als auch eine tageszeitliche Unterscheidung der Tarife. Im Bereich der Erzeugung werden solche Konzepte z.B. bei Großverbrauchern angewendet die nach Börsenpreisen verrechnet werden. Zukünftig ist es, durch die Anwendung von Smart Metering, auch denkbar den Verbrauch von Haushaltskunden und anderen Verbrauchern mittels preislicher Anreizgebung zu steuern. Während es Vertriebsunter-

---

<sup>35</sup> Im Einsatz bei der Energie Ried GmbH

<sup>36</sup> Im Einsatz bei der Linz AG

nehmen möglich ist, verschiedenste Bepreisungskonzepte zu realisieren, sind Netzbetreiber an ihre behördlich genehmigten Tarife gebunden. In der aktuellen Systemnutzungstarifverordnung (E-Control GmbH, 2009f) ist als Instrument diesbezüglich lediglich der Entfall des Leistungspreises für unterbrechbare Lieferung vorgesehen. Die theoretische Grundlage der Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft bildet die Spitzenlasttarifierung. Diese geht auf die grundlegenden Arbeiten von Boiteux und Steiner zurück und berücksichtigt die Tatsache, dass die Anlagen in der Elektrizitätswirtschaft auf die maximal auftretende Belastung pro Jahr ausgelegt werden müssen, da elektrische Energie nicht in großen Mengen speicherbar ist.

#### 7.4.2.1 Das klassische Spitzenlastmodell

Im klassischen Spitzenlastmodell nach Steiner werden zwei gleich lange Zeitperioden unterstellt, die durch eine unterschiedliche Höhe der Nachfrage charakterisiert sind. Die Zeitperioden werden als Stark- und Schwachlastperiode bezeichnet.

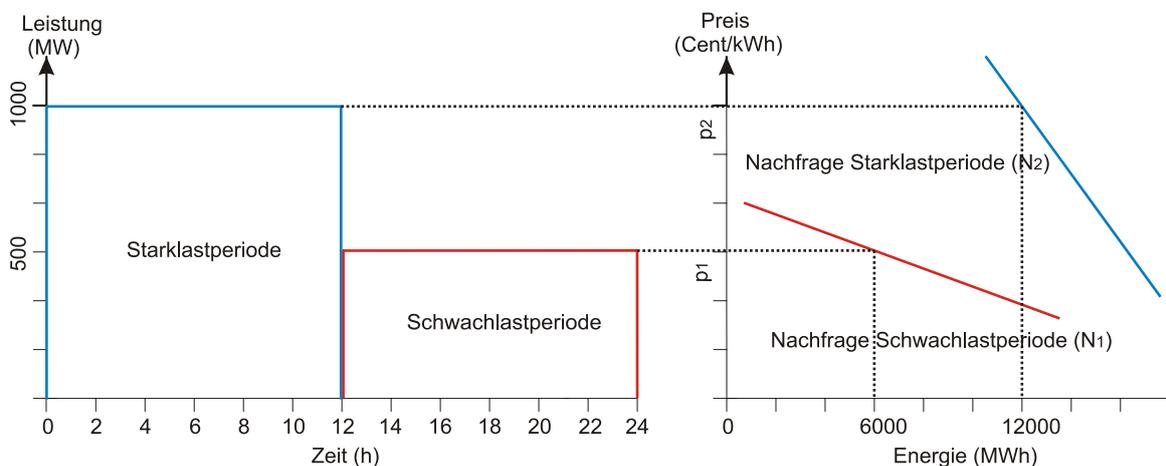


Abbildung 62: Lastdiagramm und zugehörige Nachfragekurve (Meier, 1983)

Es wird in beiden Perioden vereinfachend konstante nachgefragte Leistungen unterstellt. Diese Leistungen, sowie die nachgefragten Energiemengen je Periode werden durch die relativen Elektrizitätspreise  $p_1$  und  $p_2$ , sowie die periodenspezifischen Nachfragekurven  $N_1$  und  $N_2$  bestimmt. Somit führen entweder unterschiedliche Preise oder eine Änderung des Nachfrageverhaltens der Kunden zu einer Änderung der nachgefragten Energie- und Leistungsmenge. Ziel der Spitzenlasttarifierung ist es die Preise so zu setzen, dass eine volkswirtschaftlich optimale Produktionskapazität installiert wird und man diese desweiteren auch optimal nützt. Als Maß zur Bestimmung der ökonomischen Effizienz verschiedener Preise wird die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt herangezogen. Diese setzt sich aus der Produzenten und der Konsumentenrente zusammen und soll bei optimaler Preissetzung in beiden Perioden maximal werden.

$$W = \int_0^{m_1} p_1(m_1) \cdot dm_1 - b \cdot m_1 + \int_0^{m_2} p_2(m_2) \cdot dm_2 - b \cdot m_2 - \beta \cdot Q \rightarrow \max!$$

wobei für Q gilt:  $Q = m_2 > m_1$

mit:

- W ..... Wohlfahrt
- $m_1$ ..... nachgefragte Energiemenge Schwachlastperiode
- $m_2$ ..... nachgefragte Energiemenge Starklastperiode
- $p_1(m_1)$ ... Nachfragekurve der Schwachlastperiode
- $p_2(m_2)$ ... Nachfragekurve der Starklastperiode
- b ..... Betriebskosten
- $\beta$  ..... Kapazitätserweiterungskosten
- Q ..... Erzeugungskapazität

Die erste Ableitung der Wohlfahrt liefert die notwendigen Bedingungen für die Festsetzung der volkswirtschaftlich optimalen Preise.

$$\frac{\partial W}{\partial m_1} = p_1 - b = 0$$

$$\frac{\partial W}{\partial m_2} = p_2 - (b + \beta) = 0$$

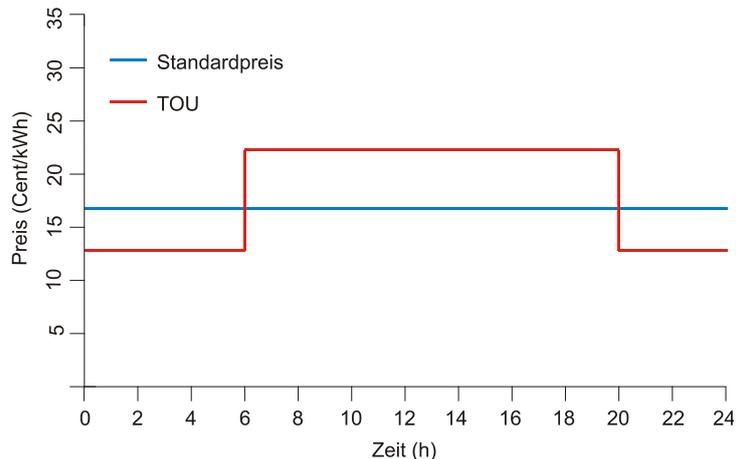
Diese können nun einfach durch Umformung der Gleichungen ermittelt werden.

$$p_1 = b \quad \text{und} \quad p_2 = b + \beta$$

Zur Maximierung der Wohlfahrt muss demnach der Strompreis der Schwachlastperiode gerade die Betriebskosten  $b$  widerspiegeln. In der Starklastperiode sind zusätzlich die Kosten der Kapazitätserweiterung  $\beta$  einzupreisen. Dies bedeutet, dass die Kunden die ihre Nachfrage in der Spitzenlastzeit geltend machen und dadurch einen Kapazitätsausbau verursachen, diesen auch in Form eines höheren Strompreises zu bezahlen haben. (Meier, 1983) Auch neuartige Bepreisungskonzepte zur Lastbeeinflussung mittels intelligenten Zählern basieren auf dieser Theorie. Die Wesentlichsten werden nun folgend angeführt und kurz erläutert.

#### 7.4.2.2 Time-of-Use (TOU)

Die TOU ist die einfachste Form der dynamischen Preissetzung. Hierbei werden die Tage in fixe Perioden mit fixen Preisen unterteilt. Zum Beispiel wird die Peak-Periode Wochentags für den Zeitraum von 6.00 bis 20.00 Uhr definiert und die restlichen Stunden als Off-Peak-Periode. Es ist auch eine saisonale Unterscheidung der Tarife möglich. Die Preise während der Peak-Periode sind höher als jene der Off-Peak-Periode und sollen die Verbraucher dazu veranlassen, ihren zeitlich unkritischen Verbrauch in die Off-Peak-Periode zu verlagern. Die Integration von TOU ist mittels Smart Metering oder auch mittels einfacher Zweitarifzähler möglich. So könnte beispielsweise die Anspeisung der Ladestationen von Elektroautos über einen solchen Zähler erfolgen, wodurch eine separate Verrechnung von Peak- und Off-Peak-Periode möglich ist. Ausgedehnte Untersuchungen zeigten, dass mit Hilfe von TOU zur Spitzenlastzeit im Haushaltsbereich Lastreduktion zwischen drei und sechs Prozent erreicht werden können (Faruqui & Sergici, 2009a).

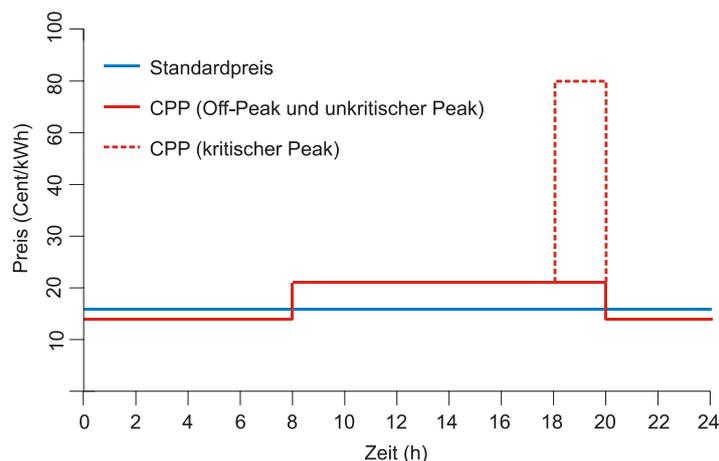


**Abbildung 63: Beispielhafte Darstellung TOU-Pricing**

Von wesentlicher Bedeutung ist hierbei das Preisverhältnis zwischen Tarifperioden. Ein moderates Verhältnis von 2:1 zwischen Peak- und Off-Peak-Periode kann dabei bereits zu einer Lastreduktion von 5 % führen (Faruqui, 2006). Nachteilig ist zu erwähnen, dass durch die bereits im Vorhinein definierten fixen Preise und Perioden eine kurzfristige Reaktion auf Situationen im System nicht möglich ist (Earle, Newell, Faruqui, Hajos, & Hledik, 2008). Über die Auswirkung unterschiedlicher Strompreise auf das Ladeverhalten im Bereich der Elektromobilität gibt es derzeit noch keine Untersuchungen.

#### 7.4.2.3 Critical-Peak Pricing (CPP)

Beim Critical-Peak Pricing (CPP) zahlen die Kunden während der kritischsten Peak-Perioden im Jahr oder der Saison, einen höheren Peak-Preis und im Ausgleich dazu während der nicht-kritischen Peak-Perioden einen geringeren Peak-Preis. Diese Art der Preissetzung ist effektiv, wenn sich die kritischen Spitzenlastzeiten auf einige wenige Stunden (unter 100) im Jahr beschränken. Es besteht auch die Möglichkeit CPP dem TOU- Pricing zu überlagern (Earle, Newell, Faruqui, Hajos, & Hledik, 2008).



**Abbildung 64: Beispielhafte Darstellung Critical Peak Pricing**

Die kritischen Stunden werden vom jeweiligen Energieversorger Tags zuvor oder am selben Tag bekanntgegeben (Faruqui, 2007). Mittels AMM-Systemen sollte es in Zukunft kein Problem darstellen entsprechende Preissignale an den Kunden weiterzugeben. In Frankreich wird CPP in Form der Option „Tempo“ schon seit 1995 angeboten. Gestaffelt nach ihrer Anschlussleistung wird den Kunden ein zeitveränderlicher Energiepreis verrechnet. Die Kunden werden einen Tag im Vorhinein über die Preise des nächsten Tages informiert. Die

Verständigung erfolgt per Email oder SMS bzw. sind die Preise auch über die Homepage von EdF einsehbar. Eine Untersuchung des Verbraucherverhaltens zeigte, dass Kunden die den „Tempo“-Tarif wählten, deutlich auf die Preisspitzen reagierten und ihren Energiebedarf an Hochtariftagen durchschnittlich um 45 % gegenüber Niedrigtariftagen reduzierten (Giraud, 2004). Ein sinnvolles Konzept im Bereich der Elektromobilität könnte der Einsatz von preissensitiven Lastschaltgeräten beim Kunden vor Ort sein, wie Untersuchungen an Haushalten mit Klimaanlage in den Vereinigten Staaten zeigten (Faruqui & Sergici, 2009a). So könnte z.B. in Haushalten die ihr Elektroauto in der Garage laden die Versorgung der Ladestation über preissensitive Lastschaltgeräte erfolgen. Damit nimmt man dem Kunden die Verpflichtung ab, sich jederzeit über den Stromtarif informieren zu müssen.

#### 7.4.2.4 Peak Time Rabatt (PTR)

Eine weitere Möglichkeit der Bepreisung stellt der Peak Time Rabatt dar. Hierbei wird dem Kunden ein einheitlicher Energiepreis verrechnet, für die Lastreduktion zu Spitzenlastzeiten erhält er jedoch einen Rabatt (Earle, Newell, Faruqui, Hajos, & Hledik, 2008). Wie beim CPP muss auch hier die kritische Zeitspanne angekündigt werden und es erscheint der Einsatz von steuerbaren Lastschaltgeräten beim Kunden sinnvoll. Um dieses Konzept anwenden zu können ist die Kenntnis des Lastprofils der Verbraucher von Nöten, denn nur auf diese Weise kann die Lastreduktion ermittelt werden.

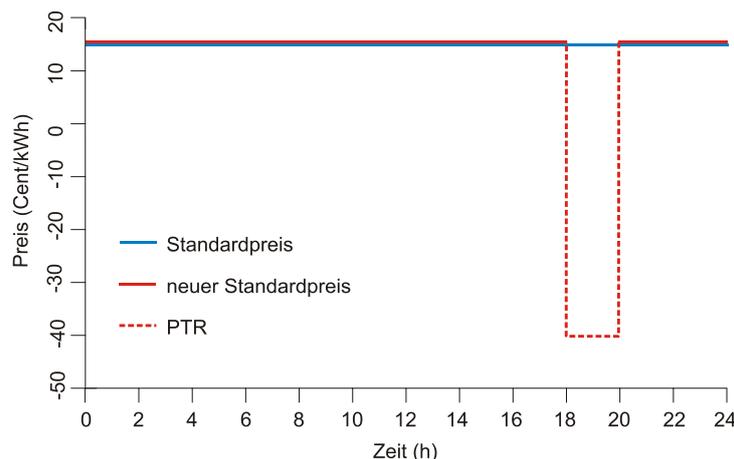


Abbildung 65: Beispielhafte Darstellung Peak Time Rabatt

Die Auswirkung dieser Methode auf das Verbraucherverhalten hängt von der tatsächlichen Ausgestaltung des Preises ab und wird wesentlich von der Höhe und Dauer des Rabattes beeinflusst.

#### 7.4.2.5 Real Time Pricing (RTP)

Kunden in Real Time Pricing Programmen (RTP) zahlen einen an den stündlichen Börsenpreis gekoppelten Energiepreis. Dieser wird Day-Ahead oder Hour-Ahead bekanntgegeben (Faruqui, 2007). Normalerweise werden nur Großkunden mit Leistungen über ca. 1 MW mit solchen Tarifen versorgt. In einzelnen Pilotprojekten wurde aber auch bereits die Wirkung auf Haushaltskunden untersucht (Barbose, Goldman, & Neenan, 2004). Die Energiekosten werden den Konsumenten entsprechend dem Stundenwert weitergegeben und die Fixkosten der Erzeugung solidarisiert über die Zeit verteilt. Die restlichen Kosten wie z.B. jene des Netzes werden wie gehabt verrechnet (Faruqui, Hledik, & Tsoukalis, 2009b).

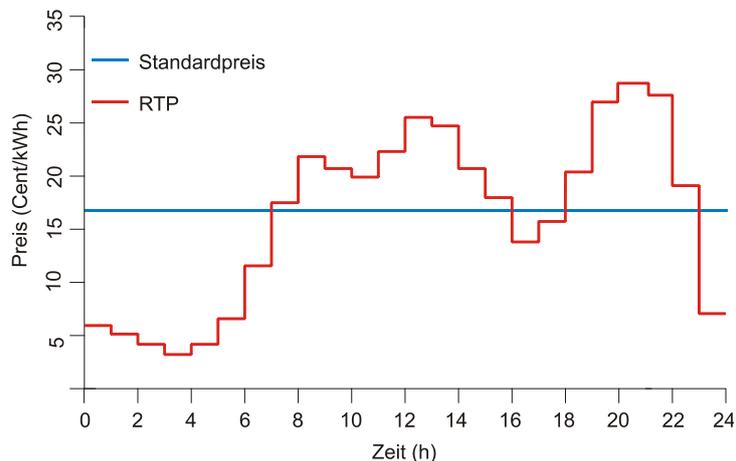


Abbildung 66: Beispielhafte Darstellung Real Time Pricing

Über die Wirkung dieser Methode auf Verbraucher im Haushaltsbereich sind nur wenige Informationen vorhanden. Untersuchungen für Nordamerika zeigten, dass 10 % der Kunden *stark* auf Preissignale des RTP Tarifs reagierten, 50 % *deutlich erkennbar* reagierten und der Rest in einem geringen Ausmaß. Die Kunden reduzierten ihre Last während der Spitzenzeiten durchschnittlich um 16 bis 20 % (Barbose, Goldman, & Neenan, 2004). Die Wirkung dieser Tarife auf das Verbraucherverhalten im Bereich der Elektromobilität ist nicht bekannt, der Einsatz von tarifgesteuerten Lastschaltgeräten scheint auf Grund der zeitlich stark variierenden Preise sinnvoll. Auch muss die Akzeptanz solcher Bepreisungsmodelle durch den Kunden erst geklärt werden.

#### 7.4.2.6 Peak Real Time Pricing (PRTP)

Eine weitere alternative Preisgestaltung stellt das Peak Real Time Pricing dar. Hierbei werden die Kapazitätskosten nicht in über die Zeit solidarisiert, sondern während der Spitzenlastzeit des Jahres aufgeschlagen. Diese Methode stellt eine verursachungsgerechtere Methode der Kostenzurechnung dar als das Real Time Pricing und führt zu Spitzenlastzeiten zu wesentlich höheren, während der restlichen Zeit jedoch zu geringeren Endkundenpreisen. Durch dieses Signal sollen Kunden veranlasst werden ihren Bedarf zur Jahreshöchstlast zu reduzieren.

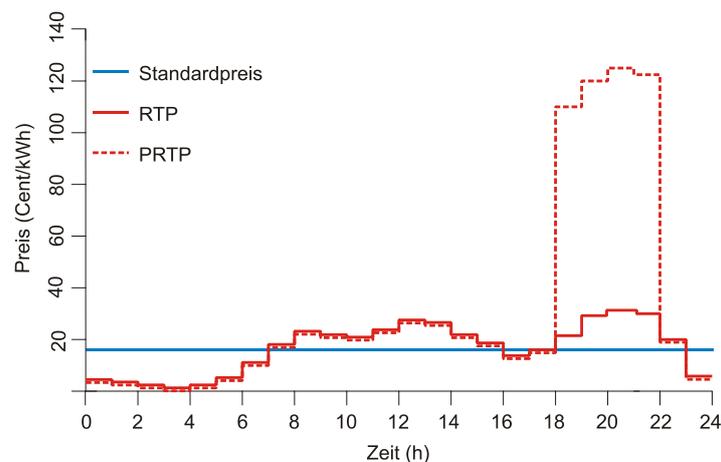


Abbildung 67: Beispielhafte Darstellung Real Time Pricing

Der Kapazitätzuschlag kann an vom Energieversorger kurzfristig festgelegten Zeitpunkten erfolgen z.B. Hour-Ahead, oder schon einen Tag zuvor bekannt gegeben werden. In den bisher ausgeführten Projekten wurden die Endkunden teilweise jedoch nicht im Vorhinein

informiert (Earle, Newell, Faruqi, Hajos, & Hledik, 2008). Die durchgeführten Untersuchungen beschränken sich auf den Gewerbe- und Industriebereich. Für Haushaltskunden sind noch keine Studien verfügbar.

### 7.4.3 Anforderungsprofil für Smart Meter im Bereich der Elektromobilität

Generell ist zu sagen, dass der Bereich des Smart Meterings noch in der Entwicklung steckt und sich Gerätehersteller, Regulator und Netzbetreiber noch nicht auf ein für alle Parteien zufriedenstellendes Mindestanforderungsprofil einigen konnten. Für einen effizienten Einsatz im Bereich der Elektromobilität sollte eine AMM-Infrastruktur folgende Anwendungen ermöglichen.

**Laststeuerung:** Wesentlich für ein effizientes Lastmanagement ist eine schnelle und sichere Ansteuerung der Schaltgeräte. Bei der Anwendung von Kommunikationstechnologien wie PLC oder GPRS kann es auf Grund der ausgedehnten Datenwege zu zeitlichen Verzögerungen kommen, was vor allem bei der Ausführung zeitkritischer Steuerbefehle problematisch sein kann. Dieses Problem gilt es zu lösen. Sollte beabsichtigt werden die bisher verwendete Rundsteuertechnik durch AMM zu ersetzen, so müssen auch Funktionen wie Broadcastbefehle, das direkte Ansprechen bzw. die Fernparametrierung von Schaltgeräten und eine gesicherte Übertragung ermöglicht werden. Die meisten am Markt befindlichen Zähler sehen nur sehr eingeschränkte Möglichkeiten des Lastmanagements vor. Lediglich die externen Lastschaltgeräte von Siemens TD-3520/TASU30 und Ubitronix LMM-2540 sind als Alternative zu erwähnen, wobei auch hier der mögliche Einsatz bei zeitkritischen Anwendungen zu klären ist.

**Messung in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung:** Sollte die Netzeinspeisung von Elektrofahrzeugen in der Zukunft eine mögliche Option darstellen, so muss eine Messung in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung möglich sein. Die meisten Geräte haben diese Funktion bereits implementiert.

**Standardisierte Kommunikation mit Ladestationen:** Für die Datenübertragung zwischen Smart Meter und Ladestation sollte eine standardisierte Kommunikation vorgesehen werden. Diese ist notwendig, um z.B. Preisinformationen an das Display der Ladestation übertragen zu können oder zur Übertragung von Kundeninformationen an den Zentralserver für genaue Abrechnung des Ladestationenbenutzers über die Stromrechnung.

**Bepreisung:** Die Möglichkeit zur Verrechnung zeitveränderlicher Strompreise ist mit den meisten Geräten schon gegeben. So kann z.B. zwischen Jahreszeiten, Werk- bzw. Sonn- und Feiertagen unterschieden werden. Der Großteil der Produkte ermöglicht bis zu 4 Preise pro Tag mit einer begrenzten Anzahl von Umschaltungen. Dies ist für einfache Bepreisungskonzepte ausreichend. Möchte man jedoch beispielsweise das Real Time Pricing mit stündlich veränderlichen Preisen anwenden, so müssen zukünftige Zähler erweiterte Möglichkeiten vorsehen.

**Preisgesteuerte Schaltgeräte:** Um den Kunden die Verpflichtung abzunehmen, sich jederzeit über den aktuellen Strompreis informieren zu müssen, sollte in Zukunft die Möglichkeit preissensitiver Schaltgeräte vorgesehen werden. Wie Untersuchungen in den Vereinigten Staaten zeigten, können diese das Verbraucherverhalten wesentlich beeinflussen (Faruqi & Sergici, 2009a). Die Schaltgeräte sollten vom Kunden frei parametrierbar sein und in der Lage sein das Elektrofahrzeug oder andere Verbraucher je nach Preis und Einstellungen des Kunden zu laden oder nicht.

Anforderungen an das Smart Meter wie die Speicherkapazität, Ausführung des Zählerdisplays oder Ausleseintervall ergeben sich nicht rein aus der Anwendung im Bereich der Elektromobilität, sondern sind auch durch andere Anwendungen bedingt und werden deshalb hier nicht separat angeführt.

## 8. Abrechnungssysteme

Für die Abrechnung der geladenen Energie der Elektrofahrzeuge können verschiedenste Konzepte herangezogen werden. Bei den derzeitigen Pilotprojekten wird zumeist ein Pauschalbetrag eingehoben und keine kundengenaue Abrechnung durchgeführt. Beim Schritt vom Versuchsstadium hin zur Serienreife könnten sich auch andere Systeme als vorteilhaft erweisen, da sie z.B. einen offenen Kundenkreis ermöglichen. Hier sollen zuerst die verschiedenen Möglichkeiten der Verrechnung mit ihren Vor- und Nachteilen angeführt und anschließend praktische Anwendungsfälle aufgezeigt werden. Im Rahmen eines Berechnungsbeispiels werden die Kosten verschiedener Abrechnungsmethoden miteinander verglichen. Die in dieser Studie angegebenen Werte basieren auf telefonischen Auskünften der jeweiligen Anbieter für Abrechnungssysteme. Die in den folgenden Kapiteln angeführten Kosten bzw. Disagiosätze der unterschiedlichen Abrechnungssysteme verstehen sich als Richtwerte, für große Unternehmen bzw. Unternehmen mit guter Bonität können eventuell günstigere Konditionen ausverhandelt werden.

### 8.1 Stromrechnung

Jeder Verbraucher ist registrierter Kunde bei seinem Netzbetreiber bzw. Energieversorger und besitzt einen oder mehrere Zählpunkte die ihm zugewiesen sind. Die Verrechnung der konsumierten Energiemenge, des Netzpreises sowie der Steuern und Abgaben erfolgt derzeit einmal jährlich in Form der Jahresstromabrechnung. Wird ein Elektrofahrzeug über einen dem Kunden eindeutig zugewiesenen Zähler geladen, so ist die Abgeltung der Ladekosten über eine Stromrechnung möglich. Für die Ladung zuhause stellt dies kein Problem dar und ist diese Verrechnungsmethode eine sehr praktische Lösung. Bei der Ladung im öffentlichen Bereich kommt es hingegen zu einem erheblichen verrechnungstechnischen Mehraufwand, da die Kundendaten und die geladene Menge eindeutig ermittelt und übertragen werden müssen. Der wesentliche Vorteil dieser Methode ist darin zu sehen, dass der Energieversorger selbst die Abrechnung durchführen kann und keine Bankomatkassen oder anderen Zahlungsmittel mit entsprechendem Disagio notwendig sind. Durch den geplanten Einsatz von Smart Metering ist zukünftig desweiteren eine vollautomatische Rechnungserstellung möglich.

### 8.2 Bezahlung mittels Bankomatkasse

Bankomatkassen ermöglichen die bargeldlose Bezahlung mittels Kreditkarte, Maestrokarte oder Quickfunktion. Derzeit sind österreichweit ca. 2,2 Mio. Kreditkarten, 6,7 Mio. Maestrokarten und 7,4 Mio. Karten mit Quickfunktion in Umlauf. Für die Datenübertragung beim Bezahlvorgang müssen die Bankomatkassenmodule mit dem Internet verbunden sein. Je nach Verbindungsart, Servicepartner und Servicepaket entstehen dabei unterschiedliche Kosten.

**Tabelle 41: Inbetriebnahme und laufende Kosten für Bankkomatassenmodule (exkl. USt) (Paylife Bank GmbH, 2009a)**

Servicepartner	Verbindungsart	Inbetriebnahme kosten erstes Terminal	Inbetriebnahmekosten pro weiterem Terminal am selben Standort	Entstörungs- und Verbindungspaket	Laufende Kosten bei monatl. Verrechnung	Laufende Kosten bei jährl. Verrechnung
Telekom Austria	ISDN	119 €	65 €	Servie.ISDN.48.TA.Modular (Störungsbehebung innerhalb von 48h in der Bereitschaftszeit)	47,79 €	45,49 € (545,88 €)
				Servie.ISDN.4.TA.Modular (Störungsbehebung innerhalb von 4h in der Bereitschaftszeit)	51,09 €	48,59 € (583,08 €)
				Servie.ISDN.4plus.TA.Modular (Störungsbehebung innerhalb von 4h in der Bereitschaftszeit und an Sonn- und Feiertagen)	55,79 €	52,89 € (634,68 €)
	DSL LAN	k.A.	k.A.	Service.DSL.TA.Modular (k.A.)	30,49 €	29,49 € (353,88 €)
Inform	DSL LAN	149 €	99 €	Service.DSL.48.Inform.Modular (Störungsbehebung innerhalb von 48h in der Bereitschaftszeit)	47,09 €	44,89 € (538,68 €)
				Service.DSL.4.Inform.Modular (Störungsbehebung innerhalb von 4h in der Bereitschaftszeit)	50,49 €	47,99 € (575,88 €)

In den in Tabelle 3 angeführten Preisen ist die Gerätemiete bereits inkludiert. Zusätzlich ist pro Überweisung ein Disagio fällig. Dieses ist individuell verhandelbar und unterscheidet sich je nach Verrechnungspartner, Auszahlungszeitraum und Kartentyp. Als Richtwerte können folgende Beträge herangezogen werden.

**Tabelle 42: Richtwerte für Disagiosätze (First Data Austria GmbH, 2009) bzw. für Quick (Inform GmbH, 2009)**

Kartentyp	Disagio
Maestro	0,3 % + 0,15 € fix pro Transaktion
Kreditkarte (Mastercard, Visa,..)	1,59 % + 0,08 € bei 28 tägiger Auszahlung
	1,69 % + 0,08 € bei 14 tätiger Auszahlung
	1,79 % + 0,08 € bei wöchentlicher Auszahlung
Quick-Funktion	0,5 %

Wesentlicher Vorteil von Bankomatkassen ist, dass der Kunde der Ladestation keinen Vertrag mit dem Ladestationenbetreiber oder Energieversorger besitzen muss, wodurch ein großer Kundenkreis erschlossen werden kann. Die Geräte funktionieren mit allen gängigen Karten und es handelt sich um ein im Bereich der Selfservice bereits häufig eingesetztes und bewährtes System. Im Vergleich zu Bargeldautomaten ist desweiteren keine Kassenentleerung bzw. Verwaltung von Wechselgeld notwendig. Nachteilig ist zu erwähnen, dass jeder

Bezahlungsvorgang mit Transaktionskosten verbunden ist und für die Datenübertragung eine kostenpflichtige Internetverbindung errichtet werden muss.

### 8.3 Bezahlung mittels Quick-Terminal

Quick auch als „elektronische Geldbörse“ bezeichnet ist eine Funktion mit der Geldbeträge zwischen 10 und 400 Euro auf eine Debitkarte geladen werden können. Derzeit befinden sich in Österreich ca. 7,4 Mio. Karten mit Quickfunktion im Umlauf. Diese können an jedem Bankomaten, an speziellen SB-Ladeterminals oder gegen Bargeld an den Bankschaltern der Geldinstitute geladen werden. Mit dem Guthaben kann der Karteninhaber an allen Quick-fähigen Bankomatkassen und Automaten Österreichweit bezahlen (Quick, 2009). Die Quick-Module speichern die abgebuchten Beträge auf einer Einreichkarte im Gerät und müssen daher nicht mit dem Internet verbunden werden. Die Kosten einer solchen Karte belaufen sich auch 59 € für die gesamte Nutzungsdauer. Die Auslesung der Beträge kann durch Austausch der Einreichkarte erfolgen, durch Übertragung mittels Infrarotschnittstelle am Gerät oder mit einer Netzwerkanbindung über die z.B. einmal wöchentlich oder einmal monatlich die Zahlungsbeträge an die Verrechnungsfirma übertragen werden. Pro Auslesung werden 0,45 € in Rechnung gestellt. Zusätzlich ist pro Zahlungsvorgang ein Disagio von 0,5 % vom Zahlungsbetrag fällig. Die Kosten pro Modul liegen je nach georderter Stückzahl zwischen 400 € und 500 € (Inform GmbH, 2009). In den Ladestationen könnten diese Module gleich wie die bereits genannten Bankomatkassen eingesetzt werden. Quick-Geräte finden heute schon sehr breite Verwendung bei der Verrechnung vom Kleinbeträgen unter 20 € z.B. im Bereich der Parkgebührenabrechnung oder an Kopier- und Getränkeautomaten. Der Vorteil dieser Module gegenüber Bankomatkassen liegt darin, dass eine Internetverbindung nicht zwingend notwendig ist und pro Transaktion keine Sockelbeträge bzw. ein geringeres Disagio anfallen. Die Technologie wird auch derzeit schon für die Bezahlung von Geldbeträgen eingesetzt die auch an Stromtankstellen zu erwarten sind. Nachteilig ist zu erwähnen, dass ohne geladenes Guthaben auf der Karte keine Bezahlung erfolgen kann und eine Rückbuchung bei z.B. einer Unterbrechung der Ladung nicht möglich ist. Des Weiteren ist zu erwähnen, dass nur die Bezahlung innerhalb Österreichs möglich ist und viele Leute mit der Quick-Funktion nicht so vertraut sind wie mit der herkömmlichen Bezahlungsfunktion der Maestro-, oder Kreditkarte. Derzeit nutzen nur ca. 12 % der Kartenbesitzer diese Funktion (Judt, Paylife Bank GmbH, 2009b). Vielfach ist dies aber auch darauf zurückzuführen, dass keine konkreten Anwendungsfälle vorhanden sind.

### 8.4 Barzahlungsautomat

Der Barzahlungsautomat ermöglicht die Bezahlung der Ladekosten mittels Münzen oder Bargeld. Geräte dieser Art finden breite Anwendung im Selfservicebereich wie z.B. an Fahrkartenterminals, Parkgebührenautomaten usw. Speziell für ältere Menschen, welche erfahrungsgemäß lieber mit Bargeld bezahlen, stellt der Barzahlungsautomat eine Alternative dar. Gleichzeitig ermöglicht dieses Abrechnungssystem wie auch die Bankomatkasse oder das Quick-Modul einen offenen Kundenkreis. Nachteilig ist zu erwähnen, dass solche Geräte einen hohen Wartungsaufwand verursachen und sie regelmäßig entleert werden müssen, wodurch viele Ladestationenbetreiber diese Zahlungsmöglichkeit nicht in Betracht ziehen.

## 8.5 Prepaid

Diese Methode der Verrechnung ist vor allem im Telekommunikationsbereich in Form der „Handy-Wertkarte“ weit verbreitet. Dabei bezahlt der Kunde die Dienstleistung schon im Vorhinein und erhält eine Karte mit einem bestimmten geladenen Guthaben oder einem PIN-Code, die er aufbrauchen kann. Im Bereich der Elektromobilität wäre es möglich Wertkarten mit Guthaben für bestimmte Lademengen anzubieten. Alternativ ist es auch wie in vielen Pilotprojekten möglich einen Pauschalbetrag einzuheben und eine RFID- bzw. Magnet-Kundenkarte als Zutrittsberechtigung zu den Ladestationen für z.B. die Dauer eines Jahres auszugeben oder diese einfach mittels Schlüssel zu versperren. Viele Pilotprojekte wenden dieses Abrechnungssystem an. Der wesentliche Vorteil der Variante mit Schlüssel oder Zutrittskarte liegt in der einfachen Verrechnung der Stromkosten. Des Weiteren ist keine kostspielige Abrechnungsinfrastruktur vor Ort notwendig. Nachteilig ist zu erwähnen, dass die Nutzung der Ladeinfrastruktur nur für einen geschlossenen Kundenkreis möglich ist und keine genaue Kostenermittlung pro Person durchgeführt werden kann. Die Bezahlung mittels Wertkarte ermöglicht eine kundengenaue Abrechnung und einen offenen Kundenkreis. Gleichzeitig entsteht aber ein großer organisatorischer Aufwand für die Auslieferung der Karten und die Verrechnung. Auch die Akzeptanz der Kunden gegenüber dieser Zahlungsmethode ist erst zu klären.

## 8.6 Mobiltelefon (Paybox)

Der Zahlungssystemanbieter Paybox ermöglicht die Zahlung mittels Mobiltelefon. Für die Abrechnung der Lademenge muss jede Ladestation mit einer Bezeichnung und einer Nummer versehen werden. Für die Bezahlung schickt man die Bezeichnung und Nummer z.B. „Ladestation400“ an Paybox. Paybox lädt ein virtuelles Guthaben auf die Verrechnungseinheit der Ladestation und es kann die gewünschte Auswahl getroffen werden. Ist dies erfolgt, so erhält man eine SMS mit dem Empfängernamen und dem Rechnungsbetrag oder einen Anruf in dem diese Informationen mitgeteilt werden. Nach Bestätigung der Daten erfolgt die Transaktion des Rechnungsbetrages. Dieser wird entweder im Rahmen der Telefonrechnung oder direkt vom Kundenkonto abgebucht. Paybox verrechnet pro Zahlungsvorgang ein Disagio und ein Transaktionsentgelt. Dieses ist lt. telefonischer Auskunft individuell verhandelbar und liegt lt. Homepage in einem Bereich von 2,5 bis 4,5 % + 0,10 € (Paybox Austria GmbH, 2009). Die Kosten für das Einbaumodul liegen bei ca. 200 €. Für die Datenübertragung zum Zentralserver der Verrechnung fallen monatliche Kosten von ca. 5 € an (Mobilkom Austria AG, 2009). Ein ähnliches Verrechnungskonzept wurde bereits im Projekt „Lebensland Kärnten“ umgesetzt. Wesentlicher Vorteil des Systems ist, dass der Kunde weder Bargeld, noch eine Karte für die Bezahlung der Ladekosten benötigt und ein offener Kundenkreis bzw. eine kundengenaue Verrechnung möglich sind. Nachteilig ist zu erwähnen, dass viele Kunden keine Erfahrung mit dem Bezahlen über das Mobiltelefon haben, die Akzeptanz dieser Methode nicht bekannt ist und ein relativ hohes Disagio verrechnet wird.

## 8.7 Abrechnungsmöglichkeiten nach Ladeort

Ladestationen können von verschiedenen Unternehmen betrieben werden. Generell sind dies Netzbetreiber, die dem Kunden auf Grund des Unbundlings jedoch keine Energie anbieten dürfen, Energieversorger, die dem Kunden neben dem Strom auch die Ladeinfrastruktur bereitstellen, andere Unternehmen mit kommerziellem Interesse am Betrieb von Ladestationen oder Dritte die diese Dienstleistung ohne Gewinnabsicht anbieten wie z.B. Firmen ihren Mitarbeitern. Aus zweckmäßiger Betrachtungsweise können je nach Betreiber und Ladeort unterschiedliche Verrechnungssysteme sinnvoll sein.

### 8.7.1 Abrechnung im Privathaushalt

Man geht davon aus, dass Elektroautos zuhause vorwiegend während der Nacht geladen werden, bzw. an Wochenenden und Feiertagen auch tagsüber. Die Stehzeiten betragen 12 Stunden oder mehr (FH Joanneum GmbH, 2009). Im diesem Fall genügt ist eine Langsamladung ausreichend, um die Betriebsbereitschaft des Elektromobils aufrecht zu erhalten. Im Privathaushalt erscheint die Abgeltung über eine normale Stromrechnung am Sinnvollsten, da hierzu keine zusätzliche Verrechnungsinfrastruktur notwendig ist. Es muss lediglich eine Steckerverbindung und wenn eine separate Verrechnung des Elektrofahrzeugs z.B. über einen speziellen Tarif oder einen anderen Energieversorger gewünscht wird, ein eigener Zähler installiert werden. Wird der Anschluss des Elektroautos über einen separaten Zähler geführt, so können mittels Mehrtarifstromzähler oder Smart Meter spezielle Autostromtarife angeboten werden wie dies z.B. der Energieversorger Vattenfall praktiziert. Durch die Anbindung des Smart Meters an den Zentralservers des Netzbetreibers und nachfolgender Datenübermittlung an den Energieversorger ist eine vollautomatische Rechnungslegung möglich. Derzeit könnte bei einer Nachtladung über einen separaten Zähler eine Abrechnung mittels Schwachlasttarif durchgeführt werden, wobei die Versorgung des Elektrofahrzeugs wie z.B. bei einem elektrischen Warmwasserboiler über eine Rundsteuerung geschaltet wird. Gibt es nur einen einfachen Zähler und keinen separaten Messkreis, so kann die Verrechnung auch gemeinsam mit dem restlichen Haushalt erfolgen. Zu Bedenken ist, dass eine Änderung der Hausinstallation zum Einbau eines zusätzlichen Zählers mit hohen Kosten verbunden sein kann. Aus wirtschaftlicher Sicht ist daher die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur als Sinnvoll zu erachten. Die Anwendung anderer Abrechnungssysteme, sowie die Versorgung über einen kommerziellen Ladestationenbetreiber, sind auf Grund der zu erwartenden Mehrkosten, wenig sinnvoll.

### 8.7.2 Abrechnung außerhalb des Privathaushaltes

Als Ladeorte werden generell jene Plätze in Betracht gezogen, an denen Elektrofahrzeuge für längere Zeit geparkt werden. Dies sind neben dem Abstellplatz zuhause z.B. der Arbeitsplatz, Einkaufszentren, Kinos, Restaurants oder öffentliche Parkplätze. Für die Abrechnung in diesen Bereichen sind verschiedene Varianten möglich und sinnvoll. Es ist zuallererst zu Unterscheiden wer Ladestationenbetreiber ist. Werden die Stationen durch einen Energieversorger betrieben, dann fällt die Verrechnung des einzelnen Benutzers in seinen Aufgabenbereich. Er kann diese exakt durchführen, oder pauschaliert, was einen erheblich geringeren Aufwand mit sich bringt. Die exakte Abrechnung des einzelnen Tankstellenbenutzers kann über eine Stromrechnung, Kredit- oder Bankomatkarte, Quickfunktion, Barzahlung, Prepaid-Karte mit Guthaben oder Mobiltelefon erfolgen. Bei einer Abgeltung über die Stromrechnung außerhalb des Haushaltes ist eine Identifikation des einzelnen Lade-

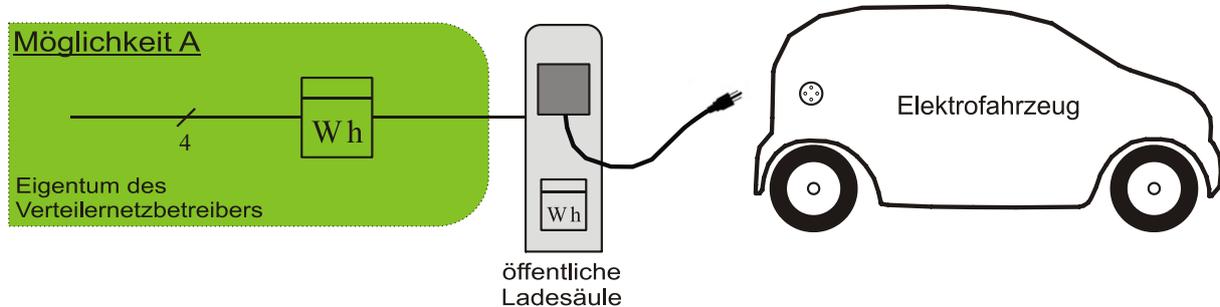
stationenbenutzers z.B. über eine Chipkarte notwendig, sowie die Ermittlung seiner konsumierten Energiemenge. Alternativ kann z.B. an der Arbeitsstelle eine Ladestation mit Zähler fix einem Kunden zugewiesen werden. Dieses Konzept wäre mit einem einfachen Ferrariszähler realisierbar. Soll die Rechnungslegung über die Stromrechnung erfolgen, so ist es zumeist nur vertraglich an den Energieversorger gebunden Kunden möglich die Ladeinfrastruktur zu nutzen. Damit schränkt der Betreiber jedoch seinen möglichen Absatzmarkt ein. Eine sinnvolle aber regulatorisch problematische Lösung stellt die Nutzung einer Ladestation durch mehrere Energieversorger dar. Das Problem besteht derzeit darin, dass im angewandten Bilanzgruppensystem jeder Ladevorgang über einen Zählpunkt durch einen anderen Energieversorger einen Lieferantenwechsel darstellt (Urbantschitsch, 2009). Dieser ist derzeit nicht mehrmals täglich, sondern nur einmal monatlich möglich. Die praktische Umsetzung dieses Konzepts kann daher nur im Hintergrund durch eine Kooperation der Energieversorger erfolgen. Es ist möglich, dass ein Stromanbieter die Ladestation versorgt und betreibt, aber die Ladekosten z.B. mit dem Haushaltsstromversorger des Kunden verrechnet. Der Haushaltsversorger weist dann die Kosten auf der Jahresstromrechnung aus. Das Unternehmen Vattenfall hat ein solches Konzept bereits im Rahmen ihres Projektes Mini E erfolgreich umgesetzt (Vattenfall, 2009b). Bei exakter Verrechnung kann die Bezahlung wie bereits erwähnt auch an einem Point of Sale mittels Bankomatkarte, Quick-Funktion, Bargeld, Prepaid-Karte mit Guthaben oder Mobiltelefon erfolgen. Der Vorteil dieser Zahlungsmittel liegt darin, dass sie dem Energieversorger generell einen offenen Kundenkreis und damit mehr Wettbewerb ermöglichen. Ist es nicht beabsichtigt eine genaue Verrechnung des einzelnen Kunden durchzuführen, dann ist die Einhebung eines Pauschalbetrages für die Nutzung der Ladestationen sinnvoll. Diese Variante wurde in vielen Pilotprojekten realisiert. Der Zugang zur Station ist dabei über eine Prepaid-Karte mit RFID oder einen Schlüssel möglich. Wesentlicher Vorteil dieses Konzeptes ist der geringere Verrechnungsaufwand. Des Weiteren entfallen auch die laufenden Kosten der verschiedenen Abrechnungssysteme. Nachteilig ist zu erwähnen, dass es sich hierbei um keine verursachungsgerechte Kostenzuteilung handelt und eine Verbrauchssteuerung über Strompreise nicht möglich ist.

Der Betrieb von Ladestationen durch Netzbetreiber erscheint außerhalb des Privathaushaltes wenig sinnvoll, da es diesen, wie bereits erwähnt, nicht erlaubt ist Energie an den Endkunden zu verkaufen. Netzbetreiber könnten daher nur ihre Ladestationen an etwaige Interessenten vermieten.

Unternehmen wie z.B. Ladestationenhersteller, Einkaufszentren, Kinos oder Restaurants können auch als Betreiber von Stromtankstellen auftreten. Diese sind im Gegensatz zu Netzbetreibern auch dazu berechtigt ihren Kunden Energie zu verkaufen. Die Verrechnung zwischen Energieversorger und Betreiber ist einfach über eine Stromrechnung möglich. Die Kostenermittlung des einzelnen Tankstellenbenutzers ist in diesem Fall die Aufgabe des jeweiligen Betreibers. Auch diese können für die Bezahlung Abrechnungssysteme wie Bankomatkassen, Quickautomaten etc. verwenden. Im Falle einer Kooperation mit Energieversorgern ist selbst eine Verrechnung über die Stromrechnung denkbar. Werden die Ladestationen nicht direkt für kommerzielle Zwecke verwendet, so könnten z.B. Einkaufszentren mit Angeboten wie Gratisladen für Elektrofahrzeuge zusätzliche Kunden werben. Dies wäre auch mit einem positiven Imagegewinn für den Anbieter verbunden. An öffentlichen Plätzen könnten Sponsoren Tanksäulen als Werbefläche nutzen und im Gegenzug die Ladekosten übernehmen.

## 8.8 Besitzverhältnisse einer öffentlichen Ladestation

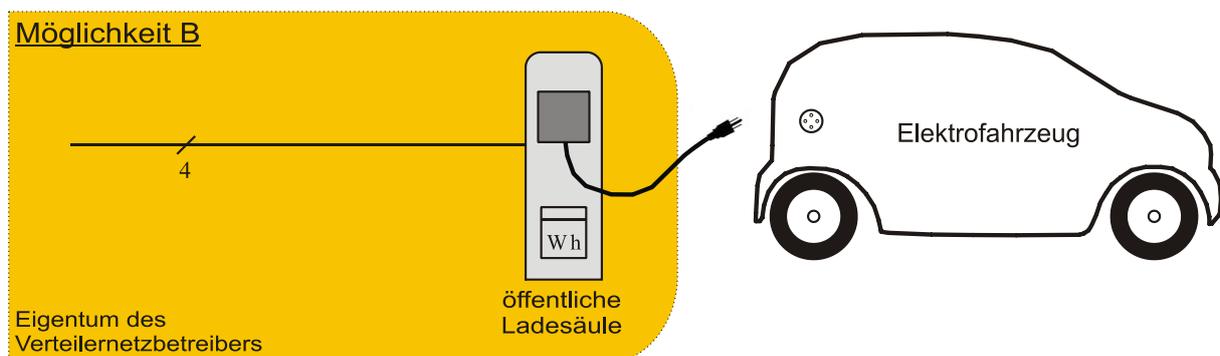
In diesem Kapitel werden die beiden grundsätzlich denkbaren Besitzverhältnisse einer öffentlich zugänglichen Ladestation dargelegt und jeweils die Rolle des Verteilernetzbetreibers diskutiert. Abbildung 68 zeigt Möglichkeit A der Besitzverhältnisse an einer öffentlichen Ladestation.



**Abbildung 68: Möglichkeit A der Besitzverhältnisse an einer öffentlichen Ladestation**

In dieser Variante stellt der Verteilernetzbetreiber lediglich den Netzanschluss für die Ladestation, nicht jedoch die Ladestation selbst zur Verfügung. Nachteilig an dieser Methode ist die Notwendigkeit von zwei Messeinrichtungen (Zählern), wenn eine genaue Abrechnung je Tankvorgang benötigt wird.

Möglichkeit B, dargestellt in Abbildung 69, beschreibt jene Variante, in der Verteilernetzbetreiber Besitzer der öffentlichen Ladestation ist. Aufgrund der Unbundling-Regelungen darf der Verteilernetzbetreiber nicht selbst den Stromverkauf an der Ladestation übernehmen. Die Ladestation kann in dieser Variante an eine entsprechende Gesellschaft mit Stromhandelslizenz vermietet werden, oder der Verteilernetzbetreiber übernimmt die Dienstleistung der Durchleitung und Verrechnung für einen oder mehrere Stromanbieter. Ein Vorteil gegenüber der folgenden Möglichkeit B ist der Verzicht auf einen zweiten Energiezähler.



**Abbildung 69: Möglichkeit B der Besitzverhältnisse an einer öffentlichen Ladestation**

Für den Nutzer der Ladestation wird es beiden Fällen (Möglichkeit A und B) von Relevanz in sein, ob der Ladestrom von nur einem Anbieter oder von unterschiedlichen Anbietern bezogen werden kann. Letztere Möglichkeit stellt im Bilanzgruppensystem derzeit eine gewisse Problematik dar, da z.B. mehrfach täglich der Stromanbieter an einem Messpunkt wechseln könnte oder ev. sogar Bilanzgruppen-ferne Stromlieferanten als Anbieter an der Ladesäule auftreten könnten. Diese Fragestellungen erfordern aus heutiger Sicht zusätzliche organisatorische bzw. regulatorische Lösungen.

## 8.9 Kostenvergleich unterschiedlicher Verrechnungssysteme

Anhand eines Beispiels sollen die elektronischen Verrechnungsmethoden mittels Bankomatkasse, Quick-Only-Terminal bzw. Mobiltelefon (Paybox) miteinander verglichen werden. Dabei werden die anfallenden fixen Kosten für die Datenübertragung, die Kapitalkosten und Abschreibung, sowie die variablen Kosten für die Verrechnung in einem Best-Case und einem Worst-Case-Szenario zueinander in Relation gestellt. Für die Berechnung werden folgende Annahmen getroffen:

**Tabelle 43: Anschaffungskosten für Verrechnungsmodule**

Verrechnungsmethode	einmalige Anschaffungskosten
Bankomatkasse	149 €
Quick-Only	500 € (inkl. Einreichkarte)
Paybox	200 €

**Tabelle 44: Verrechnungskosten**

Verrechnungsmethode	Kartentyp	Disagio pro Transaktion
Bankomatkasse	Maestro	0,3 % + 0,15 € fix pro Transaktion
	Kreditkarte (Mastercard, Visa,..)	1,59 % + 0,08 € fix pro Transaktion (bei 28 tägiger Auszahlung)
Quick-Only	-	0,5 % pro Transaktion
Paybox	-	2,5 % + 0,1 €

**Tabelle 45: Kosten der Datenübertragung**

Verrechnungsmethode	Service	monatliche Kosten
Bankomatkasse	Service.DSL.4.Inform.Modular	47,99 €
Quick-Only	monatliche Kartenauslesung	0,45 €
Paybox	GPRS Datenübertragung	5 €

Als Zinssatz für die Berechnung der Kapitalkosten wurden 5 % p.a. angenommen.

Die angenommene Lademenge pro Kunden beträgt 10 kWh bei einer durchschnittlichen Ladeleistung von 2 kW und erfolgt über einen Anschluss mit 230V und 16 A. Als Stromtarif wird der von Vattenfall angebotene Autostrom mit 23 Cent/kWh herangezogen. Für die Nutzungsdauer einer Verrechnungseinheit sind 10 Jahre veranschlagt.

### 8.9.1 Berechnung „Best Case“-Szenario

In diesem Szenario wird eine Auslastung der Ladestation von 16 Stunden pro Werktag unterstellt.

$$\text{Ladevorgänge pro Tag} = \frac{16 \text{ h} \cdot 2 \text{ kW}}{10 \text{ kWh}} = 3,2 \frac{\text{Ldg}}{\text{d}} \approx 4 \frac{\text{Ldg}}{\text{d}}$$

$$\text{geladene Energie p. a.} = 2 \text{ kW} \cdot 16 \frac{\text{h}}{\text{d}} \cdot 230 \frac{\text{d}}{\text{a}} = 7360 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

**Jährliche Kosten einer Bankomatkasse bei Bezahlung mit Maestrokarte****Fixe Kosten**

$$\text{Kosten Datenübertragung p. a.} = 12 \cdot 47,99 \frac{\text{€}}{\text{m}} = 575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad \frac{575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}}}{7360 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}} \hat{=} 7,82 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kapitalkosten p. a. (im ersten Jahr)} = 149\text{€} \cdot 5\% = 7,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,10 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{AfA} = \frac{149\text{€}}{10\text{a}} = 14,9 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,20 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

**Variable Kosten**

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 7360 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \cdot 23 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} \cdot 0,003 + 4 \frac{\text{Ldg}}{\text{d}} \cdot 230 \frac{\text{d}}{\text{a}} \cdot 15 \frac{\text{Cent}}{\text{Ldg}}$$

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 143,08 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 1,94 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

**Gesamtkosten**

$$\text{Gesamtkosten p. a.} = 575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 7,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 14,9 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 143,08 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \underline{\underline{741,31 \frac{\text{€}}{\text{a}}}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\underline{10,07 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}}}$$

**Jährliche Kosten einer Bankomatkasse bei Bezahlung mit Kreditkarte****Fixe Kosten**

$$\text{Kosten Datenübertragung p. a.} = 12 \cdot 47,99 \frac{\text{€}}{\text{m}} = 575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 7,82 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kapitalkosten p. a. (im ersten Jahr)} = 149\text{€} \cdot 5\% = 7,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,10 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{AfA} = \frac{14,9\text{€}}{10\text{a}} = 14,9 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,20 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

**Variable Kosten**

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 7360 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \cdot 23 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} \cdot 0,0159 + 4 \frac{\text{Ldg}}{\text{d}} \cdot 230 \frac{\text{d}}{\text{a}} \cdot 8 \frac{\text{Cent}}{\text{Ldg}}$$

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 100,52 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 1,37 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

**Gesamtkosten**

$$\text{Gesamtkosten p. a.} = 575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 7,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 14,9 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 100,52 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \underline{\underline{698,75 \frac{\text{€}}{\text{a}}}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\underline{9,49 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}}}$$

**Jährliche Kosten eines Quick-Only Terminals***Fixe Kosten*

$$\text{Kosten Datenübertragung p. a.} = 12 \cdot 0,45 \frac{\text{€}}{\text{m}} = 5,4 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,07 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kapitalkosten p. a. (im ersten Jahr)} = 500\text{€} \cdot 5\% = 25 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,34 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{AfA} = \frac{500\text{€}}{10\text{a}} = 50 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,68 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Variable Kosten*

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 7360 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \cdot 23 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} \cdot 0,005 = 8,46 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,12 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Gesamtkosten*

$$\text{Gesamtkosten p. a.} = 5,4 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 25 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 50 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 8,46 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \underline{\underline{88,86 \frac{\text{€}}{\text{a}}}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\underline{1,21 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}}}$$

**Jährliche Kosten eines Mobiltelefon (Paybox) Terminals***Fixe Kosten*

$$\text{Kosten Datenübertragung p. a.} = 12 \cdot 5 \frac{\text{€}}{\text{m}} = 60 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,82 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kapitalkosten p. a. (im ersten Jahr)} = 200\text{€} \cdot 5\% = 10 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,14 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{AfA} = \frac{200\text{€}}{10\text{a}} = 20 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,27 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Variable Kosten*

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 7360 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \cdot 23 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} \cdot 0,025 + 4 \frac{\text{Ldg}}{\text{d}} \cdot 230 \frac{\text{d}}{\text{a}} \cdot 10 \frac{\text{Cent}}{\text{Ldg}}$$

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 134,32 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 1,83 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Gesamtkosten*

$$\text{Gesamtkosten p. a.} = 60 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 10 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 20 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 134,32 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \underline{\underline{224,32 \frac{\text{€}}{\text{a}}}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\underline{3,05 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}}}$$

Tabelle 46: Übersicht der Kosten je Verrechnungssystem im „Best Case“-Szenario

	Maestrokarte		Kreditkarte		Quick		Mobiltelefon	
	€/a	Cent kWh	€/a	Cent kWh	€/a	Cent kWh	€/a	Cent kWh
Kosten Datenübertragung	575,88	7,82	575,88	7,82	5,40	0,07	60,00	0,82
Kapitalkosten (im 1. Jahr)	7,45	0,10	7,45	0,10	25,00	0,34	10,00	0,14
Afa	14,90	0,20	14,90	0,20	50,000	0,68	20,00	0,27
Verrechnungskosten	143,08	1,94	100,52	1,37	8,46	0,12	134,32	1,83
<b>Gesamtkosten</b>	<b>741,31</b>	<b>10,07</b>	<b>698,75</b>	<b>9,49</b>	<b>88,86</b>	<b>1,21</b>	<b>224,32</b>	<b>3,05</b>

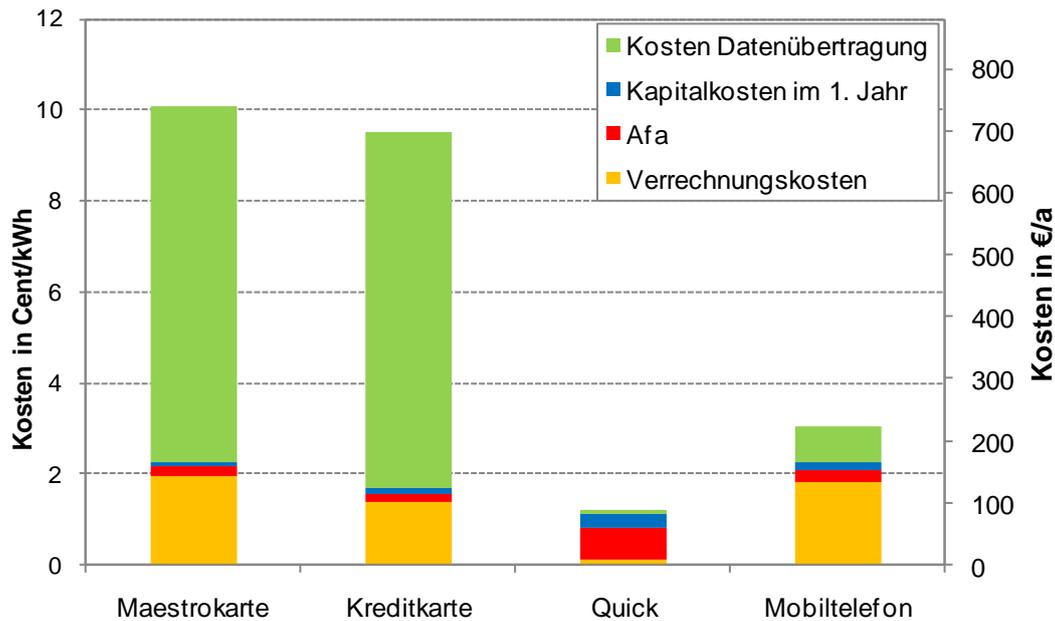


Abbildung 70: Kosten je Verrechnungssystem im „Best Case“-Szenario

### 8.9.2 Berechnung „Worst Case“-Szenario

In diesem Szenario wird eine Benutzungsdauer der Ladestation von durchschnittlich 3 Stunden je Werktag angenommen.

$$\text{Ladevorgänge pro Tag} = \frac{2 \text{ kW} \cdot 3 \text{ h}}{10 \text{ kWh}} = 0,6 \approx 1 \frac{\text{Ldg}}{\text{d}}$$

$$\text{geladene Energie p. a.} = 2 \text{ kW} \cdot 3 \frac{\text{h}}{\text{d}} \cdot 230 \frac{\text{d}}{\text{a}} = 1380 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

Der Rechengang entspricht jenem des „Best Case“-Szenarios und wird daher nicht mehr detailliert ausgeführt.

**Jährliche Kosten einer Bankomatkasse bei Bezahlung mit Maestrokarte***Fixe Kosten*

$$\text{Kosten Datenübertragung p. a.} = 575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 41,73 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kapitalkosten p. a. (im ersten Jahr)} = 7,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,54 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{AfA} = 14,9 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 1,08 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Variable Kosten*

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 35,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 2,57 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Gesamtkosten*

$$\text{Gesamtkosten p. a.} = 575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 7,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 14,9 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 35,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \underline{\underline{633,68 \frac{\text{€}}{\text{a}}}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\underline{45,92 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}}}$$

**Jährliche Kosten einer Bankomatkasse bei Bezahlung mit Kreditkarte***Fixe Kosten*

$$\text{Kosten Datenübertragung p. a.} = 575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 41,73 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kapitalkosten p. a. (im ersten Jahr)} = 7,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,54 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{AfA} = 14,9 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 1,08 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Variable Kosten*

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 35,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 2,57 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Gesamtkosten*

$$\text{Gesamtkosten p. a.} = 575,88 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 7,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 14,9 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 35,45 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \underline{\underline{621,68 \frac{\text{€}}{\text{a}}}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\underline{45,05 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}}}$$

**Jährliche Kosten eines Quick-Only-Terminals***Fixe Kosten*

$$\text{Kosten Datenübertragung p. a.} = 5,4 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,39 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kapitalkosten p. a. (im ersten Jahr)} = 25 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 1,81 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{AfA} = 50 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 3,62 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Variable Kosten*

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 1,59 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,12 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Gesamtkosten*

$$\text{Gesamtkosten p. a.} = 5,4 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 25 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 50 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 1,59 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \underline{\underline{81,99 \frac{\text{€}}{\text{a}}}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\underline{5,94 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}}}$$

**Jährliche Kosten eines Mobiltelefon-Terminals***Fixe Kosten*

$$\text{Kosten Datenübertragung p. a.} = 60 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 4,35 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{Kapitalkosten p. a. (im ersten Jahr)} = 10 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 0,72 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

$$\text{AfA} = 20 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 1,45 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Variable Kosten*

$$\text{Verrechnungskosten p. a.} = 30,94 \frac{\text{€}}{\text{a}} \quad \text{bzw.} \quad 2,24 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

*Gesamtkosten*

$$\text{Gesamtkosten p. a.} = 60 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 10 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 20 \frac{\text{€}}{\text{a}} + 30,94 \frac{\text{€}}{\text{a}} = \underline{\underline{120,94 \frac{\text{€}}{\text{a}}}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\underline{8,76 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}}}$$

Tabelle 47: Übersicht der Kosten je Verrechnungssystem im „Worst Case“-Szenario

	Maestrokarte		Kreditkarte		Quick		Mobiltelefon	
	€/a	Cent/kWh	€/a	Cent/kWh	€/a	Cent/kWh	€/a	Cent/kWh
Kosten Datenübertragung	575,88	41,73	575,88	41,73	5,40	0,39	60,00	4,35
Kapitalkosten (im 1. Jahr)	7,45	0,54	7,45	0,54	25,00	1,81	10,00	0,72
Afa	14,90	1,08	14,90	1,08	50,00	3,62	20,00	1,45
Verrechnungskosten	35,45	2,57	23,45	1,70	1,59	0,12	30,94	2,24
<b>Gesamtkosten</b>	<b>633,68</b>	<b>45,92</b>	<b>621,68</b>	<b>45,05</b>	<b>81,99</b>	<b>5,94</b>	<b>120,94</b>	<b>8,76</b>

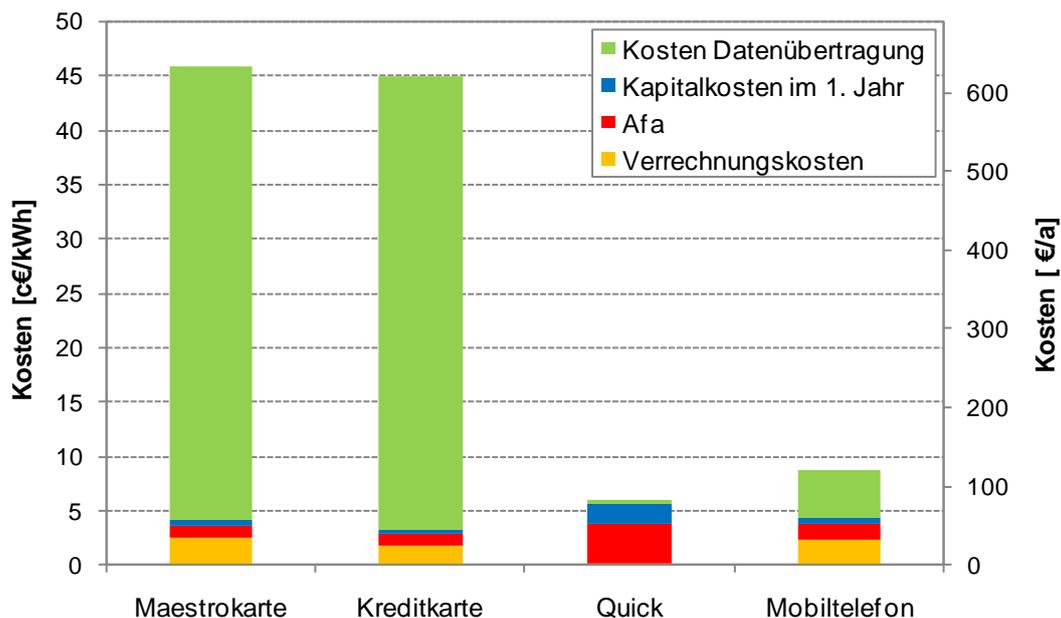


Abbildung 71: Kosten je Verrechnungssystem „Worst Case“-Szenario

Von den verglichenen Verrechnungssystemen stellt die Bezahlung mittels Quick-Only Terminal in beiden Szenarien die günstige Variante dar. Im Best Case Szenario fallen die Kosten pro verkaufte Kilowattstunde bis auf 1,21 Cent, wodurch Quick-Only-Terminals für die Verrechnung an gut ausgelasteten Ladestationen eine mögliche Variante darstellen. Bei der Bezahlung mittels Mobiltelefon fallen mit 3,05 Cent/kWh bereits sehr hohe Kosten an. Bankomatkassen für Maestro- oder Kreditkarten sind für die an Stromtankstellen erwarteten Zahlungsbeträge mit Kosten bis zu 10,07 Cent/kWh wenig sinnvoll. Die wesentliche Kostenkomponente sind hierbei die Fixkosten der Datenübertragung, welche mit 47,99 € pro Monat im Vergleich zu den anderen Verrechnungsmethoden sehr hoch ausfallen. Für wenig ausgelastete Ladestationen, wie im Worst Case Szenario dargestellt, steigen die Kosten bei Verwendung einer Bankomatkasse bis auf 45,92 €/kWh, wodurch diese Verrechnungssysteme für diesen Fall nicht mehr geeignet sind. Auch die Verrechnung mittels Mobiltelefon oder Quick-Terminal mit Kosten von 8,76 €/kWh bzw. 5,94 Cent/kWh sind in diesem Fall zu hinterfragen. Eine Alternative stellen die pauschalierte Verrechnung der Energiekosten dar, oder die Installation der Verrechnungseinheit im Elektrofahrzeug. Generell sollte sich die Logik im Elektromobil und nicht in der Ladestation befinden, da diese sonst hohe spezifische Ladekosten verursacht.

## 9. Weitere Aspekte der Elektromobilität

### 9.1 Potenziale zur Aufbringung der Ladeenergie durch neue Ökostromanlagen

In der öffentlichen Diskussion wird Elektromobilität oftmals mit dem Einsatz von Ökostrom zur Batterieladung verbunden, daher soll in diesem Kapitel abgeschätzt werden, welches Potenzial an zusätzlichen Ökostromanlagen in Österreich dem zu erwartenden Zusatzstromverbrauch für Elektrofahrzeuge gegenübersteht. Die Betrachtung beschränkt sich auf die in Österreich am kostengünstigsten zur Stromerzeugung einsetzbaren Quellen erneuerbarer Energie, die Wasserkraft und die Windkraft.

#### 9.1.1 Wasserkraft

Im „*Masterplan Wasserkraft*“ (VEÖ, 2008a) aus dem Jahr 2008 bzw. der aktuellsten Wasserkraftpotenzialstudie (Pöyry, 2008) wird ein technisch-wirtschaftliches Ausbaupotenzial für die Wasserkraft in Österreich ca. 18 TWh/a angegeben. Von diesen 18 TWh/a sind ca. 13 TWh/a realisierbar, der Rest befindet sich in hochsensiblen Gebieten. Bis 2020 sollen davon 7 TWh/a ausgebaut werden (VEÖ, 2008b).

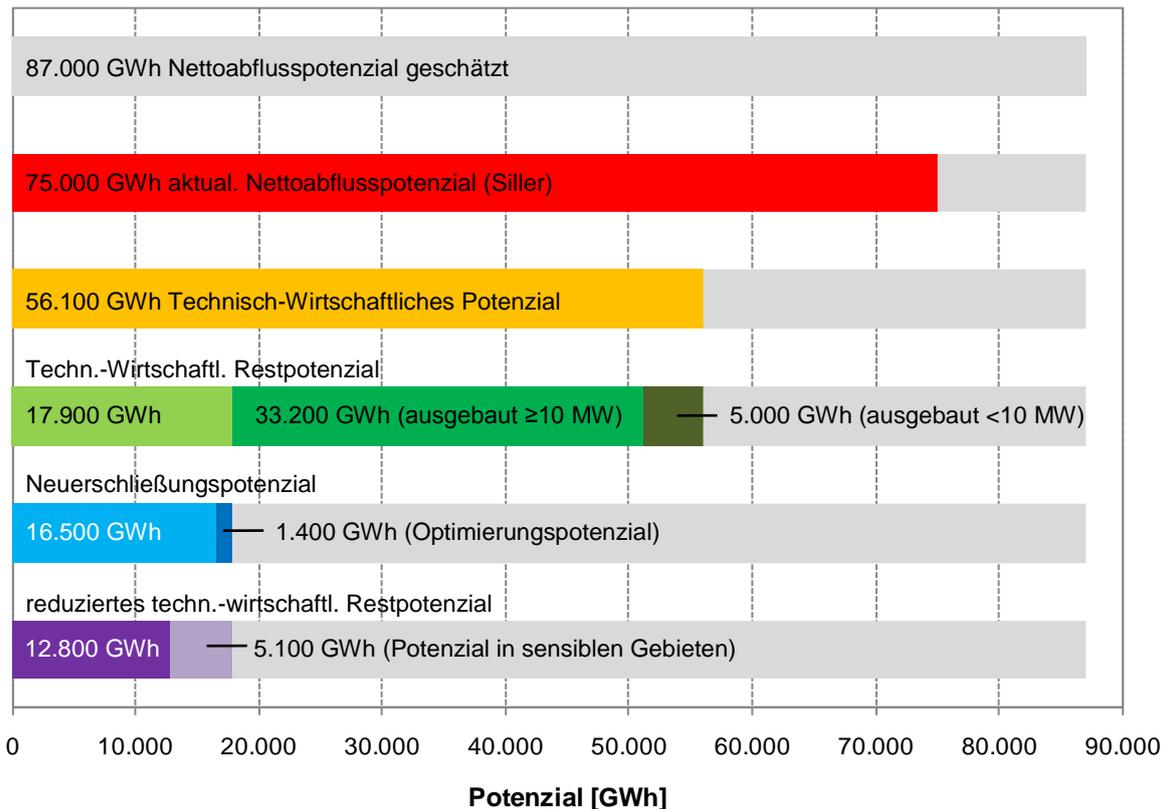


Abbildung 72: Potenziale der Wasserkraft in Österreich (Datenquelle (Pöyry, 2008))

### 9.1.2 Potenzial der Windkraft

Derzeit werden in Österreich jährlich ca. 2.000 GWh/a an elektrischer Energie mit Windkraftanlagen erzeugt. Das im Rahmen zahlreicher Studien abgeschätzte Windkraftpotenzial in Österreich zeigt eine große Schwankungsbreite, wie aus Abbildung 73 ersichtlich.

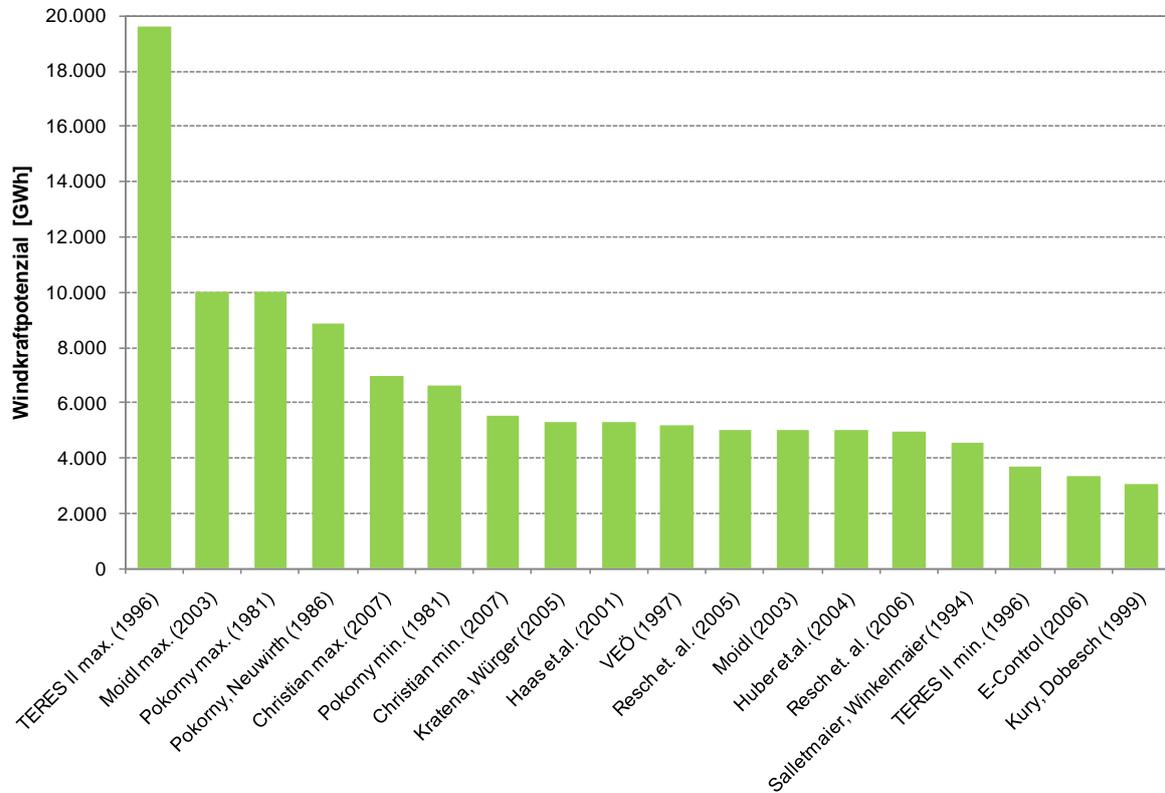


Abbildung 73: Windkraftpotenzial in Österreich, Datenquelle (Hantsch & Moidl, 2007)

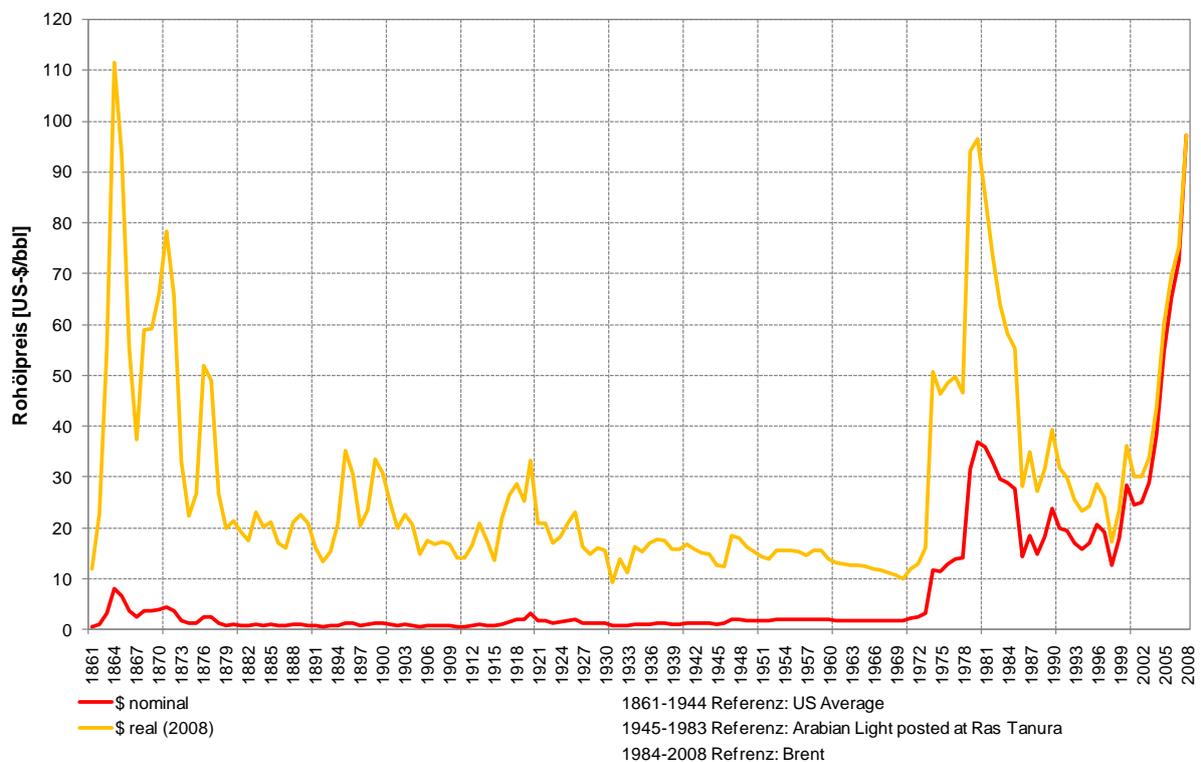
Wie in Abbildung 73 dargestellt, geben die meisten Studien ein Potenzial von mindestens 4.500 GWh/a an. Somit sollte noch ein Ausbaupotenzial von zumindest 2.500 GWh/a bestehen; vgl. (Hantsch & Moidl, 2007).

### 9.1.3 Abschätzung der theoretischen Realisierbarkeit regenerativer Mobilität

Würden sämtliche 3,66 Millionen Privatfahrzeuge mit ihrer Kilometerleistung von ca. 50 Milliarden Kilometern jährlich elektrisch fahren, so würden diese bei einem durchschnittlichen Verbrauch von ca. 18 kWh/100 km, der dem des Versuchsprojekts „Vlotte“ (VLOTTE elektrisch mobil, 2009b) in Vorarlberg entspricht, einen zusätzlichen Stromverbrauch von rund 8.900 GWh pro Jahr verursachen. Das Ausbaupotenzial an Wasserkraft- und Windkraftanlagen beträgt in Summe ca. 15.500 GWh/a und liegt eindeutig über dem abgeschätzten Ladestromverbrauch privater PKW. Der Stromverbrauchszuwachs infolge Elektromobilität könnte also theoretisch mit dem Ausbau von Wasserkraft und Windkraft abgedeckt werden. Es ist anzumerken, dass es sich bei dieser groben Abschätzung um eine reine Energiemengenbetrachtung handelt und Aspekte der Leistungsverfügbarkeit zusätzlich berücksichtigt werden müssen

## 9.2 Volkswirtschaftliche Aspekte von Elektromobilität

Elektrifizierte Fahrzeuge tragen dazu bei, Benzin und Diesel und somit Erdölverbrauch einzusparen. Da Österreich sich selbst nicht mit Erdöl versorgen kann, muss dieses importiert werden, was sich negativ auf die Außenhandelsbilanz Österreichs auswirkt. Wird der Strom für Elektroautos regenerativ im eigenen Land erzeugt, so schafft das zusätzliche heimische Wertschöpfung. Der Wohlfahrtszuwachs hat die Größenordnung des Wertes der vermiedenen Erdölimporte abzüglich etwaiger Zusatzkosten durch teurere Elektrofahrzeuge oder zusätzliche Stromerzeugungsanlagen. Des Weiteren kann angenommen werden, dass dieser Wohlfahrtszuwachs in Zukunft mit steigendem Ölpreis zunimmt (vgl. Abbildung 74). Wird allerdings der Strom nicht regenerativ sondern in Gaskraftwerken erzeugt, so bedeutet dies einen erhöhten Importbedarf für Erdgas, da Österreich auch bei Erdgas kein Selbstversorger ist. Die Kosten des zusätzlichen Erdgases wären aufgrund der höheren Effizienz der Gesamtkette jedoch geringer als die der vermiedenen Erdöl-Importe, wodurch auch in diesem Fall ein Wohlfahrtszuwachs entstehen würde.

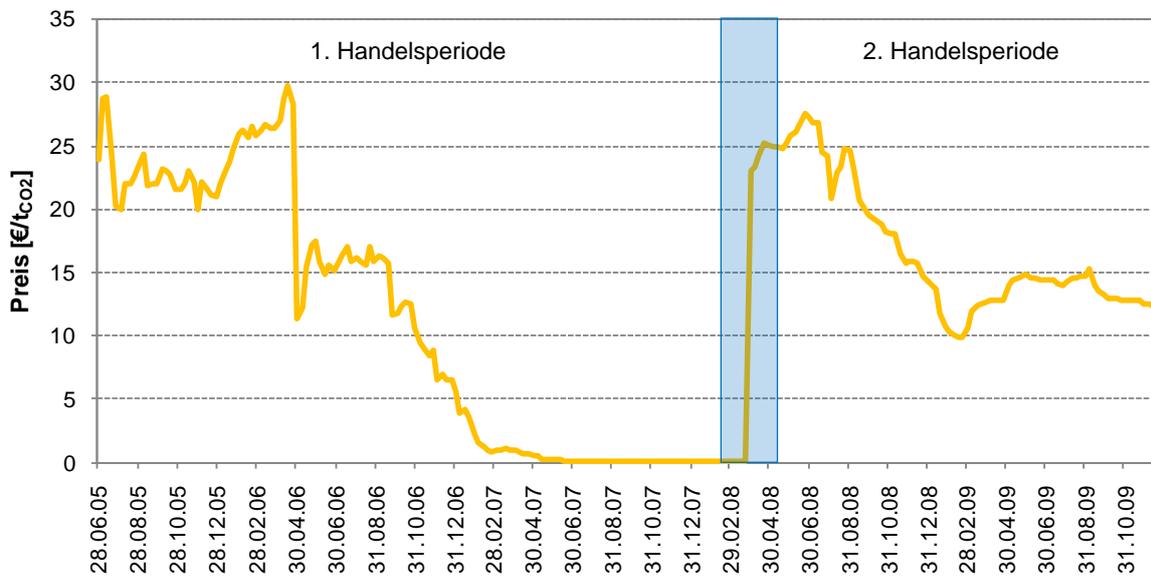


**Abbildung 74: Langfristige historische Ölpreisentwicklung (Datenquelle (BP, 2009))**

Wären im Jahr 2005 20 % des Fahrzeugbestands Plug-In-Hybrid- oder Elektroautos mit einer Aufteilung von 50 % des Typs 1, 25 % des Typs 2 und 25 % von Typ 3 gewesen, so hätten etwa 5,3 Mio. Barrel Rohöl weniger importiert werden müssen. Die Kosten für ein Barrel Rohöl, welches 2005 importiert wurde, betragen durchschnittlich 58 Euro, somit hätte der Wert für die 5,3 Mio. Barrel ca. 306 Mio. Euro betragen. Diese Werte wurden aus der Erdölbilanz (Statistik Austria, 2008a), der Außenhandelsstatistik (Statistik Austria, 2005), der Statistik über Fahrleistungen und Treibstoffeinsatz privater PKW (Statistik Austria, 2008b) und den Jahresdurchschnittspreisen und Steuern für die wichtigsten Energieträger (Statistik Austria, 2008c) von Statistik Austria abgeschätzt. Als Raffineriewirkungsgrad wurden 88 % angenommen (KWO-Grimselstrom, 2009).

Durch die höhere Effizienz von elektrifizierten Fahrzeugen gegenüber konventionellen PKWs ist auch mit einer Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu rechnen, was sich auf den Bedarf an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten auswirkt. Es müssten weniger Zertifikate zugekauft werden, wodurch zusätzliche Wohlfahrt entsteht. Auch wenn der Strom mit Erdgas erzeugt werden würde, wären die CO<sub>2</sub>-Emissionen geringer, da Erdgas beim Verbrennen pro Energiemenge weniger CO<sub>2</sub> freisetzt als Ölprodukte. Zudem ist die insgesamt verbrauchte Energiemenge durch die höhere Effizienz der elektrifizierten Fahrzeuge geringer.

Bei einem angenommenen Zertifikats-Preis von 20 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> (siehe Abbildung 75, Jahr 2005) und einer Stromerzeugung aus Erdgas hätten bei einem Anteil an Elektromobilität von 20 % im Jahr 2005 Zertifikate im Wert von ca. 19 Mio. Euro eingespart werden können, bei Stromerzeugung aus regenerativen Quellen wären es ca. 28 Mio. Euro gewesen.<sup>37</sup>



**Abbildung 75: CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisentwicklung in Österreich (Energy Exchange Austria, 2009)**

Da Elektroautos keine mineralischen Treibstoffe benötigen, ist für diese Fahrzeuge derzeit keine Mineralölsteuer zu entrichten. Zwar sind auch auf verbrauchte elektrische Energie Elektrizitätsabgaben und Umsatzsteuer zu entrichten, aber die zusätzlich verbrauchte Elektrizität für Elektrofahrzeuge ist vergleichsweise gering, sodass in Summe Steuerausfälle zu erwarten sind.

Bei 20 % Elektromobilität wären im Jahr 2005 ca. 400 Mio. Euro an Ausfällen von Mineralöl- und Umsatzsteuer für Ölprodukte nur Steuermehreinnahmen aus zusätzlichen Stromverkäufen von ca. 38 Mio. Euro (Elektrizitätsabgabe und Umsatzsteuer) gegenübergestanden; vgl. (Statistik Austria, 2008c).

Zusammenfassend hätten sich bei angenommenen 20 % elektrifizierten Fahrzeugen im Jahr 2005 (Aufteilung von 50 % Typ 1, 25 % Typ 2 und 25 % Typ 3) direkte durch Elektromobilität verursachte volkswirtschaftliche Auswirkungen gemäß Tabelle 48 ergeben.

<sup>37</sup> Berechnung basierend auf den Annahmen gemäß Kapitel 5.11 und Daten für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Stromerzeugung aus Erdgas bzw. regenerativen Quellen.

**Tabelle 48: Abschätzung der Auswirkungen von (fiktiven) 20 % Elektromobilität bezogen auf das Jahr 2005**

<b>Mineralölimporte</b>	sinken um 306 Mio. Euro
<b>eingesparte CO<sub>2</sub>-Zertifikate</b>	belaufen sich auf 19 – 28 Mio. Euro
<b>Mineralöl- und Umsatzsteuer</b>	sinken um 400 Mio. Euro
<b>Steuern und Abgaben auf zusätzlich verkauften Strom</b>	steigen um 38 Mio. Euro

## 9.3 Bewertung der Idee des Vehicle-to-Grid

### 9.3.1 Allgemeines

In den letzten Jahren wurde im Zusammenhang mit Elektromobilität oftmals die Idee des Vehicle-to-Grid (V2G) propagiert. Darunter versteht man den Einsatz der Akkumulatoren von Elektrofahrzeugen zur Lieferung von Spitzenleistung bzw. Regelleistung an das öffentliche Netz. Da die Potenziale dieser Idee in einigen aktuellen Studien, z.B. (Haider & Smole, 2009), sehr positiv dargestellt werden, soll an dieser Stelle eine vereinfachte wirtschaftliche Bewertung durchgeführt werden.

Die Bewertung erfolgt über den Vergleich von Investitionskennzahlen für unterschiedliche Energiespeichertechnologien. Mit der Energiezwischen-speicherung durch V2G stehen die Akkumulatoren aus den Elektroautos oder Plug-In-Hybridautos in direkter Konkurrenz zu dem in Österreich bewährten System der Pumpspeicherkraftwerke (PSKW). Die derzeit in Österreich bevorzugt angewandte Methode zur Erhöhung der Speicherkapazität ist der Ausbau von bestehenden Speicherkraftwerken zu Pumpspeichern. Diese Option wird der Option des V2G gegenübergestellt. Die beiden zu vergleichenden Optionen sind demnach die folgenden:

- Option a) Investition in Batteriesysteme
- Option b) Ausbau bestehender Speicher zu Pumpspeichern bzw. Kapazitätserhöhung in bestehenden Pumpspeichieranlagen

Bezüglich Akkumulatoren wird für folgende Berechnungen von bereits günstig gewählten Annahmen ausgegangen. Dies betrifft insbesondere die in Tabelle 49 angeführten spezifischen Investitionskosten für Akkumulatoren. Im Vergleich mit den in Tabelle 4 gezeigten Kosten für Lithium-Ionen Batterien kann man durchaus von sehr günstigen Annahmen bzgl. der Akkumulatoren für die folgenden Berechnungen sprechen.

**Tabelle 49: Zyklennutzungsgrad, Investitionskosten und Zykluslebensdauer von Li-Ionen und NiMH-Akkumulatoren**

	<b>Li-Ion</b>	<b>NiMH</b>
<b>Zyklennutzungsgrad inkl. Umrichter</b>	0,90	0,76
<b>spez. Investitionskosten [€/kWh]</b>	400	550
<b>Zykluslebensdauer</b>	1.000	2.000

Wartungskosten, Entsorgungskosten, zusätzliche Netzkosten (z.B. für Wechselrichter oder Schutzeinrichtungen für dezentrale Einspeisung) und Kosten für die Kommunikation der dezentralen Akkus mit einer zentralen Einsatzplanung wurden in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

### 9.3.2 Vergleich der Kapazitätskosten über die Zyklenlebensdauer bezogen auf die gesamte Speicherkapazität

Die Electricity Storage Association schlägt sogenannte Zykluskosten (per cycle costs) als Investitionskennzahl zum Vergleich unterschiedlicher Speichertechnologien vor. Tabelle 50 zeigt die Größenordnung von Zyklusspeicherkosten unterschiedlicher Speichertechnologien, bei Vernachlässigung von Wartungs-, Betriebs- und Entsorgungskosten.

**Tabelle 50: Grobe Richtwerte für Zyklusspeicherkosten unterschiedlicher Speichertechnologien (Energy Storage Association ESA, 2009)**

	Zyklusspeicherkosten [US\$/MWh]
Zink-Luft Batterie	700 – 1.000*
Bleisäure Batterie	200 – 1.000*
Nickel-Cadmium Batterie	200 – 1.000*
Lithium-Ionen Batterie	160 – 1.000*
Na-S Batterie	80 – 300
Flow Batterie	50 – 800
Schwungräder	30 – 250
Doppelschichtkondensator	20 – 250
Druckluftspeicherkraftwerk	20 – 50
Pumpspeicherkraftwerk	< 20

\* und darüber

Entsprechend dem unten dargestellten formalen Zusammenhang ermöglichen Zykluskosten den Vergleich völlig unterschiedlicher Speichertechnologien. Die spezifischen Investitionskosten werden, unter Berücksichtigung des jeweiligen Speichernutzungsgrades, auf einen Lade-Entlade-Zyklus herunter gebrochen. Wie bereits erwähnt, gehen dabei Wartungs- und Betriebskosten sowie Entsorgungskosten nicht in die Rechnung ein. Auch Kapitalkosten sind bei dieser Betrachtungsweise nicht berücksichtigt.

$$\text{Zykluskosten} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh} \cdot \text{Zyklus}} \right] = \frac{\text{Investitionskosten [€]}}{\text{Energiespeicherkapazität [MWh]} \cdot \text{Zykluslebensdauer [Zyklen]} \cdot \text{Nutzungsgrad [-]}}$$

Folgende Tabelle 51 zeigt die Zykluskosten eines Lithium-Ionen-Akkumulators und jene eines NiMH-Akkumulators.

**Tabelle 51: Zykluskosten von Li-Ionen und NiMH Akkumulatoren**

		Akku	Akku
		Li-Ion	NiMH
spez. Investitionskosten	[€/kWh]	400	550
Nutzungsgrad	[-]	0,90	0,76
Zykluslebensdauer	[Zyklen]	1.000	2.000
<b>Zyklusspeicherkosten</b>	<b>[€/MWh/Zyklus]</b>	<b>443</b>	<b>362</b>

Aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten des Li-Ionen bzw. des NiMH Akkumulators und der geringeren Zyklenlebensdauer ergeben sich für diese Batterietechnologien Zykluskosten zwischen 360 und 440 Euro je MWh und Zyklus. D.h. die Speicherung von

1 MWh elektrischer Energie in einem Akkumulator erfordert Zyklusspeicherkosten von ca. 400 €.

Im Vergleich dazu werden die Zyklusspeicherkosten für aktuelle Projekte zum Kapazitätsausbau bestehender Pumpspeicher in Österreich berechnet. Im Tagesspeicherbetrieb kann die volle Speicherkapazität des Pumpspeicherkraftwerks nicht ausgenutzt werden, daher werden die Zyklusspeicherkosten anhand folgender Parameter berechnet: Mittlere Betriebsdauer des Tagesspeichers im Pumpbetrieb je ca. 1.500 Volllaststunden pro Jahr<sup>38</sup> und insgesamt 350 Zyklen pro Jahr sowie gleiche Nennleistung im Pump- bzw. Turbinenbetrieb.

**Tabelle 52: Vergleich unterschiedlicher Pumpspeicher in Österreich im Tagesspeicher-Betrieb**

		PSKW Projekt A	PSKW Projekt B	PSKW Projekt C	PSKW Projekt D
Nutzungsgrad	[-]	0,75	0,75	0,75	0,75
Investitionskosten	[Mio. EUR]	335	42,5	365	400
Volllaststunden	[h/a] Pumpbetrieb	1.500	1.500	1.500	1.500
Einsatztage pro Jahr	[d/a]	350	350	350	350
Lebensdauer	[a]	50	50	50	50
Leistung	[MW] (pumpen, turbिनieren)	430	65	480	450
Speicherung über die Lebensdauer	[GWh]	32.250	4.875	36.000	33.750
spez. Investitionskosten je Zyklus	[EUR/MWh/Zyklus]	10,39	8,72	10,14	11,85
Zyklusspeicherkapazität (1 Tag)	[MWh]	1.842,86	278,57	2.057,14	1.928,57
Zykluslebensdauer	[Zyklen]	17.500	17.500	17.500	17.500
<b>Zyklusspeicherkosten*</b>	<b>[EUR/MWh/Zyklus]</b>	<b>13,8</b>	<b>11,6</b>	<b>13,5</b>	<b>15,8</b>

\*...ohne Berücksichtigung von Kapitalkosten bzw. Finanzierungskosten

Projekte zur Leistungserhöhung bestehender Speicherkraftwerke erweisen sich bei der vorgenommenen Bewertung im Vergleich zu Akkumulatoren mit Zyklusspeicherkosten in der Größenordnung von 400 €/MWh/Zyklus als sehr wirtschaftlich. Zwischen Akkumulatoren und Pumpspeicherkraftwerken liegt ein Faktor von durchschnittlich 32 bei Li-Ionen Batterien und von immerhin noch 26 bei NiMH Akkumulatoren.

Eine – insbesondere für langfristige Investitionsgüter erforderliche – Kostenbetrachtung unter Einbeziehung der Kapitalkosten verringert den Vorteil der Pumpspeicherung aufgrund der im Vergleich zu den kurzlebigen Batterien sehr langen Kapitalbindungsdauern. Projekte zur Leistungserhöhung bestehender Speicherkraftwerke bleiben jedoch auch in diesem Fall bezüglich der Kosten den Batteriezyklen noch mehrfach überlegen.

Neben den wirtschaftlichen Nachteilen steht der Umsetzung des V2G zusätzlich eine Vielzahl an praktischen Problemen gegenüber:

- Die Lebensdauer der Akkumulatoren wird durch die zusätzlichen Lade- und Entladezyklen stark herabgesetzt.

<sup>38</sup> Der mittlere Verbrauch für Pumpspeicherung betrug laut UCTE in den Jahren 2003-2007 ca. 3.100 GWh/a, bei einer installierten Pumpkapazität von ca. 2.000 MW (Otzasek, 2009).

- Die Akkumulatoren speichern Energie in chemischer Form und geben sie in Form von Gleichstrom wieder ab. Um in das Netz zurückzuspeisen, ist deshalb ein Wechselrichter notwendig. Dieser muss die den Normen entsprechenden Qualitätsmerkmale hinsichtlich Spannungsqualität, Schutz usw. gewährleisten.
- Zur Abrechnung der Rückspeisung ins Netz ist ein zusätzlicher Zähler erforderlich, welcher in einem normalen Haushalt nicht vorhanden ist.
- Für die Rückspeisung von Autos über öffentliche Ladestationen müssen diese Stationen nicht nur über einen zusätzlichen Einspeisezähler, sondern auch über eine Möglichkeit einer Benutzeridentifikation verfügen.
- Die Verwaltung und gezielte Kommunikation mit hunderttausenden Empfängern bedarf eines entsprechenden Aufwands.
- Werden elektrifizierte Fahrzeuge nur in der Nacht mittels gesteuerter Ladung geladen, so wirkt sich eine Netzeinspeisung untertags besonders auf die Gesamtreichweite aus.
- Bei Netzausfall müssen dezentrale Einspeiser aus Sicherheitsgründen vom Netz getrennt werden, daher muss eine entsprechende Sicherheitseinrichtung bei Anlagen zur dezentralen Einspeisung implementiert werden.
- Es ist keine sichere Bestimmung der verfügbaren Leistung möglich, da sie von der Anzahl der angeschlossenen Autos und deren Ladezustand abhängt. Denn ein Akkumulator, der fast voll ist, kann nur mehr sehr wenig Strom aufnehmen (vgl. Abbildung 34 bis Abbildung 36), um negative Regelleistung zur Verfügung zu stellen. Ein vollgeladener Akkumulator würde außerdem bei der Lieferung von positiver Regelleistung nach einer kurzen Einspeisephase wieder lange Zeit benötigen, um den vorherigen Ladezustand zu erreichen, da die Ladung bei hohem Ladezustand nur langsam erfolgen kann (vgl. Kapitel 5.6.3).

## 10. Pilotprojekte zur Elektromobilität in Österreich und in Europa

Nachdem nun sowohl die Ladekonzepte, die Normung und die Anforderungen an die Ladestation behandelt wurde, sollen in diesem Kapitel laufende Feldversuche, Projekte und Initiativen in Österreich und einige ausgewählte Feldversuche in Europa gezeigt werden. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Ladestation, den verwendeten Stecker und die Verrechnungsmethode gelegt.

Mit der Initiative e-connected hat das BMVIT zusammen mit dem Lebensministerium und dem Klima- und Energiefonds eine Plattform gegründet, auf der mehrere Expertengruppen, bestehend aus Vertretern von führenden österreichischen und internationalen Forschungsinstituten, Start-Ups, Industrieunternehmen, NGOs und anderen Institutionen, folgende Themen diskutieren und aufarbeiten:

- Energiespeicher
- Elektrofahrzeuge
- Netzintegration
- Ladestationen
- Rahmenbedingungen

Ziel ist es den Markteintritt der Elektromobilität vorzubereiten und zu vereinfachen.<sup>39</sup> Dafür wurden das Projekt VLOTTE in Vorarlberg und das Projekt ElectroDrive in Salzburg als Modellregionen der Initiative e-connected definiert und entsprechend gefördert.

Der Klima- und Energiefonds Österreich hat im Jahr 2009 zwei Ausschreibungen durchgeführt. Bei der Ausschreibung „*Modellregionen Elektromobilität*“ gilt es, eine neue Modellregion nach dem Vorarlberger Vorbild zu finden, welche mit 2,5 Mio. Euro gefördert wird. Diesmal will man sich auf eine städtische Agglomeration mit mind. 100.000 Einwohner konzentrieren. Aufbau der Ladeinfrastruktur, Integration der Elektromobilität und begleitende Forschung (Ladeverhalten, Leistungsbedarf, Fahrprofile usw.) sind die wesentlichen Bestandteile des Projektes. Die zweite Ausschreibung „*Technologische Leuchttürme der Elektromobilität*“ fördert mit 11 Mio. Euro innovative Technologien, welche kurz vor dem Durchbruch stehen. Idealerweise sollten sich diese direkt in den Modellregionen und damit in der Praxis beweisen können.<sup>40</sup>

---

<sup>39</sup> <http://www.e-connected.at/content/%C3%9Cber-e-connected>. Stand Juli 2009

<sup>40</sup> <http://www.klimafonds.gv.at/>. Stand August 2009

## 10.1 VLOTTE Vorarlberg



**Projektname:** VLOTTE Elektrisch Mobil

**Homepage (Juli 2009):** <http://www.vlotte.at>

**Eckdaten:** Grundstein durch den Beschluss des Klima- und Energiefonds der Österreichischen Bundesregierung im Dezember 2008, dass Vorarlberg als Modellregion für Elektromobilität wird. Startschuss des Projektes im Februar 2009. Die Energiebereitstellung wird durch die Vorarlberger Kraftwerke AG (VKW) gewährleistet, ebenso die Installation der Ladestationen. Das Fahrzeug TH!NK City beispielsweise wird für ca. EUR 500 pro Monat geleast. Die so erworbene „Mobilitätskarte“ beinhaltet die Wartungskosten elektrischer Fahrzeugteile, eine Netzkarte des Vorarlberger Verkehrsbundes sowie die kostenlose Ladung an allen öffentlichen Ladestationen. Nach vier Jahren wird das Elektroauto für ein Viertel des Anschaffungswertes an den Kunden verkauft.

**Modellregion:** Vorarlberg

**Fahrzeuge:** Insgesamt 30 Fahrzeuge verschiedener Hersteller (z.B. TH!NK City, Renault Twingo und Fiat Panda aus dem Hause MES-DEA, Fiat 500 und Mazda 2 der Nusser GmbH, Fiat Doblò von Micro Vet). Geplant sind 100 Fahrzeuge bis Ende 2009.

**Details zur Ladestation:** Die Ladestation entspricht jener von Park&Charge, deren genauer Aufbau später beschrieben wird. Die Ladung ist grundsätzlich an jeder 230V/16A Steckdose möglich, dies entspricht einer Ladung mit 3,68 kVA. An öffentlichen Ladestationen ist die Ladung für VLOTTE-Nutzer kostenlos. Durch das Park&Charge System laden VLOTTE-Nutzer auch in der Schweiz, Liechtenstein und in Deutschland an den entsprechenden Ladestationen gratis. Um einen gezielten Ausbau an Ladestationen zu gewährleisten ist jede Ladestation mit Messinstrumenten ausgestattet. Damit lässt sich festzustellen, wie groß die Nachfrage an jeder einzelnen Ladestation ist.

Parkplätze an den Ladestationen sind für Elektrofahrzeuge reserviert. Jeder VLOTTE-Nutzer bekommt einen Schlüssel, welcher die Nutzung zu allen Park&Charge Ladestationen (auch in CH, FL und D) ermöglicht. Zusätzlich erhält jeder Nutzer eine „Vignette“, welche innerhalb ihres Gültigkeitsdatums das unentgeltliche Nachladen erlaubt und das Fahrzeug zu dem als VLOTTE-Fahrzeug kennzeichnet.

**Verrechnungssystem:** Die Fahrzeuge sind mit Verbrauchsmessern ausgestattet. Die geladene Strommenge wird unabhängig vom Ort der Ladung erfasst. Für die Ladung über Nacht bietet die VKW einen Nachtstromtarif. Die Ladung an den öffentlichen Ladestationen ist derzeit noch gratis für jeden VLOTTE-Teilnehmer.

## 10.2 ElectroDrive Salzburg



- Projektname:** ElectroDrive Salzburg
- Homepage (Juli 2009):** <http://www.salzburg-ag.at>
- Eckdaten:** Für Gewerbekunden startet das Projekt im April 2009, für Privatkunden im Sommer 2009. Für eine fixe Monatsgebühr, ähnlich den Grundgebühren für Mobilfunk, soll die elektrische Mobilität jedem zugänglich werden. Angeboten werden Elektrofahrräder, Elektroroller und SegWays (selbstbalancierende, elektroangetriebene Fahrzeuge). Zusätzlich gibt es Zusatzpakete, wie z.B. eine Jahreskarte für den Salzburger Verkehrsverbund (SVV). Ab 2012/2013 sollen zusätzlich auch Elektroautos im Mobilitätsangebot stehen,
- Modellregion:** Ballungsraum der Stadt Salzburg
- Fahrzeuge:** Elektrofahrrad (E-bike, Pedelec) ist je nach Vertragsdauer ab EUR 29,90 pro Monat zu mieten. Ein Elektroroller ab EUR 94,90 pro Monat und ein SegWay ab EUR 219 pro Monat (Preise Stand Juli 2009).
- Details zur Ladestation:** Für das Jahr 2009 sind insgesamt 20 öffentlich zugängliche Ladestationen vorgesehen. Mittels der Kundenkarte wird die Steckdose an der Ladestation freigeschaltet. Sobald der Ladevorgang unterbrochen wird, sperrt die Steckdose wieder. Zusätzlich ist geplant jede Ladestation über eine GSM-Verbindung fern zu überwachen. Jede Ladestation verfügt überdies über einen Lichtwellenleiter-Anschluss. Zudem erscheinen auf dem Display Informationen über Konzerte, Theater oder der Fahrplan des öffentlichen Nahverkehrs in Salzburg. Das Geschäftsmodell sieht vor, dass Kunden wie z.B. IKEA die Hälfte der derzeit rund EUR 10.000 Gesamtkosten pro Ladestation (Tendenz fallend) bezahlen. (E&M, 2009)
- Verrechnungssystem:** Um die Ladestationen nutzen zu können kann der Kunde eine PrePaid ElectroDrive Kundekarte erwerben, welche die Aufladung an den ElectroDrive Ladestationen für ein Jahr ermöglicht. Für das Elektrofahrrad beispielsweise kostet diese Karte EUR 19,90 pro Jahr (Preise Stand Juli 2009).

## 10.3 Lebensland Kärnten



- Projektname:** Lebensland Kärnten
- Homepage (Juli 2009):** <http://www.lebensland.com/>
- Eckdaten:** Ziel des Projektes ist es die notwendige Infrastruktur für die Elektromobilität zu schaffen. Dies heißt in erster Linie ein dichtes Netz an Ladestationen zu errichten und entsprechende Förderungen bereitzustellen, um die hohen Anschaffungskosten für mögliche Nutzer zu reduzieren. Ebenso dazu gehören Wartung und Servicestellen.
- Modellregion:** Kärnten
- Details zur Ladestation:** Die eZapfsäule gibt es in zwei Versionen, „light“ und „intelligent“. Erstere bietet eine Kindersicherung, jedoch fehlen eine Authentifizierung des zu ladenden Fahrzeuges sowie eine Möglichkeit zur Bezahlung. Diese Zapfsäule ist daher für Laden am Arbeitsplatz gedacht. Die intelligente Zapfsäule bietet vier Steckdosen, einen Bildschirm und ein RFID-Modul zur Erkennung des Fahrzeuges. Bis Juni 2009 sind 20 intelligente eZapfsäulen in den Bezirkshauptstädten geplant.
- Verrechnungssystem:** Nach Beendigung des Ladevorgangs (durch Herausziehen des Ladekabels), wird die geladene Energiemenge direkt an einen zentralen Server übermittelt. Die Bezahlung kann über folgende drei Arten erfolgen: Bezahlung über RFID-Chip, über eine Tankkarte oder über SMS. Die Tankkarte erhält man beispielsweise bei Trafiken. Sie enthält einen Rubbel-Code, welcher über einen Ziffernblock bei der Tanksäule eingegeben wird. Der Gegenwert der Tankkarte kann somit auf ein Guthabenkonto des Nutzers übertragen werden. Ebenso kann man sich einen entsprechenden PIN via SMS zukommen lassen.

## 10.4 Energie Graz E-Mobilität

- Projektname:** E-Mobilität Energie Graz
- Homepage (Juli 2009):** <http://www.energiegraz.at>
- Eckdaten:** Die Energie Graz will sowohl die notwendige Infrastruktur zur Ladung der Elektrofahrzeuge errichten, als auch in erneuerbare Energieerzeugung investieren, zur Deckung des zusätzlichen Bedarfs durch Elektrofahrzeuge. Geplant sind unter anderem die Errichtung von Photovoltaikanlagen bei Einkaufszentren, Schulen, Gasthäusern usw. aber auch bei Privatkunden. Zusätzlich sollen attraktive Tarifmodelle für Elektrofahrzeuge angeboten werden.
- Modellregion:** Stadt Graz (Ballungsraum)
- Details zur Ladestation:** Die Ladestation ist mit einer Kundenkarte zugänglich. Eine flächendeckende Infrastruktur ist im Verlauf des Jahres 2010

geplant. Derzeit ist die Tankstelle mit drei 230V/16A Steckdosen ausgestattet. Eine Erweiterung auf 400V/16A bzw. 400V/32A ist vorgesehen. Zudem ist die Ladestation mit je einem statischen Zähler mit Impulsausgängen je Steckdose ausgerüstet.<sup>41</sup>

**Verrechnungssystem:** Derzeit bargeldlos über die Kundenkarte. Für die Zukunft, abhängig von der weiteren Entwicklung, kann auch mit Bankomatkarte gezahlt werden.

## 10.5 Linz AG StromMobil



- Projektname:** E-Mobilität für den Individualverkehr
- Homepage:** <http://www.linzag.at/>
- Eckdaten:** Ziel ist die umgehende Errichtung von ca. 20 öffentlichen E-Tankstellen in Linz. Es sollen unterschiedliche Modelle und Techniken zum Einsatz kommen, damit Erfahrungen bezüglich Benutzerfreundlichkeit, Sicherheit und optische Merkmale getestet werden können. Zudem soll ein Standortkonzept für Ladestationen zur Ladung von Zweirädern und Elektroautos erstellt werden. Dieses umfasst sowohl die Identifikation als auch die Absicherung der wichtigsten und möglichen Standorte für Ladestationen. Die Erstellung eines Businessplans für einen flächendeckenden Ladeinfrastrukturausbau, sowie die Evaluierung des zu erwartenden Marktpotenzials ist ebenso wie die Ausarbeitung von Rahmenbedingungen eines der wesentlichen Ziele dieses Pilotprojektes. Dieses Projekt soll einerseits zur Bewusstseinsbildung der Konsumenten beitragen, andererseits sollen Erfahrungen zur Einführung der Individualen E-Mobilität gesammelt werden.
- Modellregion:** Ballungsraum der Stadt Linz
- Fahrzeuge:** E-Fahrräder, Pedelecs, E-Roller, Segways (wurden im Rahmen des sogenannten Test & Drive Programms im Zeitraum von Juni bis Oktober 2009 getestet) und Elektroautos.
- Details zur Ladestation:** Im Einsatz sind unterschiedliche Modelle, welche im Wesentlichen mit vier Steckdosen (230/16A CEE-Campingsteckdose, erweiterbar auf 400V/32A) ausgestattet sind und mittels einer Quickkartenfunktion vom Kunden freigeschalten werden können. Derzeit sind insgesamt 13 Ladestationen (Ladesäule und Ladebox) in Betrieb weitere sieben sind vor der Realisierung. Zwei Ladestationen sind als Schnellladestationen konzipiert, welche bspw. von Tesla bei der Durchreise von München nach Wien genutzt werden.
- Verrechnungssystem:** Die Ladesäulen sind Off-line mit einer Quickfunktion ausgestattet. Die geladene Energie wird bis Ende 2010 gratis zur Verfügung gestellt.

<sup>41</sup> Emailauskunft von Ing. Christian Wolf – Energie Graz (24. Juli 2009)

## 10.6 austrian mobile power



**Projektname:** austrian mobile power

**Homepage (Juli 2009):** <http://www.austrian-mobile-power.at>

**Eckdaten:** Im Juli 2009 wurde diese gemeinsame Plattform gegründet. Österreichischen Unternehmen<sup>42</sup> wollen in Kooperation bis zum Jahr 2020 rund 50 Mio. Euro in die Elektromobilität investieren. Fernziel sind 100.000 Elektrofahrzeuge auf Österreichs Straßen. Die gemeinsam ausgearbeitete Roadmap sieht 2010 die erste Testflotte mit 100 Fahrzeugen vor, begrenzt auf einen städtischen Ballungsraum. Bis 2012 sollen in diesem Raum rund 1.000 Fahrzeuge elektrisch fahren. Parallel dazu erfolgt der Aufbau der Ladeinfrastruktur und der Abrechnung (z.B. über Mobilfunk). Ab dem Jahr 2013 rechnet man mit Elektrofahrzeugen, welche höhere Reichweiten aufweisen, so dass die Plattform dann mit der sog. Rollout-Phase beginnen will. Diese sieht rund 10.000 Fahrzeuge in einer Modellregion vor. Bis 2020 soll dies sukzessive auf 100.000 Fahrzeuge gesteigert werden. Eine Kostenkalkulation sieht eine Gesamtinvestition von rund 5 Mrd. Euro vor. Davon fallen 4 Mrd. Euro für die Fahrzeuge an, 200 Mio. Euro für Infrastruktur, 400 Mio. Euro für die Stromerzeugung und jeweils 50 Mio. Euro auf Entwicklungskosten (Investition getätigt durch Plattform) und Betriebskosten der Infrastruktur. Die Vision der Plattform ist elektrisch, erneuerbar und emissionsfrei (e3-mobil) zu sein.

## 10.7 Park&Charge

**Projektname:** Park&Charge – enjoy the ride

**Homepage (Juli 2009):** <http://www.park-charge.ch/> und <http://www.park-charge.de>

**Eckdaten:** Das Projekt hat seinen Ursprung in der Schweiz und hat sich schrittweise auf die zur Schweiz naheliegenden Gebiete in Deutschland, Liechtenstein und Österreich ausgeweitet. Weitere Länder in denen Park&Charge Ladestationen verfügbar sind, sind Italien, Niederlande und Frankreich. Das Tankstellennetz ist über [www.lemnet.org](http://www.lemnet.org) online abrufbar.

**Modellregion:** ursprünglich Schweiz, mittlerweile Deutschland, Liechtenstein, Vorarlberg, Frankreich, Niederlande und Italien.

**Details zur Ladestation:** Parkplätze an denen Ladestationen zur Verfügung stehen, sind für Elektroautos reserviert. Die Ladestationen sind abgeschlossen und nur für Park&Charge Nutzer über ihren Schlüssel (Zylinderschloss) zugänglich. Diesen Schlüssel erhält man bei Hinterlegung von CHF 100 (Stand Juli 2009) Pfand. Zusätzlich benötigt der Nutzer

<sup>42</sup> Partnerunternehmen (Stand 03. Februar 2010) sind: Verbund, Siemens Österreich, Magna, KTM, AVL, AIT, Energie Steiermark, Infineon, Raiffeisen, REWE, The Mobility House, Wien Energie.

die sog. E-Mobil Vignette „+Energie“. Sie gilt jeweils für ein Jahr und erlaubt dem Inhaber das kostenlose Parken auf reservierten Parkplätzen. Die Vignette erlaubt auch das Nutzen aller Ladestationen von „Park&Charge“ in Europa. Die Preise für die Vignette werden jeweils von der lokalen Park&Charge Organisation festgelegt (in Österreich beispielsweise die VLOTTE in Vorarlberg).

Angeboten werden Ladestationen unterschiedlicher Hersteller. Tabelle 53 zeigt die Spezifikationen der einzelnen Modelle und deren Preis (Stand Juli 2009) für alle Park&Charge Ladestationstypen europaweit. Einen weiteren Typ stellt das Unternehmen Protoscar zusammen mit BRUSA her. Diese Ladestation ist eine Modularbauweise, welche in drei Ausführungen erwerbbar ist. Die E-Totem Standard mit einer 10A-Steckdose und zwei 16A-Steckdosen, die E-Totem mit je einer 10A-, einer 16A- und einer 32A-Steckdose und die E-Totem mit drei 16A-Steckdosen. Jeder der drei Typen wird mit einem 3P+N+PE Kabel mit 16 mm<sup>2</sup> Querschnitt für 400V angeschlossen. Jeder der jeweils drei Steckdosen ist mit einem FI-Schutzschalter abgesichert. Zudem schützt ein Leitungsschutzschalter die Ladestation vor Überströmen. Die Preise für bewegen sich in einem Bereich von CHF 5.200 bis CHF 8.900 (Stand Juli 2009). Aufgrund der modularen Bauweise kann für ca. CHF 3.750 (Stand Juli 2009) auch nur das Gehäuse alleine erworben werden und die Ausstattung individuell erfolgen. Anwendung findet diese Ladestation in der Schweiz, Österreich und Italien.<sup>43</sup>

**Verrechnungssystem:** Eine genaue Abrechnung der bezogenen Energie ist nicht angedacht. Die Verrechnung erfolgt pauschal über die Jahresvignette „+Energie“, deren Preise von der jeweils lokalen Park&Charge Organisation festgelegt werden. Dadurch sollen die administrativen Kosten und Kosten für die Wartung der Ladestationen möglichst gering gehalten werden. Trotzdem sind die meisten Ladestationen mit einem Energiezähler ausgerüstet. Dies dient unter anderem zur Erfassung der geladenen Mengen je Standort.

---

<sup>43</sup> <http://www.protoscar.com/e-totem/>. Stand Juli 2009

**Tabelle 53: Park&Charge Ladestationen und deren Spezifikationen  
(Park & Charge, 2009) (Bundesverband Solare Mobilität e.V, 2009)**

	Park & Charge D	Park & Charge CH
<b>Montageart</b>	Wandmontage	Wandmontage und Standmontage <sup>g</sup>
<b>Ausführung 1 und Preis</b>	<b>Einphasig „mode 1“:</b> Anschlussleistung: 3,6kVA 2 Schuko 230V 1 CEE 2P+PE 16A Sicherung: 1x16A FI-Schutzschalter, IP44 Preis <sup>c</sup> : EUR 478 <sup>d</sup>	<b>Standard „mode 1“ 1~:</b> 2 CEE 2P+PE 230V/16A 1~ 1 Steckdose Schuko Leitungsschutzschalter 13/16A FI-Schutzschalter 30mA  <b>Preis<sup>b</sup>: CHF 950 (EUR 625<sup>a</sup>)</b>
<b>Ausführung 2 und Preis</b>	<b>Dreiphasig „mode 1“:</b> Anschlussleistung: 10,8kVA 2 Schuko 230V 1 CEE 2P+PE 16A Sicherung: 3x16A, FI-Schutzschalter IP44 Preis <sup>c</sup> : EUR 498 <sup>e</sup>	<b>Standard „mode 1“ 3~:</b> 1 CEE 2P+PE 230V/16A 1~ 1 CEE 3P+PE 400V/16A 3~ 1 Steckdose Schuko Leitungsschutzschalter 13/16A FI-Schutzschalter 30mA <b>Preis<sup>b</sup>: CHF 1.300 (EUR 855)</b>
<b>Ausführung 3 und Preis</b>	<b>Dreiphasig „mode 3“:</b> Anschlussleistung: 10,8kVA 1 Schuko 230V 1 CEE 3P+N+PE 16A 1 CEE 2P+PE 16A Sicherung: 3x16A, FI-Schutzschalter IP44 Preis <sup>c</sup> : EUR 578 <sup>f</sup>	<b>Standard „mode 1/3“ 1~:</b> 1 CEE 2P+PE 230V/16A oder 32A 1~ 1 CEE 2P+PE 230V/16A 1~ 1 Steckdose Schuko Leitungsschutzschalter 13/16/32A FI-Schutzschalter 30mA  <b>Preis<sup>b</sup>: CHF 2.800 (EUR 1.842)</b>
<b>Ausführung 4 und Preis</b>	---	<b>Standard „mode 1/3“ 3~:</b> 1 CEE 3P+PE 400V/16A oder 32A 3~ 1 CEE 2P+PE 230V/16A 1~ 1 Steckdose Schuko Leitungsschutzschalter 13/16/32A FI-Schutzschalter 30mA <b>Preis<sup>b</sup>: n/a</b>
<b>Eingesetzt in</b>	Deutschland und Niederlande	Schweiz
<b>Norm</b>	IEC 61851-1	IEC 61851-1

a... 1 EUR = 1,52 CHF am 23.07.2009

b... Preise exkl. Transport, Verpackung, Mehrwertsteuer und Zoll. Stand Juli 2009.

c... Preise exkl. Mehrwertsteuer (Stand Juli 2009).

d... hinzu kommen entweder EUR 80 für einen Energiezähler (ungeeicht) für die gesamte Tankstelle oder EUR 230 für Energiezähler (ungeeicht) für jede einzelne Steckdose. (Stand Juli 2009)

e... hinzu kommen EUR 230 für Energiezähler (ungeeicht) für jede einzelne Steckdose. (Stand Juli 2009)

f... hinzu kommen EUR 148 für Energiezähler (ungeeicht) für jede einzelne Steckdose. (Stand Juli 2009)

g... Für die Standmontage kommen für Standrohr und Bodenplatte CHF 450 (Stand Juli 2009) dazu.

In Deutschland sollen rund 115 Mio. Euro für maximal acht Modellregionen für Elektromobilität durch das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung bereitgestellt werden. Aus insgesamt 130 Bewerbern wurden folgende acht Modellregionen in die Förderung aufgenommen: Berlin/Potsdam, Bremen/Oldenburg, Hamburg, München, Rhein-Main, Rhein-Ruhr (mit Schwerpunkt Aachen und Münster), Sachsen (mit Schwerpunkten Dresden und Leipzig) und Stuttgart<sup>44</sup>.

## 10.8 MINI E Pilotprojekt

**Projektname:** MINI E Pilotprojekt

**Homepage (Juli 2009):** [http://www.mini.de/de/de/mini\\_e/](http://www.mini.de/de/de/mini_e/)

**Eckdaten:** Das Projekt „MINI E Berlin – powered by Vattenfall“ wird in Kooperation der BMW Group und Vattenfall Europe ab Sommer 2009 in Berlin durchgeführt. Insgesamt werden 50 Elektroautos der Marke MINI E an ausgewählte Kunden übergeben. Die Ladung erfolgt an öffentlich zugänglichen oder privaten Ladestationen. Die erste Phase dauert 6 Monate (Beginn Juni 2009), in der zweiten Phase folgen weitere 50 Fahrzeuge. Die Nutzungsgebühr für den MINI E beträgt EUR 650 monatlich abzüglich EUR 250 monatlich bedingt durch die Teilnahme an einer wissenschaftlichen Begleitforschung<sup>45</sup>. Die Begleitforschung wird durch die TU Chemnitz, die TU Berlin und die TU Ilmenau geleistet. Besonderheit: Bleibt ein Nutzer mit seinem MINI E aufgrund einer leeren Batterie liegen, so übernimmt die BMW AG die Abschleppung, sofern der Nutzer nicht weiter als ca. 95km von einer Ladestation entfernt ist.

Eine weitere Kooperation besteht zwischen BMW Group und E.ON. Die Modellregion ist in diesem Fall München. Ziel des Projektes ist die Weiterentwicklung der Batterien und der Ladeinfrastruktur. Hierfür werden mindestens 15 MINI E eingesetzt.

**Modellregion:** Berlin (Vattenfall) und München (E.ON), geplant sind auch die USA und UK

### Details zur Ladestation von Vattenfall:

Jeder Teilnehmer muss über eine Garage verfügen, in der eine entsprechende Ladestation installiert wird. Diese Ladestation verfügt über eine 230V/32A Steckdose von Vattenfall. Die Ladestation zu Hause ist ein wichtiger Beitrag zur Begleitforschung des Projektes. *„Mit dem Gesteuerten Laden lenkt Vattenfall den Vorgang zum Laden der MINI E-Batterie in ein so genanntes grünes Zeitfenster. In dieser Zeit ist das Angebot an Windenergie groß und die Stromnachfrage gering. [...] Die Projektteilnehmer haben die Möglichkeiten, die Zeitfenster für das Gesteuerte Laden*

<sup>44</sup> <http://www.heise.de/newsticker/Verkehrsministerium-benennt-Modellregionen-fuer-Elektromobilitaet-/meldung/139747> Stand Juli 2009

<sup>45</sup> <http://www.lifepr.de/pressemeldungen/bmw-group/boxid-90204.html> (Stand Juli 2009)

*individuell einzustellen.*<sup>46</sup> Diese Steuerung erfolgt über ein Funk-signal.

Zusätzlich können die von Vattenfall in Berlin errichteten öffentlichen Ladestationen genutzt werden. Davon sind ca. 50 an öffentlichen Plätzen geplant. Die Ladestation erkennt den Nutzer durch eine ID-Karte, die von Vattenfall und anderen Energieversorgern bezogen werden kann. Die Ladung ist mit 230V/16A/1~ oder über eine CEE-Steckdose 230V/32A/1~ oder 400V/32A/3~ möglich.<sup>46</sup>

### Details zur Ladestation

#### von E.ON Energie:

Die Ladestation von E.ON ist für den Kunden nur durch eine persönliche Magnetkarte zugänglich. Ausgewählt werden kann zwischen der Ladung mit 32 A und jener mit 12 A. Weitere Details sind noch nicht verfügbar, da diese Art der Ladestation erst im Juli 2009 erstmals in München installiert wird.

#### Verrechnungssystem:

Die geladene Energiemenge wird von Vattenfall an den jeweiligen Stromanbieter des Nutzers zur Abrechnung weitergeleitet. Vattenfall bietet einen sog. Autostromtarif an, einen für die Ladestation zu Hause und einen für die öffentlichen Ladestationen. Folgende Tabelle zeigt die Tarife inkl. Steuern und Abgaben (brutto) vom Juli 2009.

**Tabelle 54: Autostromtarif Vattenfall (Vattenfall, 2009a)**

	Ladestation zu Hause	Öffentliche Ladestation
<b>Grundpreis</b>	0,00 EUR/Monat	0,00 EUR/Monat
<b>Verbrauchspreis HT</b>	0,23 EUR/kWh	---
<b>Verbrauchspreis NT</b>	0,17 EUR/kWh	---
<b>Verbrauchspreis</b>	---	0,23 EUR/kWh

Vattenfall und Volvo starten 2009 mit einer Demonstrationsflotte in Schweden einen Feldversuch mit Plug-In Hybrid Fahrzeugen. Ab 2012 ist eine Serienproduktion geplant.

## 10.9 e-mobility Berlin

**Projektname:** e-mobility Berlin

**Homepage (Juli 2009):** <http://www.rwe-mobility.com>  
<http://www.rwe-autostrom.de>

**Eckdaten:** „e-mobility Berlin“ ist ein Gemeinschaftsprojekt des Automobilkonzerns Daimler und des Energiekonzerns RWE, welches im September 2008 gestartet wurde. Ein wesentliches Ziel des Projektes ist das Vorantreiben der internationalen Standardisierung der Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation. Von Daimler werden ab dem Jahr 2010 mehr als 100 Elektroautos der Marke Mercedes-Benz und Smart bereitgestellt. RWE gewähr-

<sup>46</sup> <http://www.vattenfall.de/>. Stand Juli 2009.

leistet den Aufbau der Ladeinfrastruktur. Geplant sind rund 500, größtenteils öffentlich zugängliche Ladestationen bis 2010.

Ein weiterer Kooperationspartner dieser Initiative ist der Parkhausbetreiber APCOA Autoparking GmbH. APCOA ist der größte europäische Parkraumbewirtschafter. In rund 20 Berliner Parkhäusern, meist bei großen Einkaufszentren, sollen RWE-Ladestationen installiert werden. (APCOA Pressemitteilung, 2009)

**Modellregion:** Berlin

**Details zur Ladestation:** Die Ladestation identifiziert das Fahrzeug direkt über das Ladekabel und gibt den Ladevorgang frei. Die Identifikation ist auch per Telefon über die RWE-Servicehotline möglich. Die Ladestation misst die geladene Energiemenge und übermittelt diese nach Beendigung des Ladevorgangs an das RWE-Rechenzentrum und dort auf das individuelle Kundenkonto.

**Verrechnungssystem:** Neben der Verrechnung der auf das Kundenkonto eingegangenen geladenen Energiemengen bietet die Ladestation die Möglichkeit der direkten Bezahlung an der Ladesäule.

Zusammen mit dem italienischen Energiekonzern ENEL startet die Daimler AG im Jahr 2010 das Projekt „e-mobility-Italy“. In den Städten Rom, Mailand und Pisa sollen mehr als 100 Elektrofahrzeuge zum Einsatz kommen, die an mehr als 400 Ladestationen geladen werden können.

## 10.10 365-Energy Group

**Projektname:** 365 – Energy Group

**Homepage (Juli 2009):** <http://www.365-energy.de/>

**Eckdaten:** Das Projekt „365 Energy Group“ versteht sich als Wegbreiter der Elektromobilität in Europa, dem mittleren Osten und Afrika.

Beginnend mit Juni 2009 werden in der Stadt Amsterdam bis Ende 2009 ca. 45 bis 50 Ladestationen aus dem Hause des US-amerikanischen Unternehmens Coulomb Technologies installiert, bis 2012 sollen insgesamt 200 Ladestationen realisiert werden. Der Energieversorger Nuon übernimmt die Versorgung der Ladestationen.

Weitere Modellstädte sind in Nordrhein-Westfalen geplant, wie z.B. Bochum, Düsseldorf oder Aachen<sup>47</sup>.

**Modellregion:** Amsterdam City

**Details zur Ladestation:** Die Ladestationen sind über das sog. ChargePoint™ Network Operating System (NOS) verbunden. Jeder Nutzer schreibt sich in

<sup>47</sup> Gespräch mit André Glaser, Regional Director Deutschland, Österreich und Schweiz der 365 Energy Group, am 11. August 2009

das System ein und erhält eine Smart Card (RFID), mit welcher er sich an jeder Ladestation identifiziert und die Ladestation freigibt. Dieses NOS-System bietet für den Betreiber der Ladestation, den Energieversorger sowie den Nutzern dieser Ladestation verschiedene Zugriffsmöglichkeiten (z.B. die Suche gerade verfügbarer Ladestationen über Google Maps). Des Weiteren sind die Ladestationen für bidirektionale Energiemessung ausgelegt. Eine Besonderheit ist die Benachrichtigung via SMS oder Email wenn das Fahrzeug geladen werden sollte, wenn der Ladevorgang unterbrochen wurde und wenn das Fahrzeug vollkommen geladen ist.

Die Ladestation ist entweder mit einer 230V/16A/1~ Schuko-Steckdose ausgestattet oder mit einer Schuko-Steckdose 230V/16A/1~ und einer Schuko-Steckdose 230V/32A/1~. Bei letzterer Ausführung mit zwei Steckdosen, können derzeit nicht beide gleichzeitig genutzt werden. Die Ladestation entspricht der IEC 60851 und hat den Schutzgrad IP44.<sup>48</sup> Die Ladestation ist sowohl als Standmodell, sowie auch als an der Wand oder an einem Laternenmast oder dergleichen montierbar erhältlich. Grundsätzlich ist eine Anpassung der Ladestation auf höhere Ladeleistungen und gleichzeitiges Laden mehrere Fahrzeuge geplant.<sup>47</sup>

**Verrechnungssystem:** Die Bezahlung kann über RFID-Kundenkarte, über Kreditkarte, aufladbare Kartensysteme wie z.B. Quick oder über ein Abonnement (z.B. auf Monatsbasis) erfolgen.

## 10.11 Better Place

**Projektname:** Better Place

**Homepage (Juli 2009):** <http://www.betterplace.com/>

**Eckdaten:** Der Ansatz des Unternehmens Better Place unterscheidet sich von den bisher genannten Projekten im Wesentlichen durch das Geschäftsmodell, welches der Unternehmensgründer Shai Agassi entwickelte. Ziel ist es, das Elektrofahrzeug in allen Bereichen im Vergleich zum Verbrennungsmotor konkurrenzfähig zu machen, dies betrifft in erster Linie ihren Preis und ihre Reichweite. Das Geschäftsmodell sieht eine ganzheitliche Lösung vor und beinhaltet im Wesentlichen das Elektrofahrzeug als solches, die Batterie, das Laden (persönliches und individuelle Ladestationen und Batteriewechselstationen), die aktive Fahrzeugunterstützung (Energieüberwachung und Energiemanagement im Fahrzeug, Information und Mediendienste), die Energiebereitstellung/-management (Energienutzung, Verteilung und Netzstabilität), Kunden-

<sup>48</sup> Datenblatt der europäischen Ladestation von Coulomb Technologies:  
<http://www.coulombtech.com/files/ChargePoint-EU-May09.pdf>. Stand Juni 2009

service (Mileage, kundenspezifische Ladepläne, Lokalisierung der Ladestationen) und Standardisierung.(Yudan, 2009)

Für den Bereich Elektrofahrzeug steht Better Place derzeit in Kooperation mit Renault-Nissan Alliance, weitere Verhandlungen mit anderen Fahrzeugherstellern laufen. Auch im Bereich der Batterie hat Better Place Partnerunternehmen, wie z.B. A123 Systems oder AESC und baut damit auf die Lithium-Ionen Technologie. Was die Ladung betrifft, verfolgt Better Place zwei Systeme, welche einander ergänzend die Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität darstellen sollen. Die Ladung an Ladestationen zu Hause, am Arbeitsplatz oder an öffentlichen Plätzen soll den Bereich der üblich zurückgelegten Tageskilometer abdecken. Als Back-up Lösung für längere Fahrten sollen Batteriewechselstationen errichtet werden. Ein Wechsel der Batterie soll dabei maximal so lange dauern, wie ein Tankvorgang bei Benzin- bzw. Dieselfahrzeugen. Die Energiebereitstellung für das Laden von Elektrofahrzeugen soll möglichst effizient und unter Einbindung der erneuerbaren Energiequellen erfolgen. Dazu will Better Place der Energiewirtschaft Werkzeuge zur Verfügung stellen, um zusätzliche Lastspitzen im Netz zu verhindern. Kundenspezifische Ladepläne sollen von Better Place erstellt und in Hinblick auf die Energieversorgung optimiert werden. Ein besonderes Augenmerk legt Better Place auf die Standardisierung in der Elektromobilität, da es jedem Nutzer eines Elektrofahrzeuges möglich sein soll, die Infrastruktur von Better Place zu nutzen. Dies betrifft sowohl die Steckverbindung, die Batterie als auch das Kommunikationsprotokoll. Deshalb beteiligt sich Better Place aktiv an den Normungsprozessen von ISO und IEC.

Better Place nimmt sich bei der Gestaltung der Dienstleistung „Infrastruktur für Elektromobilität“ die Mobilfunkbranche zum Vorbild. Angedacht sind z.B. Mobilitätspakete für beispielsweise eine bestimmte Anzahl an Kilometern (z.B. 20.000 km pro Jahr) oder beispielsweise eine Art „flat rate“.(Yudan, 2009)

**Modellregionen:** Israel, Dänemark, Japan, Australien, Hawaii, Kalifornien und Ontario

Laut oekonews.at vom 04.09.2009 hat eine private Investorengruppe namens Better Place Beteiligungs GmbH die Absicht zusammen mit der übernommenen Forstinger Handelskette Österreich flächendeckend mit Tankstellen und Batteriewechselstationen für Elektrofahrzeuge zu versorgen. Mittelfristig sind rund 300 Standorte angedacht. Zusätzlich soll Forstinger auf dem österreichischen Markt Marktführer für Zubehör für Elektrofahrzeuge werden. Bislang wurde eine Verbindung zum Unternehmen Better Place von Shai Agassi von Seiten der Better Place Beteiligungs GmbH stets dementiert.(oekonews.at, 2009)

# 11. Verzeichnisse

## 11.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entladereaktion einer galvanischen Zelle am Beispiel des Zink-Kupfer Elementes (1836 von Daniell entwickelt).....	9
Abbildung 2: Zusammenhang zwischen Zyklenfestigkeit und Entladetiefe (Vezzini A. , 2009b) .....	11
Abbildung 3: Kapazitätsverlauf in Abhängigkeit der durchgeführten Zyklen einer 40 Ah Li-Ionen Zelle bei Ladung und Entladung mit 1C (40A) (Schäfer, 2009).....	12
Abbildung 4: Kapazitätsverlauf in Abhängigkeit der durchgeführten Zyklen einer 40 Ah Li-Ionen Zelle bei Ladung und Entladung mit 3C (120A) (Schäfer, 2009).....	12
Abbildung 5: Aufbau einer Lithium-Ionen Zelle, vgl. (Vezzini A. , 2009b) .....	18
Abbildung 6: Ragone Diagramm verschiedener Batterietechnologien und Anforderungen an spez. Leistung und spez. Energie von reinen Elektrofahrzeugen (FPBEV), Plug-In Hybriden (PHEV) und reinen Hybridfahrzeugen (Full HEV) vgl. (Kalhammer, 2007).....	25
Abbildung 7: schematischer Aufbau eines Doppelschicht-Kondensators (in Anlehnung an (Fischle, 2005)) .....	26
Abbildung 8: Theoretische spezifische Energie von Metall-Luft Batterien (Sauer, 2009) .....	28
Abbildung 9: Standardlastprofil H0 normiert auf 1000 kWh/a (APCS Power Clearing and Settlement AG, 2007) .....	33
Abbildung 10: Werktäglich zeitlicher Verlauf der Beginnzeiten der Wege pro Tag nach Wegzweck in Niederösterreich 2003 (Herry & et.al., 2007) .....	34
Abbildung 11: mögliche Anschlusspunkte zwischen Elektroauto und Ladeinfrastruktur (Mathoy, 2008) .....	35
Abbildung 12: Ladezeit um einen bestimmten Ladezustand einer Li-Ionen Batterie zu erreichen, in Abhängigkeit der Anschlussleistung (Ladeeffizienz 85 %, Batteriekapazität 25 kWh).....	38
Abbildung 13: Zusammenhang zwischen Ladezeit und Anschlussleistung in Abhängigkeit des gewünschten Ladezustandes (SOC) der Batterie (Ladeeffizienz 85 %, Batteriekapazität 25 kWh); in Anlehnung an (Mathoy, 2008).....	38
Abbildung 14: konduktive Ladesysteme (Mathoy, 2008) .....	42
Abbildung 15: Stecker von MENNEKES® (MENNEKES, 2009b).....	43
Abbildung 16: Kosten je Ladestation; Datenquelle: (Morrow, Karner, & Francfort, 2008).....	46
Abbildung 17: Preise verschiedener Ladestationen exkl. Mehrwertsteuer, Transport, Montage und Genehmigungen (Park & Charge, 2009), (Protoscar, 2009a), (Glaser, 2009) .....	48
Abbildung 18: Notwendiger Strompreiszuschlag im ersten Betriebsjahr der Ladestation in Abhängigkeit der durchschnittlichen Ladezeit pro Tag. ....	50
Abbildung 19: Ballungsräume in Österreich nach ihrer Erreichbarkeit mit Auto, Bus und Bahn (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b) .....	51
Abbildung 20: Pendlerverkehr in die Ballungsräume (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b).....	51
Abbildung 21: Modalsplit des Zielverkehrs 1991 und 2001 in ausgewählte Zieldestinationen (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009b) .....	52
Abbildung 22: Schema eines parallelen Hybridantriebs, vgl. (Stuckmann, 2006).....	58
Abbildung 23: Schema eines seriellen Hybridantriebes, vgl. (Stuckmann, 2006) .....	59
Abbildung 24: Schema eines kombinierten Hybridantriebs, vgl. (Stuckmann, 2006).....	60
Abbildung 25: Schema eines leistungsverzweigten Hybridantriebs, vgl. (Stuckmann, 2006) .....	60
Abbildung 26: Rollwiderstand, angelehnt an (Canders, 2004).....	63
Abbildung 27: Leistungsbedarf eines PKW in Abhängigkeit der Geschwindigkeit (auf steigungsloser Straße)....	65

Abbildung 28: Kräfte in der Steigung .....	65
Abbildung 29: Muscheldiagramm für einen Verbrennungsmotor (Bady & Biermann, 2000) .....	67
Abbildung 30: Betriebsstrategie für einen Parallelhybridantrieb (Bady & Biermann, 2000) .....	68
Abbildung 31: Kostenvergleich der jährlichen Kosten zwischen VW Fox und einem Think City (Annahme: Dieselpreis 1,122 €/l, Strompreis 0,155 €/kWh Ökostrom für geschaltene Leistung) .....	73
Abbildung 32: Berechnete Anteile an Neuzulassungen in Niederösterreich 2003, vgl. (Herry & et.al., 2007) .....	74
Abbildung 33: Ersatzschaltbild eines Akkumulators .....	79
Abbildung 34: Simulierte Ladekurve bei einer Entladetiefe von 20 %.....	82
Abbildung 35: Simulierte Ladekurve bei einer Entladetiefe von 50 %.....	82
Abbildung 36: Simulierte Ladekurve bei einer Entladetiefe von 80 %.....	82
Abbildung 37: Verteilung der Streckenlängen nach Verkehrsmitteln an Werktagen .....	83
Abbildung 38: Lastgang für das öffentliche Netz Österreichs in der 4. Jännerwoche 2007 .....	87
Abbildung 39: Angenommene Marktpotenzialausnutzung beim Szenario „realistischer Zuwachs“ .....	97
Abbildung 40: Berechnetes CO <sub>2</sub> -Einsparungspotenzial bis 2020 beim Szenario „realistischer Zuwachs“ .....	98
Abbildung 41: Szenario „realistischer Zuwachs“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2020 bei ungesteuerter Ladung.....	99
Abbildung 42: Szenario „realistischer Zuwachs“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2020 bei ungesteuerter Ladung.....	99
Abbildung 43: Szenario „realistischer Zuwachs“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2020 bei gesteuerte Ladung.....	100
Abbildung 44: Szenario „realistischer Zuwachs“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2020 bei gesteuerte Ladung.....	101
Abbildung 45: Angenommene Marktpotenzialausnutzung beim Szenario „20 % in 2020“ .....	102
Abbildung 46: Berechnetes CO <sub>2</sub> -Einsparungspotenzial bis 2020 beim Szenario „20 % in 2020“ .....	102
Abbildung 47: Szenario „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2020 bei ungesteuerter Ladung.....	104
Abbildung 48: Szenario „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2020 bei ungesteuerter Ladung.....	104
Abbildung 49: Szenario „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2020 bei gesteuerter Ladung.....	105
Abbildung 50: Szenario „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2020 bei gesteuerter Ladung.....	106
Abbildung 51: Angenommene Marktpotenzialausnutzung beim verlängerten Szenario „20 % in 2020“ .....	107
Abbildung 52: Berechnete Bestandsentwicklung der drei Fahrzeugtypen im fortgeführten Szenario „20 % in 2020“ .....	107
Abbildung 53: Berechnetes CO <sub>2</sub> -Einsparungspotenzial bis 2030 bei Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ .....	108
Abbildung 54: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2030 bei ungesteuerter Ladung.....	109
Abbildung 55: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2030 bei ungesteuerter Ladung.....	110
Abbildung 56: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 4. Jännerwoche 2030 bei angepasster, gesteuerter Ladung .....	111
Abbildung 57: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – simulierter Lastgang der 3. Augustwoche 2030 bei angepasster, gesteuerter Ladung .....	112

Abbildung 58: Extremfallbetrachtung für das Verteilernetz – simulierter Lastgang für 100 Haushalte in der 4. Jännerwoche bei ungünstigster Ladung .....	114
Abbildung 59: Extremfallbetrachtung für das Verteilernetz – simulierter Lastgang für 100 Haushalte in der 4. Jännerwoche bei zeitversetzter Ladung .....	115
Abbildung 60: Extremfallbetrachtung für das Verteilernetz – simulierter Lastgang für 46 Haushalte in der 4. Jännerwoche bei ungünstigster Ladung .....	115
Abbildung 61: Schematische Darstellung der Komponenten eines AMM-Systems vgl. (Thiemann, 2006) .....	122
Abbildung 62: Lastdiagramm und zugehörige Nachfragekurve (Meier, 1983) .....	126
Abbildung 63: Beispielhafte Darstellung TOU-Pricing .....	128
Abbildung 64: Beispielhafte Darstellung Critical Peak Pricing .....	128
Abbildung 65: Beispielhafte Darstellung Peak Time Rabatt.....	129
Abbildung 66: Beispielhafte Darstellung Real Time Pricing .....	130
Abbildung 67: Beispielhafte Darstellung Real Time Pricing .....	130
Abbildung 68: Möglichkeit A der Besitzverhältnisse an einer öffentlichen Ladestation .....	139
Abbildung 69: Möglichkeit B der Besitzverhältnisse an einer öffentlichen Ladestation .....	139
Abbildung 70: Kosten je Verrechnungssystem im „Best Case“-Szenario .....	143
Abbildung 71: Kosten je Verrechnungssystem „Worst Case“-Szenario .....	146
Abbildung 72: Potenziale der Wasserkraft in Österreich (Datenquelle (Pöyry, 2008)).....	147
Abbildung 73: Windkraftpotenzial in Österreich, Datenquelle (Hantsch & Moidl, 2007).....	148
Abbildung 74: Langfristige historische Ölpreisentwicklung (Datenquelle (BP, 2009)).....	149
Abbildung 75: CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreisentwicklung in Österreich (Energy Exchange Austria, 2009) .....	150

## 11.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich der Nutzungsgrade eines NiMH-Akkus mit einem Li-Ion Akkumulator (Jossen & Weydanz, 2006).....	13
Tabelle 2: Kosten von NiMH-Akkus für den OEM (Preise bezogen auf 2004) (Vergels, 2005) .....	15
Tabelle 3: Nennspannung und Kapazität von Li-Ionen Akkus bei Anwendung unterschiedlicher Aktivmaterialien für die positive Elektrode. (Jossen & Weydanz, 2006) .....	18
Tabelle 4: Kosten von Li-Ion-Akkus für reine Elektrofahrzeuge und deren Entwicklung in der Zukunft (BERR Departement of Transport UK, 2008), (Vergels, 2005), (Sauer, 2009), (Biermann, 2009).....	21
Tabelle 5: Technische Parameter (Richtwerte) verschiedener Batterietypen (Kalhammer, 2007) (BERR Departement of Transport UK, 2008) (VCÖ - Mobilität mit Zukunft, 2009a) (Gotcher, 2006) (Schall, 2009) .....	25
Tabelle 6: Typische Laderaten bzw. Ladeparameter unterschiedlicher Batterietypen bei normaler Ladung (Jossen & Weydanz, 2006) und (Vezzini A. , 2009b).....	30
Tabelle 7: unterschiedliche Ladekonzepte (Hatton, Beella, Brezet, & Wijnia, 2009), (Van den Bossche, Voltages and Power Levels. Secretary of IEC TC69, 2008), (Botsford & Szczepanek, 2009).....	37
Tabelle 8: Ladegeschwindigkeit in Abhängigkeit der Anschlussleistung .....	39
Tabelle 9: Die Elektromobilität betreffende Normen (Stand Juli 2009) .....	41
Tabelle 10: Gültige Normen bezüglich EMV, Netzrückwirkungen und Spannungsqualität .....	54
Tabelle 11: Verbrauchswerte des TWIKE (Fine Mobile GmbH, 2009b).....	67
Tabelle 12: Spezifikationen des CityEL, vgl. (Citycom AG, 2009) .....	68
Tabelle 13: Spezifikationen des NICE Mega City, vgl. (AIXAM, 2009) .....	69
Tabelle 14: Spezifikationen des NICE Ze-O, vgl. (GreenCarSite, 2008) .....	69
Tabelle 15: Spezifikationen des Tesla Roadster, vgl.(Tesla Motors Inc., 2009) .....	69
Tabelle 16: Spezifikationen des Twike, vgl. (Fine Mobile GmbH, 2009b).....	70
Tabelle 17: Spezifikationen des BYD F3DM, vgl. (BYD, 2009).....	70
Tabelle 18: Technische Spezifikationen der zu vergleichenden Fahrzeuge (THINK City, 2009), (Volkswagen AG, 2009) .....	71
Tabelle 19: Kostenvergleich VW Fox und THINK City .....	72
Tabelle 20: Daten zum Verkehrsaufkommen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003) .....	83
Tabelle 21: Autoverkehrsaufkommen an Werktagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003).....	84
Tabelle 22: Modelliertes Verkehrsaufkommen von Elektroautos an Werktagen.....	84
Tabelle 23: Gesamtverkehrsaufkommen an Werktagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003) .....	84
Tabelle 24: Gesamtverkehrsaufkommen an Sonntagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomshy, 2003) .....	84
Tabelle 25: Modelliertes Autoverkehrsaufkommen an Sonntagen.....	85
Tabelle 26: Modelliertes Verkehrsaufkommen von Elektroautos an Sonntagen.....	85
Tabelle 27: Gleichzeitigkeitsfaktor für vollelektrifizierte Wohneinheiten (Verband der Elektrizitätswerke Österreichs, 1990) .....	88
Tabelle 28: Spezifische Kraftstoffdaten (Umweltbundesamt GmbH, 2009) .....	89
Tabelle 29: Daten für private Erstfahrzeuge (Statistik Austria, 2008b) .....	90
Tabelle 30: Ermittlung der CO <sub>2</sub> -Emissionen aus der Stromerzeugung (E-Control GmbH, 2009d) (E-Control GmbH, 2009f) .....	92
Tabelle 31: Jahresstromerzeugung und Nettoimporte in Österreich 2008 (E-Control GmbH, 2009d) .....	92
Tabelle 32: Typische Emissionswerte je nach Energieträger (E-Control GmbH, 2009f).....	93

Tabelle 33: Abschätzung der CO <sub>2</sub> -Emissionen aus der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der nicht zuordenbaren Erzeugung und der Importe (Energie Control GmbH, 2009a), (Energie Control GmbH, 2007a) .....	93
Tabelle 34: Gegenüberstellung verschiedener Studien zur Entwicklung von Elektromobilität (VCÖ-Forschungsinstitut, 2009) .....	95
Tabelle 35: Fortgeführtes Szenario „20 % in 2020“ – Vergleich der berechneten Bestände an elektrischen Fahrzeugen im Jahr 2020 bzw. 2030.....	108
Tabelle 36: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ – Vergleich des prognostizierten Ladestrombedarfs und der berechneten CO <sub>2</sub> -Einsparungspotenziale von 2020 und 2030 .....	108
Tabelle 37: Fortführung des Szenarios „20 % in 2020“ mit erhöhtem Verbrauch – Vergleich des prognostizierten Ladestrombedarfs und der berechneten CO <sub>2</sub> -Einsparungspotenziale von 2020 und 2030.....	109
Tabelle 38: Übersicht über die Berechnungsergebnisse der Szenarien .....	113
Tabelle 39: Leistungsmerkmale derzeitiges System, ARM und AMM (Rouzoud J.P., Didierjean A., 2005) .....	120
Tabelle 40: Anbieter von AMM Systemen (Fraunhofer Anwendungszentrum für Systemtechnik, 2009) .....	121
Tabelle 41: Inbetriebnahme und laufende Kosten für Bankkomatassenmodule (exkl. USt) (Paylife Bank GmbH, 2009a) .....	134
Tabelle 42: Richtwerte für Disagiosätze (First Data Austria GmbH, 2009) bzw. für Quick (Inform GmbH, 2009) .....	134
Tabelle 43: Anschaffungskosten für Verrechnungsmodule .....	140
Tabelle 44: Verrechnungskosten .....	140
Tabelle 45: Kosten der Datenübertragung .....	140
Tabelle 46: Übersicht der Kosten je Verrechnungssystem im „Best Case“-Szenario .....	143
Tabelle 47: Übersicht der Kosten je Verrechnungssystem im „Worst Case“-Szenario .....	146
Tabelle 48: Abschätzung der Auswirkungen von (fiktiven) 20 % Elektromobilität bezogen auf das Jahr 2005 ..	151
Tabelle 49: Zyklennutzungsgrad, Investitionskosten und Zyklenlebensdauer von Li-Ionen und NiMH-Akkumulatoren.....	151
Tabelle 50: Grobe Richtwerte für Zyklusspeicherkosten unterschiedlicher Speichertechnologien (Energy Storage Association ESA, 2009) .....	152
Tabelle 51: Zykluskosten von Li-Ionen und NiMH Akkumulatoren.....	152
Tabelle 52: Vergleich unterschiedlicher Pumpspeicher in Österreich im Tagesspeicher-Betrieb .....	153
Tabelle 53: Park&Charge Ladestationen und deren Spezifikationen (Park & Charge, 2009) (Bundesverband Solare Mobilität e.V, 2009) .....	162
Tabelle 54: Autostromtarif Vattenfall (Vattenfall, 2009a) .....	164

## 11.3 Literaturverzeichnis

- AIXAM. (2009). *Aixam-Mega - Torpedo*. Abgerufen am 12. 08. 2009 von <http://www.nicecarcompany.co.uk/mega-city.html>
- Altairnano. (2009a). *Datasheet 11Ah Cell*. Abgerufen am 19. 10. 2009 von [http://www.b2i.cc/Document/546/11Ah\\_Datasheet-012209.pdf](http://www.b2i.cc/Document/546/11Ah_Datasheet-012209.pdf)
- Altairnano. (2009b). *Datasheet 50h Cell*. Abgerufen am 19. 10. 2009 von [http://www.b2i.cc/Document/546/50Ah\\_Datasheet-012209.pdf](http://www.b2i.cc/Document/546/50Ah_Datasheet-012209.pdf)
- APCOA Pressemitteilung. (2009). *Startschuss für die "Tankstelle der Zukunft"*. Abgerufen am 02. 09. 2009 von <http://www.apcoa.de/de/left-top/nachrichten/>
- APCS Power Clearing and Settlement AG. (2007). *Synthetische Lastprofile*. Abgerufen am 28. 08. 2009 von Lastprofile 2007: [http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD\\_CENTER/SAMPLES/clearing/technical\\_clearing/load\\_profiles/SynthLoad2007.zip](http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD_CENTER/SAMPLES/clearing/technical_clearing/load_profiles/SynthLoad2007.zip)
- Armand, M., & Tarascon, J.-M. (2008). *Building better Batteries*. Nature Vol. 451 7 February 2008. Nature Publishing Group.
- Austria Presse Agentur. (2009). *APA-News*. Abgerufen am 24. 07. 2009 von Cismo: <http://www.cismo.at/service/news/4841030680/>
- Bady, R., & Biermann, J.-W. (2000). *RWTH Aachen University - Institut für Kraftfahrzeuge*. Abgerufen am 15. 08. 2009 von <http://www.ika.rwth-aachen.de/forschung/veroeffentlichung/2000/11.-12.05/by1000d.pdf>
- Barbose, G., Goldman, C., & Neenan, B. (2004). *A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing*. University of California: Lawrence National Laboratory.
- BERR Departement of Transport UK. (2008). *Investigation into scope for the Transport Sector to switch to Electric Vehicles and Plug-in Hybrid Vehicles*. United Kingdom.
- Better Place. (2009). *Better Place - The global provider of electric vehicle services*. Abgerufen am 07. 12 2009 von <http://www.betterplace.com/>
- Biermann, J. (2009). *Speicherung elektrischer Energie in Kraftfahrzeugen - Anforderungen und Zielsetzungen aus der Praxis*. RWTH Aachen - Institut für Kraftfahrzeuge.
- Blum, W. (2009). Alternativantrieb am Autosalon Genf. *Bulletin SEV/VSE*.
- BMW. (2009). *Die Website von BMW Österreich*. Abgerufen am 13. 08. 2009 von <http://www.bmw.at/at/de/index.html>
- BMWfJ. (2009). *Nichteisenmetalle*. Abgerufen am 07. 12 2009 von <http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/MineralischeRohstoffe/erze/Seiten/Nichteisenmetalle.aspx>
- Boltz, W. (2009). Smart Metering in Österreich Strategie und Ausblick. *Smart Metering - neue Wege zu mehr Energieeffizienz und Konsumentenrecht*. Österreichische Nationalbibliothek.
- Botsford, C., & Szczepanek, A. (2009). *Fast Charging vs. Slow Charging: Pros and cons for the New Age of Electric Vehicles*. Stavanger, Norway: EVS-24.
- BP. (2009). *BP Statistical Review of World Energy*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2009\\_downloads/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2009.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf)
- Brusa AG. (2009). *Preisliste Brusa AG*. Abgerufen am 07. 2009 von [http://www.brusa.biz/pricelist/g\\_pricelist.htm](http://www.brusa.biz/pricelist/g_pricelist.htm)
- Buchmann, I. (2008). *Lithiumion-Akku ist nicht gleich Lithiumion-Akku*. (WEKA Fachmedien GmbH) Abgerufen am 12. 08. 2009 von <http://www.elektroniknet.de/home/stromversorgung/fachwissen/uebersicht/uebersicht/batterienakkus/lithiumion-akku-ist-nicht-gleich-lithiumion-akku/>

- Bundeskanzleramt. (2009). *RIS Rechtsinformationssystem*. Abgerufen am 18. 08. 2009 von <http://www.ris.bka.gv.at/Dokument.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Dokumentnummer=NOR40058240&ResultFunctionToken=e426d1ec-4423-486d-8bb1-ab312c52b58a&Kundmachungsorgan=&Index=&Titel=&Gesetzesnummer=&VonArtikel=&BisArtikel=&VonParagraf=&BisParagraf=&VonAnlage=&Bi>
- Bundesministerium für Finanzen. (2009). *Bundesministerium für Finanzen*. Abgerufen am 12. 10. 2009 von [http://www.bmf.gv.at/Steuern/Brgerinformation/AutoundSteuern/MotorbezogeneVersic\\_5794/Befreiungen/\\_start.htm](http://www.bmf.gv.at/Steuern/Brgerinformation/AutoundSteuern/MotorbezogeneVersic_5794/Befreiungen/_start.htm)
- Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend. (2009). *Treibstoffpreise Archiv*. Abgerufen am 19. 10. 2009 von [http://www.bmwfj.gv.at/BMWA/Service/Benzinpreismonitor/archiv\\_treibstoffpreise/default.htm](http://www.bmwfj.gv.at/BMWA/Service/Benzinpreismonitor/archiv_treibstoffpreise/default.htm)
- Bundesverband Solare Mobilität e.V. (2009). *Preisliste Park & Charge - Ladestationen*. Abgerufen am 07. 12. 2009 von <http://www.park-charge.de/prospekt/Preislisten.pdf>
- BYD. (2009). *Build Your Dream*. Abgerufen am 15. 08. 2009 von <http://www.byd.com/>
- Cameron, R. (2009). *QUIQ - High-Efficiency Grid-Friendly Battery Charger*. Canada .
- Canders, W.-R. (2004). *Elektrische Fahrzeugantriebe und neue Verkehrstechniken*. TU Braunschweig.
- Citycom AG. (2009). Abgerufen am 15. 10. 2009 von <http://www.cityel.com/index.htm>
- Delta-Q Technologies. (2009). *Technical White Paper - QuiQ Technology for Optimum Charge*.
- Duvall, M., & Kalhammer, F. (2004). *Advanced Batteries for Elektric-Drive Vehicles: A Technology and Cost-Effectiveness Assessment for Battery Electric Vehicles, Power Assist Hybrid, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles*. Palo Alto, California: EPRI.
- E&M. (2009). *Energie & Management*. *Bei Tempo 25 wird abgeregelt - Die Salzburg AG will mit einem Partnerschaftsmodell nicht nur die Mozart-Stadt e-mobil machen.* , S. 6.
- Earle, R., Newell, S., Faruqui, A., Hajos, A., & Hledik, R. (2008). *Fostering Economic Demand Response in the Midwest ISO*. The Brattle Group.
- E-Connected. (2009). *E-Connected*. Abgerufen am 12. 10. 2009 von <http://www.e-connected.at/content/foerderungen#8>
- E-Control GmbH. (2008). *Alte E-Control Homepage*. Abgerufen am 18. 08. 2009 von UCTE - MIX 2008: [http://portal.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/HKN/CT/C\\_UCTE\\_2008.HTML](http://portal.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/HKN/CT/C_UCTE_2008.HTML)
- E-Control GmbH. (2009f). *Bericht über die Stromkennzeichnung (August 2009)*. Abgerufen am 06. 02. 2010 von <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Stromkennzeichnungsbericht%202009.pdf>
- E-Control GmbH. (2007b). *Betriebsstatistik 2007 - TÄGLICHER BELASTUNGSABLAUF*. Abgerufen am 26. 08. 2009 von [http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Archiv/Betriebsstatistik2007/belab](http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Archiv/Betriebsstatistik2007/belab)
- E-Control GmbH. (2009d). *Betriebsstatistik 2008 Gesamte Elektrizitätsversorgung (Datenstand Oktober 2009)*. Abgerufen am 06. 02. 2010 von <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjahr-2008>
- E-Control GmbH. (2009a). *ÖFFENTLICHES NETZ - Monatliche Erzeugung (vorläufige Werte)*. Abgerufen am 18. 08. 2009 von [http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Berichtsjahr2008](http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Berichtsjahr2008)
- E-Control GmbH. (2009b). *Strompreise*. Abgerufen am 28. 08. 2009 von [http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/STROM/STROMPREISE](http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/STROMPREISE)
- E-Control GmbH. (2009e). *Technisch Organisatorische Regeln TOR Teil F Anhang E*. Abgerufen am 21. 10. 2009 von <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/tor-f-20070228-v2-1.pdf>
- E-Control GmbH. (2007a). *Umweltauswirkungen*. Abgerufen am 18. 08. 2009 von [http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL\\_HOME/OKO/STROMKENNZEICHNUNG/](http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/STROMKENNZEICHNUNG/)

- E-Control GmbH. (2009f). *Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006)*.
- EdF Electricité de France. (2009b). *EdF - Option Tempo Zeiteinteilung*. Abgerufen am 13. 07. 2009 von <http://www.edf-bleuciel.fr/accueil/mon-quotidien-avec-bleu-ciel-d-edf/option-tempo-141090.html&onglet=1>
- EFR. (2009). *Energie-Management per Funk*. Abgerufen am 23. 09. 2009 von [http://www.press-n-relations.de/uploads/tt\\_news/EFR\\_Broschuere\\_Deutsch.pdf](http://www.press-n-relations.de/uploads/tt_news/EFR_Broschuere_Deutsch.pdf)
- Electric Fuel Inc. (2003). *The Zinc-Air Fuel Cell System for Electric Vehicles*.
- Electricité de France. (2009a). *EdF - Option Tempo Tarife*. Abgerufen am 13. 07. 2009 von <http://www.edf-bleuciel.fr/accueil/mon-quotidien-avec-bleu-ciel-d-edf/option-tempo-141090.html&onglet=5>
- Elektorräder. (2009). *Was ist der Unterschied zwischen E-Bikes und Pedelecs?* Abgerufen am 15. 08. 2009 von <http://www.elektrorad.com/>
- Elster Messtechnik GmbH. (2009). telefonische Expertenbefragung Anton Gehbauer.
- EnerDel Lithium Power Systems. (2005). *EnerDel Technical Presentation*.
- Energie-Control Kommission. (2008). Wiener Zeitung. *Systemnutzungstarif-Verordnung 2006 konsolidierte Fassung (in Geltung ab 1.1.2009), SNT-VO 2006 – Novelle 2009*.
- Energy Exchange Austria. (2009). *Spotmarkt CO2*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von <http://www.exaa.at/market/historical>
- Energy Storage Association ESA. (2009). *Technology Comparisons*. Abgerufen am 02. 09. 2009 von [http://www.electricitystorage.org/site/technologies/technology\\_comparisons/](http://www.electricitystorage.org/site/technologies/technology_comparisons/)
- Eurelectric. (2007). *Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-2000,2004,2005,2010-2030)*. Abgerufen am 21. 08. 2009 von <http://www.eurelectric.org/CatPub/Document.aspx?FolderID=1540&DocumentID=24374>
- Europäische Union. (2009). *Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG*.
- Europäisches Parlament. (2008). *"20-20-20 bis 2020": EP debattiert Klimaschutzpaket*. Abgerufen am 02. 09. 2009 von <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20080122IPR19355+0+DOC+XML+V0//DE>
- Faruqui, A. (2006). Cost-Benefit Analysis of Smart Metering and Smart Pricing. *NARUC Annual Convention*. Florida.
- Faruqui, A. (2007). Metering International. *From Smart Metering to Smart Pricing - Issue 1*.
- Faruqui, A., & Sergici, S. (2009a). *Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence*.
- Faruqui, A., Hledik, R., & Tsoukalis, J. (2009b). The Electricity Journal, Band 22. *The Power of Dynamic Pricing*, 42-56.
- FH Joanneum GmbH. (2009). Warum fahren wir nicht schon längst elektrisch? *IEWT 2009*. Wien.
- Fine Mobile GmbH. (2009a). *Das TWIKE Infoblatt 2009 gibt einen guten Überblick über das TWIKE*. Abgerufen am 13. 08. 2009 von <http://www.twike.de/index.189.de.html>
- Fine Mobile GmbH. (2009b). *TWIKE*. Abgerufen am 13. 08. 2009 von <http://www.twike.de/home.2.de.html>
- First Data Austria GmbH. (2009). Auskunft lt. Email Mag. Lukas Teigschl, Key Account Manager, First Data Austria GmbH.
- Fischle, H. (2005). *Superkondensatoren, made by WIMA*. Berlin: WIMA.
- Fraunhofer Anwendungszentrum für Systemtechnik. (2009). *Technologiereport des Fraunhofer Anwendungszentrums für Systemtechnik*. Abgerufen am 21. 07. 2009 von [http://www.ast.iitb.fraunhofer.de/advanced-meter-management/amm\\_marktuebersicht.pdf](http://www.ast.iitb.fraunhofer.de/advanced-meter-management/amm_marktuebersicht.pdf)
- Fuld, B. (2006). *Oberschwingungsströme: EN 61000-3-2 & EN 61000-3-12 Ansätze zur Erfüllung ihrer Anforderungen*. TU Darmstadt.
- Giraud, D. (2004). The tempo Tariff. *Efflocom Workshop*. Trondheim.
- Glaser, A. (2009). Informationsgespräch mit André Glaser über die Ladestationen von ColumbTech (365 Energy Group).
- Görlitz. (2006). AMM Piloten in Germany. *Metering Automation, November 2006*, 20-24.
- Gotcher, A. J. (2006). *The NanoSafe™ Battery*. Atair Nanotechnologies.

- GreenCarSite. (2008). *Ze-O all-electric MPV*. Abgerufen am 13. 08. 2009 von <http://www.greencarsite.co.uk/GREENNEWS/nice-car-company-ze-o-electric-mpv.htm>
- Grote, K.-H., & Feldhusen, J. (2007). *Dubbel - Taschenbuch für den Maschinenbau* (22. Ausg., Bd. Fahrzeugtechnik (Q)). Springer.
- Haider, B., & Smole, E. (2009). *Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft*. Wien .
- Hake, M. G. (1996). *Spezial Report Wiederaufladbare Lithium-Batterien: Li-Ion-Technologie*. Abgerufen am 19. 08. 2009 von [http://company.varta.com/de/content/presse/download/sp\\_report\\_1d.pdf](http://company.varta.com/de/content/presse/download/sp_report_1d.pdf)
- Hantsch, S., & Moidl, S. (2007). *Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020*. Abgerufen am 26. 08. 2009 von [http://www.igwindkraft.at/redsystem/netautor/napro4/wrapper/media.php?filename=%2Fhome%2FLUKAWIEN%2Ffigwindkraft.at%2Fhtdocs%2Fredsystem%2Fmmedia%2F2007.08.30%2F1188464900.pdf&rn=Kurzstudie\\_1.pdf](http://www.igwindkraft.at/redsystem/netautor/napro4/wrapper/media.php?filename=%2Fhome%2FLUKAWIEN%2Ffigwindkraft.at%2Fhtdocs%2Fredsystem%2Fmmedia%2F2007.08.30%2F1188464900.pdf&rn=Kurzstudie_1.pdf)
- Hatton, Beella, Brezet, & Wijnia. (2009). *Charging Stations for Urban Settings - the design of a product platform for electric vehicles*. Stavanger, Norway: EVS-24.
- Hermann Hartje KG. (2009). *Elektrofahrräder*. Abgerufen am 15. 08. 2009 von <http://www.victoria-elektro-rad.de>
- Herry, & et.al. (2007). *Verkehr in Zahlen*. Wien: BMVIT.
- Herry, M., Russ, M., Schuster, M., & Tomshy, R. (2003). *Mobilität in Niederösterreich*. Abgerufen am 20. 08. 2009 von Ergebnisse der landesweiten Mobilitätsbefragung 2003: [http://www.noe.gv.at/bilder/d19/Mobilitaet\\_in\\_NOE.pdf](http://www.noe.gv.at/bilder/d19/Mobilitaet_in_NOE.pdf)
- Hoffmann, R. (2009). Smart Metering Standards. *Metering Automation, Mai 2009*, 4-10.
- Hybrid-Autos. (2009). Abgerufen am 02. 09. 2009 von <http://www.hybrid-autos.info>: <http://www.hybrid-autos.info/Audi-Duo-1997-Fotos.html>
- Hyundai Import GmbH. (2009). Abgerufen am 13. 08. 2009 von <http://www.hyundai.at/>
- Inform GmbH. (2009). telefonische Expertenbefragung Gerhard Schusser.
- Jelden, H. (2008). *Energiespeicher für Elektrotraktion - Herausforderungen für Volkswagen*. Strategiekonferenz Elektromobilität Berlin .
- Jossen, A., & Weydanz, W. (2006). *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*. München: Ubooks München.
- Judt, Paylife Bank GmbH. (2009b). telefonische Expertenbefragung Wolfgang Judt, Geschäftsführer, Paylife Bank GmbH.
- Kalhammer. (2007). *Status of Prospects for Zero Emissions Vehicle Technology. Report of the ARB Independent Expert Panel 2007*. Sacramento, California : CARB.
- Kassakian, J., Schindall, J., & Signorelli, R. (2009). *Laboratory for electromagnetic and electronic systems - Carbon Nanotube Enhanced Ultracapacitors*. Abgerufen am 29. 09. 2009 von <http://lees-web.mit.edu/lees/ultracapacitors.htm>
- Key, T., & Lai, J.-S. (1995). *Cost and Benefits of harmonic current reduction for switch-mode power supplies in a commercial office building*. Orlando, Florida: in Conf. Rec. IEEE-IAS Annu. Meeting.
- KWO-Grimselstrom. (2009). *Schüttet den Treibstoff in die Kraftwerke anstatt in den Tank!* Abgerufen am 12. 08. 2009 von <http://www.grimselstrom.ch/elektrische-energie/entwicklung-partnerschaft/projekt-elektrofahrzeug/berrer-gehts-nicht-mehr-fahren-mit-strom/energieeffizienz-von-elektroautos>
- Lache, Galves, & Nolan. (2008). *Electric Cars: Plugging In. Batteries must be included*. Deutsche Bank.
- Lazzaro, V. (2008). *Ladesysteme für Elektrofahrzeuge*. MENNEKES.
- Lexus. (2009). *Lexus RX400h*. Abgerufen am 02. 09. 2009 von [http://www.lexus.de/Images/lex8RangeRx450hGallDoDeskMed06\\_tcm576-880633.jpg](http://www.lexus.de/Images/lex8RangeRx450hGallDoDeskMed06_tcm576-880633.jpg)
- Linz AG, S. (2009). IEM - Intelligent Energie Management. *Smart Metering - neue Wege zu mehr Energieeffizienz und Konsumentenrecht*. Österreichische Nationalbibliothek.
- Markel, T., & Simpson, A. (2006). Plug-In Hybrid Electric Vehicle Energy Storage System Design. *Advanced Automotive Battery Conference*. Baltimore, Maryland: NREL.

- Martin Bartenstein, Leo Windtner. (2008). *Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit*. Abgerufen am 26. 08. 2009 von [http://www.veoe.at/index.php?id=212&type=0&jumpurl=fileadmin%2Fallgemein%2FElektrizitaet\\_u\\_Energie%2FE-Wirtschaft\\_in\\_OE%2F050508\\_\\_PK\\_Pr\\_sentation\\_Masterplan\\_Wasserkraft.pdf&juSecure=1&mimeType=application%2Fpdf&locationData=212:tt\\_content:180&juHash=73ad6](http://www.veoe.at/index.php?id=212&type=0&jumpurl=fileadmin%2Fallgemein%2FElektrizitaet_u_Energie%2FE-Wirtschaft_in_OE%2F050508__PK_Pr_sentation_Masterplan_Wasserkraft.pdf&juSecure=1&mimeType=application%2Fpdf&locationData=212:tt_content:180&juHash=73ad6)
- Mathoy, A. (2008). *Definition and implementation of a global EV charging infrastructure*. Schweiz: BRUSA.
- Meier, K. (1983). *Spitzenlasttarifierung, ökonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit*. Bern: Paul Haupt Berne.
- MENNEKES. (2009a). *CEEPlus. Strom und Daten*.
- MENNEKES. (2009b). *Mennekes*. Abgerufen am 15. 01. 2010 von [http://www.mennekes.de/web/screen?ID=mennekes%2Flive-browse-fresh%2F\[!rncntent%2C\[content%2Fpres.cnt.page-seqentry%2FmenP-720e0874%3A12138fce78f%3A-7ff1%2F0%2F%2Ccontent%2Fexp.def-live%2Fde%2F\]\]](http://www.mennekes.de/web/screen?ID=mennekes%2Flive-browse-fresh%2F[!rncntent%2C[content%2Fpres.cnt.page-seqentry%2FmenP-720e0874%3A12138fce78f%3A-7ff1%2F0%2F%2Ccontent%2Fexp.def-live%2Fde%2F]])
- Mitsubishi Motors Japan. (2008). *About i MiEV*. Abgerufen am 12. 08 2009 von <http://www.mitsubishi-motors.com/special/ev/4innovations/index.html>
- Mobilkom Austria AG. (2009). telefonische Expertenbefragung Christian Kantner.
- Morrow, Karner, & Francfort. (2008). *Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Infrastructure Review. Final Report*. Idaho National Laboratory: U.S. Department of Energy (Vehicles Technologies Program - Advanced Vehicle Testing Activity).
- Nagelhout, & Ros. (2009). *Electric Driving - Evaluating transitions based on system options*. .
- oekonews.at. (2009). *Forstinger will auf Elektromobilität setzen*. Abgerufen am 27. 10. 2009 von [http://www.oekonews.at/index.php?mdoc\\_id=1043097](http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1043097)
- oekonews.at. (2008). *Tageszeitung für Erneuerbare Energie und Nachhaltigkeit*. Abgerufen am 15. 08. 2009 von BYD startet Serienproduktion seiner Elektro- und Hybridautos: [http://www.oekonews.at/index.php?mdoc\\_id=1035966](http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1035966)
- Otzasek, S. (2009). *Integration von Elektrofahrzeugen in dieEelektrizitätsinfrastruktur*. Diplomarbeit: TU Graz.
- Panasonic Corporation. (2007). *LITHIUM ION BATTERIES: INDIVIDUAL DATA SHEET*. Abgerufen am 19. 08. 2009 von [http://www.panasonic.com/industrial/battery/oem/images/pdf/Panasonic\\_Lilon\\_CGR18650DA.pdf](http://www.panasonic.com/industrial/battery/oem/images/pdf/Panasonic_Lilon_CGR18650DA.pdf)
- Park & Charge. (2009). *Park & Charge Modelle*. Abgerufen am 06. 12 2009 von <http://www.ecs-five.ch/parkcharge/d/modelle.htm>
- Paybox Austria GmbH. (2009). Abgerufen am 25. 08. 2009 von [http://www.paybox.at/pdf/Salesfolder\\_D\\_FINAL\\_low.pdf](http://www.paybox.at/pdf/Salesfolder_D_FINAL_low.pdf)
- Paylife Bank GmbH. (2009a). Auskunft lt. Email Mag. Sigrid Scherzer, Assistant Public Relations, Paylife Bank GmbH.
- Positionspapier E-Mobilität. (2010). *Results of discussion of the French-German working group on infrastructure*. Abgerufen am 07. 02. 2010 von [http://www.vda.de/de/publikationen/publikationen\\_downloads/detail.php?id=727](http://www.vda.de/de/publikationen/publikationen_downloads/detail.php?id=727)
- Pöyry. (2008). *Wasserkraftpotenzialstudie*. Abgerufen am 26. 08. 2009 von <http://www.veoe.at/212.html?&damid=4635>
- Presstext Austria. (20. April 2009). *Elektroautos erhalten einheitliche Stecker*. Von <http://presstext.at/news/090420028/> abgerufen
- Protoscar. (2009a). *Infrastrucutre for PLUG-IN vehicles*. Genf .
- Protoscar. (2009b). *Protoscar*. Abgerufen am 07. 2009 von <http://www.protoscar.com/e-totem/ENG/pricelist.htm>.
- Quick. (2009). *Quick Homepage*. Abgerufen am 20. 08. 2009 von Was ist Quick?: [http://www.quick.at/plb/opencms/de/Home/Ueber\\_Quick/Was\\_ist\\_Quick/index.html](http://www.quick.at/plb/opencms/de/Home/Ueber_Quick/Was_ist_Quick/index.html)
- Renner, H., & Sakulin, M. (2007). *Spannungsqualität und Versorgungssicherheit*. TU Graz - Institut für Elektrische Anlagen .
- Reuschel, J. (2008). Smart Metering und Liberalisierung im Messwesen: Neue Aufgaben und Chancen für die Marktpartner. *Forum E-Gemeinschaften/Marktpartnerschaften*. Magdeburg.

- Rouzoud J.P., Didierjean A. (2005). Requirements Definition for the EDF IP-Based Residential Meter. Von IEEE. abgerufen
- Sandeep, D. (2001). *Electric vehicle battery systems*. Butterworth-Heinemann Verlag .
- Sauer, D. U. (2009). *Elektrische Energiespeicher in Hybrid- und Elektrofahrzeugen*. RWTH Aachen - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe.
- Schäfer, T. (2009). *Li-Tec Battery - Made in Germany! Large scale Li-Ion batteries for industrial and automotive applications*. .
- Schall, N. (2009). *Lithiumtitanat und Lithiumeisenphosphat – zwei neue Elektrodenmaterialien für die sichere Lithium-Ionen-Batterie*. München: Süd-Chemie AG.
- Schauer, G., & Haas, R. (2000). Neue Stromzähler für die Endkundenbelieferung. *Forschung im Verbund Schriftenreihe Band 65* . Wien.
- Schwab, A. J. (2006). *Elektroenergiesysteme*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Siemens AG. (2009). telefonische Expertenbefragung Hr. Bauer, Siemens. Wien.
- Statistik Austria. (2005). *Der Außenhandel Österreichs 01/2005 bis 12/2005 endgültige Ergebnisse*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html)
- Statistik Austria. (2008a). *Erdölbilanz*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html)
- Statistik Austria. (2008b). *Fahrleistungen und Treibstoffeinsatz privater Pkw nach Bundesländer 2000 - 2008*. Abgerufen am 18. 08. 2009 von [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/)
- Statistik Austria. (2008c). *Jahresdurchschnittspreise und -steuern für die wichtigsten Energieträger 2005*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/oeffentliche\\_finanzen\\_und\\_steuern/steuerstatistiken/energiesteuern/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/oeffentliche_finanzen_und_steuern/steuerstatistiken/energiesteuern/index.html)
- Statistik Austria. (2009). *Kraftfahrzeuge - Bestand*. Abgerufen am 20. 08. 2009 von [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge\\_-\\_bestand/](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/)
- Sterbak, R. (1997). Bessere Batterien müssen her! *Bild der Wissenschaft online* .
- Stuckmann, C. (2006). *Hybridantriebe - Eine zukunftsweisende Antriebstechnologie für das 21. Jahrhundert*. Dortmund .
- Tesla Motors Inc. (2009). Abgerufen am 12. 08. 2009 von <http://www.teslamotors.com/>
- Thesen, S., & Narodick, P. (2009). *The Better Place Paradigm: Creating Unlimited Electric Vehicle Range and New Demand for Renewable Energy*. Stavanger, Norway: EVS-24.
- Thiemann, R. (2006). Innovatives Smart Metering - New Functionalities, New Business. *E-Control - Zukunft des Zähl- und Messwesens*. Wien.
- THINK City. (2009). *Technical Data*. Abgerufen am 19. 10. 2009 von <http://www.think.no/think/Think-City/Specifications/Technical-data>
- Toyota. (2009). Abgerufen am 13. 08. 2009 von <http://www.toyota.at/>
- Toyota. (2003). *THS II - Toyota Hybrid System*. Tokyo .
- Trademe Motors. (2009). *1999 Toyota Coaster Hybrid EV*. Abgerufen am 12. 08. 2009 von <http://www.trademe.co.nz/Trade-Me-Motors/Buses/16-25-seats/auction-229159142.htm>
- Tröster, W. (2009). *IEC - SC 23H/PT62196: Dimensional Interchangeability requirements for pin and contact-tube vehicle couplers*. Abgerufen am 15. 08. 2009 von [http://www.ecs-five.ch/parkcharge/documents/IEC\\_62196-2-X%20Proposal%20Troester.pdf](http://www.ecs-five.ch/parkcharge/documents/IEC_62196-2-X%20Proposal%20Troester.pdf)
- UCTE. (2004-2007). *Statistical Yearbook 2004,2006,2007*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von <http://www.entsoe.eu/resources/publications/ce/syb/>
- UMTSlink. (2009). Abgerufen am 24. 07. 2009 von GPRS Einführung: [http://www.umtslink.at/index.php?pageid=GPRS\\_GPRS\\_einfuehrung](http://www.umtslink.at/index.php?pageid=GPRS_GPRS_einfuehrung)
- Umweltbundesamt GmbH. (2009). *Austria's National Inventory Report 2009*. Abgerufen am 18. 08. 2009 von <http://www.umweltbundesamt.at/>
- Urbantschitsch. (2009). telefonische Expertenbefragung Dr. Wolfgang Urbantschitsch, E-Control.

- Van den Bossche, P. (1998). Abgerufen am 07. 2009 von <http://www.lhoon.com/Norren/art3.html>.
- Van den Bossche, P. (2008). *Voltages and Power Levels. Secretary of IEC TC69*. Brüssel .
- Vasconcelos, J. (2008). *Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market*. Robert Schuman Centre for Advanced Studies.
- Vattenfall. (2009b). *Mini E Berlin*. Abgerufen am 25. 08. 2009 von [http://www.vattenfall.de/www/vf/vf\\_de/225583xberx/228797innov/228917wasse/1550203minix/index.jsp](http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/228797innov/228917wasse/1550203minix/index.jsp)
- Vattenfall. (2009a). *Vattenfall*. Abgerufen am 08. 2009 von [www.vattenfall.de](http://www.vattenfall.de).
- VCÖ - Mobilität mit Zukunft. (2009a). *Potenziale von Elektro-Mobilität* .
- VCÖ - Mobilität mit Zukunft. (2009b). *Ballungsräume - Potenziale für nachhaltige Mobilität* .
- VCÖ-Forschungsinstitut. (2009). Mobilität mit Zukunft. *Potenziale von Elektro-Mobilität (2/2009)*.
- VEÖ. (2008a). *Initiative Wasserkraft - Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotenzials*. Wien, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs .
- VEÖ. (2008b). *Initiative Wasserkraft*. Abgerufen am 26. 08. 2009 von Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotenzials: <http://www.veoe.at/212.html?&damid=4634>
- Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs. (2008c). *TAEV 2008 - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt mit Erläuterungen der einschlägigen Vorschriften*. Wien: VEÖ.
- Verband der Elektrizitätswerke Österreichs. (1990). *Technische Anschlussbedingungen*. Wien: Verband der Elektrizitätswerke Österreichs.
- Verbund Austrian Hydro Power. (2006). *Broschüre Pumpspeicherkraftwerk Limberg II*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von [http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-659B2177-EF64D2CF/internet/Folder\\_Limberg\\_II\\_dt.pdf](http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-659B2177-EF64D2CF/internet/Folder_Limberg_II_dt.pdf)
- Verbund Austrian Hydro Power. (2008). *Broschüre Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck II*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von [http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-1169CD80-103B728C/internet/Broschuere\\_Pumpspeicherkraftwerk\\_Reisseck\\_II.pdf](http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-1169CD80-103B728C/internet/Broschuere_Pumpspeicherkraftwerk_Reisseck_II.pdf)
- Verbund. (2009). *Kraftwerke*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von [http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/191\\_215.htm?lev=4](http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/191_215.htm?lev=4)
- Vergels, F. (2005). SUBAT - Sustainable Batteries. *Electric Vehicle Symposium (EVS-21)*. Monaco.
- Vezzini, A. (2009a). *Berner Fachhochschule*. Abgerufen am 19. 08. 2009 von Lithiumionen-Batterien als Speicher für Elektrofahrzeuge: [http://labs.hti.bfh.ch/fileadmin/user\\_upload/lab12/papers/2009-03-09\\_SEV\\_Bulletin\\_Lithiumionen-Batterien\\_als\\_Speicher\\_fuer\\_Eektrofahrzeuge\\_Teil\\_1.pdf](http://labs.hti.bfh.ch/fileadmin/user_upload/lab12/papers/2009-03-09_SEV_Bulletin_Lithiumionen-Batterien_als_Speicher_fuer_Eektrofahrzeuge_Teil_1.pdf)
- Vezzini, A. (2009b). Lithiumionen-Batterien als Speicher für Elektrofahrzeuge. Teil 1: Technische Möglichkeiten heutiger Batterien. *Bulletin SEV/VSE Heftnr. 03/2009* .
- VLOTTE elektrisch mobil. (2009a). *Das Elektroauto*. (illwerke vkw) Abgerufen am 25. 08. 2009 von <http://www.vlotte.at/inhalt/at/86.htm>
- VLOTTE elektrisch mobil. (2009b). *Energiebereitstellung*. Abgerufen am 26. 08. 2009 von <http://www.vlotte.at/inhalt/at/92.htm>
- Volkswagen AG. (2009). *Preise - Ausstattung - Technische Daten 2009 VW Fox*. Abgerufen am 20. 10. 2009 von [http://www.volkswagen.at/modelle/fox/zahlen\\_fakten/katalog\\_preise\\_technische\\_daten/](http://www.volkswagen.at/modelle/fox/zahlen_fakten/katalog_preise_technische_daten/)
- von Helmholtz, H. (1879). *Studies of electric boundary layers*. Wied. Ann.
- Vorarlberger Illwerke AG. (2009a). *Beschreibung Kopswerk 2*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von <http://www.kopswerk2.at/inhalt/at/79.htm>
- Vorarlberger Illwerke AG. (2008). *Kopswerk 2 - Bauzeit*. Abgerufen am 02. 09. 2009 von <http://www.kopswerk2.at/inhalt/at/92.htm>
- Vorarlberger Illwerke AG. (2009b). *Luenerseewerk*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von <http://www.illwerke.at/inhalt/at/192.htm>
- Vorarlberger Illwerke AG. (2009c). *Rodundwerk 1*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von <http://www.illwerke.at/inhalt/at/194.htm>
- Vorarlberger Illwerke AG. (2009d). *Rodundwerk 2*. Abgerufen am 01. 09. 2009 von <http://www.illwerke.at/inhalt/at/195.htm>

Weber, Zsak, Reichl, & Schatz. (2009). *World-minig-data*. Wien: BMWFI.

Winter, M., & Möller, K.-C. (2005). *Primäre und wiederaufladbare Lithium-Batterien*. TU Graz - Institut für Chemische Technologie Anorganischer Stoffe.

Yudan, A. (2009). *Better Place - New Mobility Concepts*. Fuschl am See, Salzburg .

## 12. Kontaktliste

Die folgende Unternehmen bzw. Organisationen wurden im Zuge dieser Studie kontaktiert.

Unternehmen	Kontaktperson	Telefonnummer	Emailadresse
E-Control	Mag. Stefan Santer	+43(0)1/24724-511	<a href="mailto:Stefan.Santer@e-control.at">Stefan.Santer@e-control.at</a>
E-Control	Dr. Wolfgang Urbantschitsch	+43(0)1/24724-400	<a href="mailto:Wolfgang.Urbantschitsch@e-control.at">Wolfgang.Urbantschitsch@e-control.at</a>
Landis+Gyr	Hr. Scherzer bzw. Hr. Wagner	+43(0)1/802202220	
Iskraemeco	Kundenservice	+38(0)642064000	
Ubitronix	Dr. Stefan Schaffer	+43(0)72363343311	
Linz AG	Ing. Schlager	+43(0)73234003354	<a href="mailto:k.schlager@linzag.at">k.schlager@linzag.at</a>
Energie Ried GmbH	Ing. Hermann Schmidleitner	+43(0)7752/911-0	
Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung	Prof. Matrin Wietschel	+49(0)721/6809-254	<a href="mailto:Martin.Wietschel@isi.fraunhofer.de">Martin.Wietschel@isi.fraunhofer.de</a>
RWE - Projektteam e-mobility	Katja Reimann		<a href="mailto:e-mobility@rwe.com">e-mobility@rwe.com</a>
Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft	Dr. Peter Asmuth bzw. Sekretariat Corinna Bürgerhausen	+49(0)241/181-4133	<a href="mailto:corinna.buergerhausen@stawag.de">corinna.buergerhausen@stawag.de</a>
Vattenfall Distribution	Gregor Hampel bzw. Sekretariat Marion Hartmann	+49(0)30492028914	<a href="mailto:marion1.hartmann@vattenfall.de">marion1.hartmann@vattenfall.de</a>
E.ON Energie AG	Dr. Jörg Kruhl bzw. Sekretariat Nadine Baaske	+49(0)89/1254-1624	<a href="mailto:nadine.baaske@eon-energie.com">nadine.baaske@eon-energie.com</a>
Itron	DI Michael Bratovz	+43(0)1/7064000-369	<a href="mailto:michael.bratovz@itron.com">michael.bratovz@itron.com</a>
Elster Messtechnik	Anton Gehbauer	+43(0)2233/55893	<a href="mailto:anton.gehbauer@at.elster.com">anton.gehbauer@at.elster.com</a>
Energie Graz GmbH & Co KG	Ing. Christian Wolf	+43(0)316/8057-661	<a href="mailto:c.wolf@energie-graz.at">c.wolf@energie-graz.at</a>
Siemens AG	Hr. Reinhard Krug, Hr. Bauer	+43(0)5170731-275	<a href="mailto:krug.reinhard@siemens.com">krug.reinhard@siemens.com</a>
Universität Leuven	Prof. Geert Deconinck		<a href="mailto:geert.deconinck@esat.kuleuven.ac.be">geert.deconinck@esat.kuleuven.ac.be</a>
KEBA AG	Hr. Klaus Baumann	+43(0)732/7090-27445	<a href="mailto:bau@keba.com">bau@keba.com</a>
KEBA AG	Franz Scheba		<a href="mailto:sche@keba.com">sche@keba.com</a>
PayLife Bank GmbH	Dr. Ewald Judt bzw. Sekretariat Mag. Sigrid Scherzer	+43(0)1/71701-6534	<a href="mailto:sigrid.scherzer@paylife.at">sigrid.scherzer@paylife.at</a>
First Data Austria GmbH	Mag. Lukas Teigschl	+43(0)664/8454665	<a href="mailto:Lukas.Teigschl@firstdata.at">Lukas.Teigschl@firstdata.at</a>
Inform GmbH	Hr. Gerhard Schusser	+43(0)1/25872840	<a href="mailto:office@inform.at">office@inform.at</a>
Telekom Austria AG	Hr. Christian Kantner	+43(0)1/33161-0	<a href="mailto:c.kantner@mobikom.at">c.kantner@mobikom.at</a>
Paybox Austria GmbH	Fr. Milke	+43(0)1/42727-9333	
365 Energy Group	Andrè Glaser	+49(0)1520 9 05 70 62 +41(0) 79 3 20 66 70	<a href="mailto:andre.glaser@365-energy.com">andre.glaser@365-energy.com</a>
Rittal	Andreas Fink		<a href="mailto:frink.a@rittal.de">frink.a@rittal.de</a>
Universität Maastricht	Peter Van den Bossche		<a href="mailto:pvdbos@vub.ac.be">pvdbos@vub.ac.be</a>
Li-Tec Battery GmbH	Tim Schäfer	+49(0)3578 3092-223	<a href="mailto:t.schaefer@li-tec.de">t.schaefer@li-tec.de</a>