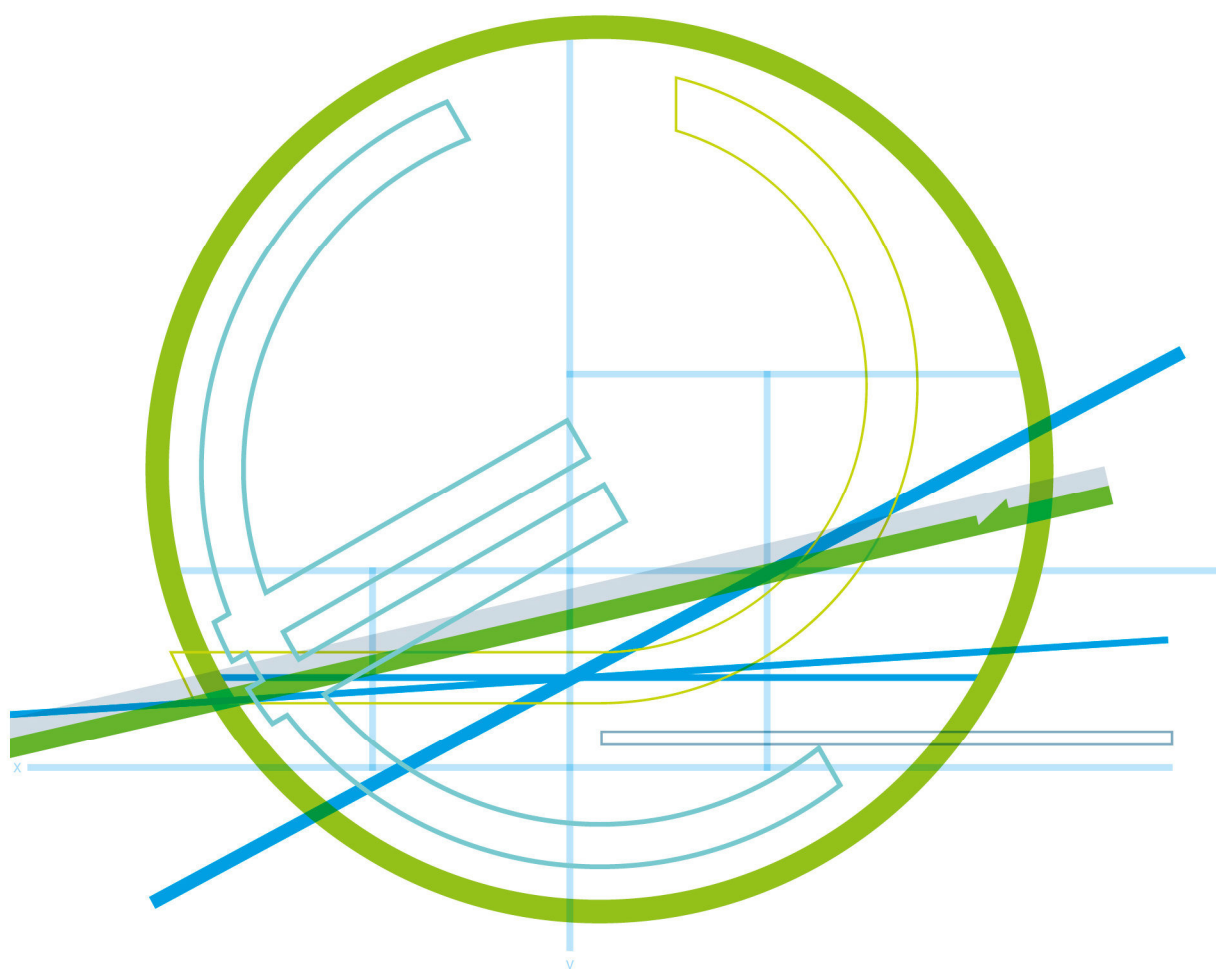


Vehicle Grid

Integration of low emission vehicles into the electric distribution grid



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungen	12
	Kurzfassung.....	13
	Abstract	20
2	Allgemein	26
2.1	Einleitung	26
2.2	Ziel und Fragestellung	27
2.3	Abweichungen zum bestehenden Antrag	28
3	Alternative Antriebskonzepte und Vehicle to Grid: Stand der Technik im Überblick	29
3.1	Allgemein: Alternative Antriebskonzepte	29
3.1.1	Brennstoffzellenfahrzeuge und Wasserstoffantrieb.....	31
3.1.2	Reine Elektrofahrzeuge: Akkumulatoren in V2G-EV	32
3.2	Nutzungspotenzial des V2G-Systems und weitere Parameter für dessen Implementierung	39
3.3	Zusammenfassung der wichtigsten Parameter	44
3.4	Wirtschaftliche Bewertung der alternativen Antriebskonzepte	45
4	Verkehrs- und Raumplanung.....	47
4.1	Einleitung	47
4.2	Darstellung des Mobilitätsverhaltens im Großraum Wien	47
4.2.1	Siedlungsstruktur und Verkehrsinfrastruktur	48
4.2.2	Siedlungsstruktur der Untersuchungsregion	48
4.2.3	Mobilitätskennzahlen	51
4.2.4	Tagesganglinien	56
4.2.5	Verkehrsströme – Pendlerströme.....	65
4.3	Trends in der Verkehrs- und Raumplanung und Indikatoren für zukünftige Technologien	67
4.3.1	Generelle Wirtschaftliche Entwicklung, Energiepreise	68
4.3.2	Demographische und gesellschaftliche Entwicklungen und Änderung in der Raumnutzung	69
4.3.3	Großprojekte in der Straßeninfrastruktur im Raum Wien.....	73
4.3.4	Entwicklung der Mobilität	73
4.4	Möglichkeit der Integration des V2G-Konzeptes in bestehende Verkehrs- und Raumplanungskonzepte	75
4.4.1	Bestehende Konzepte für Elektromobilität und Anknüpfungspunkte für Vehicle to Grid.....	76
4.4.2	Maßnahmen zur Attraktivitätssteigerung von Elektromobilität und Vehicle to Grid	77
4.4.3	Potenzielle Auflade- und Einspeiseanlagen	81
4.5	Handlungsempfehlungen für V2G unter verschiedenen Einsatzbedingungen durch Entwicklung und Analyse von Szenarien	82
4.5.1	Untersuchung des Vehicle to Grid Potenzial in Park & Ride Anlagen.....	82

4.5.2	Hochrechnung auf Nutzer von Großgaragen in Wien	85
5	Technische und ökonomische Auswirkungen für den Energielieferanten	87
5.1	Grundlagen	87
5.1.1	Bilanzgruppenmodell	87
5.1.2	Großhandels- und Regelenergiemarkt.....	92
5.2	Ermittlung möglicher Kundengruppen und deren Lastverlagerungspotenziale	96
5.2.1	Zielgruppen von Elektromobilität	96
5.2.2	Fahrprofile der Nutzergruppen.....	99
5.2.3	Penetrationsprognosen von Elektrofahrzeugen und V2G	105
5.2.4	Gesicherte Anlagenverfügbarkeit der Elektrofahrzeuge	106
5.2.5	Auswirkungen auf den österreichischen Belastungsablauf und der Leistungsdauerlinie	111
5.3	Mindestgröße eines V2G-Systems (netz- und tarifseitig)	131
5.4	Bestimmung relevanter betriebswirtschaftlicher und technischer Vorteile	133
5.4.1	Allgemein: Teilnahme an Strommärkten	133
5.4.2	Spotmarkt.....	134
5.4.3	Regelenergiemarkt	136
5.5	Ermittlung von einfach realisierbaren Abrechnungssystemen für den Endkunden.....	141
5.5.1	Schemata von Abrechnungssystemen	141
5.6	Energieszenarien, neue Entwicklungen auf dem Strommarkt und ihre Auswirkungen	143
5.7	Auswirkungen des V2G-Systems auf den (zukünftigen) Strommarkt	146
6	Technologien zur Kommunikation (Fahrzeug und Netzbetreiber)	148
6.1	Allgemein	148
6.2	Interaktion mit Informations- und Optimierungssystemen im elektrischen Netz... ..	157
6.2.1	Schnittstellen	157
6.2.2	Ergebnisse.....	158
6.3	Datenmanagement	160
6.4	Stakeholder und deren Daten	160
6.5	Datenwege.....	161
6.6	Integrierbarkeit von verschiedenen Kommunikationsformen	162
6.6.1	Überblick über mögliche Kommunikationsformen	162
6.6.2	GPRS, Internet.....	163
6.6.3	Powerline	164
7	Systemaufbau und –integration, Marktkonzepte und Verwertung.....	165
7.1	Modellaufbau und –erläuterung	165
7.1.1	Allgemein: MESSAGE	165
7.1.2	Modellbeschreibung.....	166
7.2	Energiesystem als Modell	167
7.2.1	Das heutige Energiesystem.....	167
7.2.2	Das Strom- und Fernwärmeversorgungssystem	168
7.2.3	Betankungsszenarien	168
7.2.4	Personenkraftwagen	169
7.3	Grundannahmen für alle Szenarien.....	170
7.3.1	Basisdaten.....	170

7.3.2	Lastganglinien.....	172
7.4	Szenarienanalyse.....	175
7.4.1	Szenario 1: Das Grundszenario ohne Elektroautos (NE).....	175
7.4.2	Szenario 2: Das Park&Ride Szenario (PR)	176
7.4.3	Szenario 3: Das Heim Szenario (HO)	177
7.4.4	Szenario 4: Das Heim und P&R Szenario (HP)	179
7.4.5	Szenario 5: Das Tankstellen Szenario (FS)	180
7.4.6	Szenario 6: Das überall und immer Szenario (EA).....	182
7.5	Szenarienvergleich.....	184
7.6	Auswirkungen der Betankungsszenarien auf das Stromversorgungssystem	185
7.6.1	Das Grundszenario ohne Elektroautos (NE)	185
7.6.2	Das Park&Ride Szenario (PR)	186
7.6.3	Das Heim Szenario (HO).....	186
7.6.4	Das Heim und P&R Szenario (HP)	187
7.6.5	Das Tankstellen Szenario (FS).....	187
7.6.6	Das überall und immer Szenario (EA)	188
7.7	Übersicht: Stromerzeugung Wiens.....	189
7.8	Bewertung der Auswirkungen und Umsetzungsbedingungen	189
7.9	Auswirkungen auf die CO ₂ -Emissionen	190
8	Volkswirtschaftliche und ökologische Bewertung der einzelnen Konzepte ..	191
8.1	Annahmen	191
8.2	Betriebswirtschaftliche Aspekte.....	194
8.2.1	Fahrzeugbesitzer	194
8.2.2	Automobilindustrie.....	196
8.2.3	Energieversorger.....	199
8.3	Abschätzung der Vor- und Nachteile in Bezug auf die Volkswirtschaft.....	200
8.3.1	Methodik.....	200
8.3.2	Ergebnisse.....	201
8.4	Betrachtung der ökologischen Auswirkungen der einzelnen Konzepte	205
8.4.1	Einführung	205
8.4.2	Fahrzeugproduktion.....	206
8.4.3	Nutzungsphase	208
8.4.4	Ergebnisse.....	209
9	Schlussfolgerungen und Zusammenfassung.....	211
10	Verzeichnisse	212
10.1	Literaturverzeichnis	212
11	ANNEX.....	217

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ökologische Auswirkungen von unterschiedlichen Fahrzeugtechnologien....18

Abbildung 2: Environmental impact of different vehicle technologies	24
Abbildung 3: Elektrische Antriebssysteme im Vergleich (Kloess et al., 2010, S.8)	29
Abbildung 4: Spezifikationen verschiedener Technologien (Kloess et al., 2010, S.9)	30
Abbildung 5: Ragone-Diagramm (de Guibert, 2009).....	33
Abbildung 6: Entladekurven bei unterschiedlichen Entladeströmen für ein 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat-Akku (Lishen, 2009)	35
Abbildung 7: Ladekurven bei unterschiedlichen Ladeströmen für ein 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat-Akku (Lishen, 2009)	36
Abbildung 8: Standardladung Lithiumionen-Zellen (Blank, 2007, S.20)	36
Abbildung 9: Kostenentwicklung von Li-Ion-Zellen 1991-2005 (Sauer, 2009, S.21)	38
Abbildung 10: Elektromobilität aus Sicht des Energieversorgungssystems (Süß, 2009, S.9)	40
Abbildung 11: Intraday-Börsenpreis EEX am 4.10.2009 (Kaschnitz, 2010, S.7)	41
Abbildung 12: EEX- Spotpreise am 26.12.2009 (Kaschnitz, 2010, S.8)	41
Abbildung 13: EEX- Spotpreise am 15.02. und 22.03.2009 (Kaschnitz, 2010, S.9).....	41
Abbildung 14: Smart Grid (eigene Darstellung nach Martini, 2009)	43
Abbildung 15: Gebietskategorien in Ostösterreich 2002 Statistik Austria	49
Abbildung 16: Bevölkerungsdichte in Niederösterreich (Einwohner pro km ² im Dauersiedlungsraum Amt der Niederösterreichischen Landesregierung Website	50
Abbildung 17: Hochrangiges Straßennetz 2002 in der Ostregion Amt der Niederösterreichischen Landesregierung Website	50
Abbildung 18: Tagesweglängen in Österreichischen Bundesländern (Werktag), unterschieden nach Geschlecht (Herry et al., 2006, S. 104).....	52
Abbildung 19: Tagesweglänge in Österreich je nach Berufs- und Erwerbstätigkeit (Herry et al., 2006, S.104).....	52
Abbildung 20: Verkehrsaufkommen nach Wegzweck in Niederösterreich 2003 Mobilität in Niederösterreich Seite 34	53
Abbildung 21: Tageswegeketten Herry 2006 aus BMVIT Verkehr in Zahlen 2007, Seite 106.....	54
Abbildung 22: Verkehrliche Verflechtung der Aktivitäten der NÖ Wohnbevölkerung 2003 Mobilität in NÖ – Mobilitätsbefragung 2003, Seite 36	54
Abbildung 23: Tagesganglinie Niederösterreich 2003 Mobilität in NÖ – Mobilitätsbefragung 2008, Seite 43	55
Abbildung 24: Tagesganglinie in Niederösterreich werktags, sonntags Mobilität in NÖ – Mobilitätsbefragung 2003, Seite 43	56
Abbildung 25: Tagesgang von Tankvorgängen Anonymer Mineralölkonzern	57
Abbildung 26: Quell- und Zielverkehr von Parkgaragen nach Tageszeit für potenzielle Einspeisestationen der Benutzergruppen Berufsverkehr EAR 91 Ruhender Verkehr, Seite 48 ff.	58

Abbildung 27: Quell- und Zielverkehr von Parkgaragen nach Tageszeit für potenzielle Einspeisestationen der Benutzergruppen Ausbildungsverkehr I EAR 91 Ruhender Verkehr, Seite 48 ff.....	59
Abbildung 28: Quell- und Zielverkehr von Parkgaragen nach Tageszeit für potenzielle Einspeisestationen der Benutzergruppen Einkaufs- und Besorgungsverkehr I EAR 91 Ruhender Verkehr, Seite 48 ff.	59
Abbildung 29: Quell- und Zielverkehr von Parkgaragen nach Tageszeit für die Benutzergruppeguppe Bewohner I EAR 91 Ruhender Verkehr, Seite 48 ff.	60
Abbildung 30: Quellverkehr je Tageszeit von sieben ausgewählten Wiener Garagen mit Wohnnutzung I Mazza, Angelo 2002 in Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien) Seite 15.....	61
Abbildung 31: Zielverkehr je Tageszeit von sieben ausgewählten Wiener Garagen mit Wohnnutzung I Mazza, Angelo 2002 in Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien) Seite 14.....	61
Abbildung 32 Quellverkehr je Tageszeit von sieben ausgewählten Wiener Garagen mit Büronutzung I Mazza, Angelo 2002 aus Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien) Seite 19.....	62
Abbildung 33: Zielverkehr je Tageszeit von sieben ausgewählten Wiener Garagen mit Büronutzung I Mazza, Angelo 2002 aus Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien) Seite 18.....	62
Abbildung 34: Aufenthalt und Herkunft der abgestellten Kfz am Beispiel der Park & Ride Anlage Erdberg I Christian Rittler, Park & Ride- Garagen in Wien, Seite 6.....	63
Abbildung 35: Ein- und Ausfahrten in der Park & Ride Anlage Baden I Andreas Fohringer I2-ÖPNV 2008, Seite 109	64
Abbildung 36: Wien Pendler in der Ostregion I Quelle: Statistik Austria – Pendlerstatistik	66
Abbildung 37: Wienpendler I Stadt Wien Parkraumbewirtschaftung Wien Website	67
Abbildung 38: Bevölkerungsprognose Ost I ÖROK 2001	70
Abbildung 39: Haushaltsprognose I ÖROK 2001	71
Abbildung 40: Angepeilte Entwicklung des Modal Split in Wien I Masterplan Verkehr Wien 2003.....	74
Abbildung 41: Ziele und Maßnahmen der Attraktivitätssteigerung der Elektromobilität	81
Abbildung 42: Untersuchungsschritte der Mobilitätsanalyse für V2G Nutzer	83
Abbildung 43: Anzahl der Garagenstellplätze in Wien I Parken in Wien Website.....	86
Abbildung 44: Bilanzgruppenmodell, Legende: BGK=Bilanzgruppenkoordinator, BGV: Bilanzgruppenverantwortlicher, RZF: Regelzonenführer (eigene Darstellung nach Verbund, 2010).....	88
Abbildung 45: Abdeckung der prognostizierten Tagesdauerlinie (Gerstbach, 2004, S.3) ..	89
Abbildung 46: Beschaffung der notwendigen Energiemengen für ein Lastprofil (Mull, 2007, S.16)	90
Abbildung 47: Energiebereitstellung über Hedging (Mull, 2007, S.17).....	90

Abbildung 48: Anpassung der Vollversorgung an den tatsächlichen Verbrauch mittels Ausgleichsenergie (Mull, 2007).....	91
Abbildung 49: Preisbildung am Großhandelsmarkt (Hassa 2009, S.9).....	92
Abbildung 50: Parameter Strompreisbildung(Hassa, 2009, S.10).....	93
Abbildung 51: Kraftwerkseinsatz nach der Merit Order (Hassa, 2009, S.19).....	94
Abbildung 52: Leistungs-/Frequenzhaltung in Österreich (Regelzone APG) (Kaschnitz, 2010, S.34)	95
Abbildung 53: Werktägliches Verlauf der Beginnzeiten der Wege pro Tag nach Wegzweck in Niederösterreich 2003 (Herry et al., 2007).....	100
Abbildung 54: Verlauf der Fahrbeginnzeiten der Nutzergruppen Pendler, Einkauf und Freizeit sowie des gesamten Verkehrsaufkommens (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)	101
Abbildung 55: Verlauf der Fahrbeginnzeiten der Nutzergruppe Pendler (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)	102
Abbildung 56: Verlauf der Fahrbeginnzeiten der Nutzergruppe Einkauf (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)	102
Abbildung 57: Verlauf der Fahrbeginnzeiten der Nutzergruppe Freizeit (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)	102
Abbildung 58: Verlauf der Fahrbeginnzeiten des Nutzergruppenkollektivs (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)	103
Abbildung 59: Kumulierter Verlauf der Beginnzeiten des Nutzergruppenkollektivs aus dem motorisierten Pendler-, Einkaufs- und Freizeitverkehr(eigene Darstellung)	103
Abbildung 60: Kumulierter Verlauf der Beginnzeiten der Nutzergruppe Pendler (eigene Darstellung)	104
Abbildung 61: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Elektrofahrzeugen (bis 25 V2G-EV) bei einer Einzelverfügbarkeit von 90% (eigene Berechnung).....	107
Abbildung 62: Relativer Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive (bis 25 V2G-EV) von Elektrofahrzeugen bei einer Einzelverfügbarkeit von 90% (eigene Berechnung).....	108
Abbildung 63: Relativer Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive (bis 800 V2G-EV) von Elektrofahrzeugen bei einer Einzelverfügbarkeit von 90% (eigene Berechnung).....	109
Abbildung 64: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Elektrofahrzeugen (bis 25 V2G-EV) bei einer Einzelverfügbarkeit von 80% (eigene Berechnung).....	110
Abbildung 65: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Elektrofahrzeugen (bis 25 V2G-EV) bei einer Einzelverfügbarkeit von 80% (eigene Berechnung).....	110
Abbildung 66: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Elektrofahrzeugen (bis 800 V2G-EV) bei einer Einzelverfügbarkeit von 80% (eigene Berechnung)	111
Abbildung 67: Vereinfachte Lastverlagerung im Februar, Szenario A (250.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, grün: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	114

Abbildung 68: Vereinfachte Lastverlagerung im Juni, Szenario A (250.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, grün: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	115
Abbildung 69: Vereinfachte Lastverlagerung unter Einbezug der Fahrprofile im Juni, Szenario A (250.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, grün: Szenario I, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	116
Abbildung 70: Vereinfachte Lastverlagerung unter Einbezug der Fahrprofile im Juni, Szenario A (250.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, grün: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	116
Abbildung 71: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario A (250.000 V2G-EV) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	117
Abbildung 72: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Juni, Szenario A (250.000 V2G-EV)(eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	117
Abbildung 73: Vereinfachte Lastverlagerung im Februar, Szenario B (434.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, rot: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	119
Abbildung 74: Vereinfachte Lastverlagerung im Juni, Szenario B. Blau: normaler Belastungsablauf, rot: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	119
Abbildung 75: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Februar, Szenario B (434.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, rot: Szenario II, orange: Szenario II mit Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	120
Abbildung 76: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Februar, Szenario B (434.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, rot: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	121
Abbildung 77: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario B (434.000 V2G-EV) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	122
Abbildung 78: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Juni, Szenario B (434.000 V2G-EV) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	123
Abbildung 79: Vereinfachte Lastverlagerung im Februar, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, violett: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	124
Abbildung 80: Vereinfachte Lastverlagerung im Juni, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, violett: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	124
Abbildung 81: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Februar, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, violett: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	125
Abbildung 82: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Juni, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, violett: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	125
Abbildung 83: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G) (eigene Darstellung)	126

Abbildung 84: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G) (eigene Darstellung)	127
Abbildung 85: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Februar, Szenario D (250.000 EV, 10% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, hellblau: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	128
Abbildung 86: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario D (250.000 EV, 10% V2G) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	129
Abbildung 87: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Juni, Szenario D (250.000 EV, 10% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, hellblau: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	129
Abbildung 88: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Juni, Szenario D (250.000 EV, 10% V2G) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)	130
Abbildung 89: mittleres Verhältnis zwischen Peak- und Baseloadpreis im Jahr 2009 (eigene Darstellung nach EXAA, 2010a).....	134
Abbildung 90: maximale Tagespreise und Verhältnis zwischen maximalem Tagespreis und minimalem Tagespreis im Jahr 2009 (eigene Darstellung nach EXAA, 2010a)	135
Abbildung 91: Abrechnungsschema V2G	141
Abbildung 92: Bandbreite der jährlichen Stromproduktionsmengen der modellierten erneuerbaren Technologien in den Szenarien im Jahr 2025 (oben) und 2050 (unten) (Redl & Haas, 2009, S.125).....	145
Abbildung 93: Preissteifheit des Strompreises an der EXAA (EXAA, 2010c).....	147
Abbildung 94: zeitlicher Verlauf Datenaustausch	150
Abbildung 96: Bandbreite für Regelenergie.....	154
Abbildung 97: UML Klassendiagramm	155
Abbildung 98: Stakeholder und Schnittstellen V2G [Käb10]	158
Abbildung 99: Simulationszyklus (P&R Anlage Erdberg) Mo-Sa.....	159
Abbildung 100: Architectural Options for Vehicle to Grid (V2G Interfaces Projekt).....	162
Abbildung 101: Communication Architecture, Kupzog Bacher Prügler et Al, e&i Magazin, OVE – Österreichischer Verband für Elektrotechnik, to be published.....	163
Abbildung 102: Entwicklung von Bruttowertschöpfung und Bevölkerung in Wien.....	170
Abbildung 103: Bruttowertschöpfung pro Kopf in Wien.....	170
Abbildung 104: Gesamter Endenergieverbrauch in Wien.....	171
Abbildung 105: Gesamtenergieverbrauch in Wien pro Sektor.....	171
Abbildung 106: Elektrischer Endenergieverbrauch in Wien pro Sektor	172
Abbildung 107: Stromnachfrage in den verschiedenen Zeitbereichen (relativ zur Jahreshöchstlast)	173
Abbildung 108: Jährlicher Lastverlauf für Personenkraftwagen (relativ zur Jahresleistung).....	174

Abbildung 109: Wöchentlicher Lastverlauf für Personenkraftwagen (relativ zur Wochenleistung).....	174
Abbildung 110: Täglicher Lastverlauf für Personenkraftwagen relativ zur Tagesleistung).....	175
Abbildung 111: Entwicklung der Personenkilometerleistung mit Elektrofahrzeugen (in Mwa)	175
Abbildung 112: NE - Endenergie Strom [MW].....	176
Abbildung 113: PR - Stromverbrauch der Fahrzeuge [MW].....	176
Abbildung 114: PR - Aufladen der Batterien [MW]	177
Abbildung 115: PR – Vom Netz bezogener Strom [MW]	177
Abbildung 116: HO - Stromverbrauch der Fahrzeuge [MW]	178
Abbildung 117: HO - Beladung der Batterien [MW]	178
Abbildung 118: HO - Netzzurückspeicherung aus den Batterien [MW]	178
Abbildung 119: HO - Vom Netz bezogener Strom [MW]	179
Abbildung 120: HP - Beladung der Batterien [MW]	179
Abbildung 121: HP – Netzzurückspeisung [MW]	180
Abbildung 122: HP - vom Netz bezogener Strom [MW]	180
Abbildung 123: FS – Stromverbrauch der Fahrzeuge [MW]	181
Abbildung 124: FS - Netzzurückgabe aus Batterien [MW].....	181
Abbildung 125: FS – Beladung der Batterien [MW]	181
Abbildung 126: FS - Vom Netz bezogener Strom [MW]	182
Abbildung 127: EA - Befüllung der Batterien [MW]	182
Abbildung 128: EA - Vom Netz bezogener Strom [MW]	183
Abbildung 129: EA - Rücklieferung im Jänner [MW].....	183
Abbildung 130: EA - Rücklieferung im April [MW]	183
Abbildung 131: EA - Rücklieferung im Mai [MW]	184
Abbildung 132: Grundszenario ohne Elektroautos	185
Abbildung 133: P&R Szenario.....	186
Abbildung 134: Heim Szenario.....	187
Abbildung 135: Heim & P&R Szenario	187
Abbildung 136: Tankstellen Szenario	188
Abbildung 137: Das überall und immer Szenario	188
Abbildung 138: Jahresgesamststromerzeugung 2020 in den verschiedenen Szenarien	189
Abbildung 139: Entwicklung der Elektrofahrzeugpenetration in den beiden Szenarien bis 2020	192
Abbildung 140: angenommene Entwicklung der Mehrkosten für Elektrofahrzeuge.....	193

Abbildung 141: Vom V2G-System betroffene Akteure	194
Abbildung 142: Amortisationsdauer bei Teilnahme am V2G-System bis 2020 unter verschiedenen Annahmen einer V2G-Vergütung	195
Abbildung 143: Amortisationsdauer bis 2050	195
Abbildung 144: Betroffene Bereiche in der Automobilindustrie. Rot: negative Auswirkungen, orange: vorwiegend negative Auswirkungen, grün/orange: Auswirkungen kaum abschätzbar, hellgrün: vorwiegend positive Auswirkungen, grün: positive Auswirkungen, grau: keine Effekte	197
Abbildung 145: Beschäftigungszahlen Automobilindustrie Österreich 2009	198
Abbildung 146: Umsatzerlöse Autoindustrie Österreich 2009	198
Abbildung 147: SWOT- Analyse	199
Abbildung 148: Schema Methodik VWL	200
Abbildung 149: Lebenszyklusanalyse	206
Abbildung 150: GHG Auswirkungen der Fahrzeugtechnologien	209

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung Lastgangdaten	15
Tabelle 2: Teilnahme an Energiemärkten.....	16
Tabelle 3: volkswirtschaftliche Gesamtrechnung (in tausend €).....	17
Tabelle 4: Summary load profile data	21
Tabelle 5: Participation on the energy markets	23
Tabelle 6: Macroeconomic accounting (in thousand Euro)	23
Tabelle 7: Kennzahlen Hochenergie- und Hochleistungsakkus (Lunz et al., 2009a)	34
Tabelle 8: Eingabedaten	45
Tabelle 9: Wichtigste Mobilitätskennzahlen für Wien und Niederösterreich I Quellen: A: Statistik Austria - Bevölkerungsstatistik, B: BMVIT, Verkehr in Zahlen, Seite 85 ff., C: Eigene Berechnungen	51
Tabelle 10: ÖROK Szenarien für Österreich in 2030 I ÖROK, Österreichische Raumplanungskonferenz 2001	69
Tabelle 11: Wachstum an Privathaushalten I ÖROK 2001	71
Tabelle 12: Ausschnitt der Park & Ride Anlage Auswertung I Eigene Berechnung	85
Tabelle 13: Anzahl der Stellplätze in Wiener Garagen I Parken in Wien Website	86
Tabelle 14: Parameter für Berechnung der Auswirkungen eines V2G-Systems auf den österreichischen Strommarkt. Werte in Klammern: Parameter der EV ohne V2G. (eigene Darstellung)	113

Tabelle 15: Zusammenfassung der Auswirkungen der Szenarien auf den österreichischen Belastungsablauf.....	131
Tabelle 16: Grenzleistungspreise für Sekundärregelung 2010. NT = Niedertarif (20:00 - 8:00 Uhr), hat = Hochtarif (8:00 - 20:00 Uhr). (Regelleistung.net, 2010)	137
Tabelle 17: Arbeitspreise für Sekundärregelung April, 2010 (Regelleistung.net, 2010)...	137
Tabelle 18: Berechnungsergebnisse der auf den Strommärkten monatlich zu erzielenden Ertragsmöglichkeiten eines V2G-EV-Kollektivs unter den beschriebenen Annahmen, bezogen auf jedes Fahrzeug.	141
Tabelle 19: Annahmen Prototyp	152
Tabelle 20: Energiemengen der Fahrzyklen	159
Tabelle 21: Communication Matrix, Kupzog Bacher Prügler et Al, e&i Magazin, OVE – Österreichischer Verband für Elektrotechnik, to be published	163
Tabelle 22: Personenkraftwagenam am 31 Dezember 2008	169
Tabelle 23: Lastganglinien Modell.....	172
Tabelle 24: Zeitaufteilung	173
Tabelle 25: Szenarienvergleich.....	184
Tabelle 26: CO ₂ - Emissionen	190
Tabelle 27: ausgewählte Parameter für die Kalkulation	193
Tabelle 28: Szenario A1 – 250.000 EV, Spritpreis 1,2 €/l.....	202
Tabelle 29: Szenario B1 – 434.000 EV, Spritpreis 1,2 €/l.....	202
Tabelle 30: Szenario A2 – 250.000 EV, Spritpreis 2,0 €/l.....	203
Tabelle 31: Szenario B2 – 434.000 EV, Spritpreis 2,0 €/l.....	203
Tabelle 32: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung V2G	204
Tabelle 33: spezifische Kennzahlen Fahrzeuge.....	207
Tabelle 34: CO ₂ -Kennzahlen	207

1 Abkürzungen

BEV: Batterieelektrofahrzeug

EV: Electric Vehicle

LCA: Life Cycle Assessment

Li: Lithium

MIV: Motorisierter Individualverkehr

PHEV: Plug-in Hybridfahrzeug

PLC: Power Line Communication

V2G: Vehicle to Grid

V2G-EV: Elektrofahrzeug mit Vehicle to Grid Funktion

Kurzfassung

Unter **Vehicle to Grid**, kurz **V2G**, versteht man ein Konzept zur Speicherung und Abgabe von elektrischem Strom aus dem öffentlichen Stromnetz in Elektro- und Hybridautos. Im Unterschied zu reinen E-Autos sollen die Fahrzeuge nicht nur Strom aus dem Netz entnehmen, sondern in Zeiten großer Netzlast auch wieder einspeisen. In Zeiten schwacher Nachfrage preiswert aufgeladen, können sie zu Spitzenlastzeiten als schnell verfügbare Puffer das Netz stützen. V2G ist damit eine Kernkomponente der Elektromobilität.

Das zentrale Ziel des Projekts „Vehicle Grid – Pendler als fahrende Energiespeicher“ ist es, grundsätzliche Möglichkeiten der Energiebereitstellung durch Akkumulatoren von alternativen Antriebskonzepten, insbesondere von Elektrofahrzeugen unter Einbeziehung intelligenter Kommunikationssysteme (intelligenter Energiesysteme) für Österreich abzuschätzen und weiterzuentwickeln. Tagespendler die Garagen (Park & Ride Anlagen) anfahren haben ein passendes Nutzerverhalten und agieren als „fahrende Energiespeicher“.

In dieser Studie wurden die notwendigen Rahmenbedingungen, die zu einer Verbesserung der Energieversorgungssituation in Österreich beitragen können, untersucht. Dazu zählen

- die Abschätzung der rechtlichen, technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Barrieren für die Implementierung eines Vehicle – Grid Systems (bivalentes System)
- die Entwicklung eines Marktkonzepts der relevanten „Player“ wie Konsumenten (Pendler), Energieversorger und Netzbetreiber

Dieses Projekt -stellt dar wie dieses System das österreichische elektrische Energieversorgungssystem positiv beeinflusst und welche Form der intelligenten Kommunikation notwendig ist, damit Energieversorger und Kunden ein solches System annehmen.

Ergebnisse der Vehicle to Grid Studie:

- **nur rein elektrisch betriebene Fahrzeuge sind für ein Vehicle to Grid System geeignet**
- **durch eine Penetration von 250.000 Fahrzeugen lässt sich die Grundlast um 13-15% anheben – es kommt zu einer Absenkung der Lastspitzen um ca. 3-5%**
- **durch eine Penetration von 434.000 Fahrzeugen lässt sich die Grundlast um 18-23% anheben – es kommt zu einer Absenkung der Lastspitzen um ca. 4%**

- **der Gesamtstromverbrauch steigt nur gering, und zwar um ca. 0,7% bei einer Anzahl von 434.000 Fahrzeugen**
- **technisch mögliche Teilnahme an den Energiemärkten**
 - **Spotmarkt**
 - **Sekundärregelmarkt**
 - **Tertiärregelmarkt**
- **Volkswirtschaftlicher Nutzen bei 250.000 bzw. 434.000 E-Fahrzeugen von 2010 - 2020:**
 - **893 Mio. € volkswirtschaftlicher Mehrwert bei 250.000 EV**
 - **1.612 Mio. € volkswirtschaftlicher Mehrwert bei 434.000 EV**
- **Positive ökologische Bilanz (österreichischer Strommix)**
- **Modellprototyp „P&R Anlage Erdberg“ wurde erstellt**

Electric Vehicle (EV) im Vehicle to Grid-System:

Die Analysen zeigen, dass die untersuchten alternativen Kraftstoffe und Antriebssysteme der Elektromobilität heute noch deutlich teurer als konventionelle Fahrzeuge sind. Damit die individuelle Elektromobilität wirtschaftlich wird, müssen die Kosten im Bereich eines Referenzfahrzeuges (Diesel-PKW) liegen. Das heißt, bei den Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) müssen die Brennstoffzellen-Systemkosten unter 100 €/kWel und beim batterieelektrischen Fahrzeug die Batteriekosten unter 250 €/kWhel liegen. Weiterhin müssen technische Schlüsselziele erreicht werden, wie z. B. bei den FCEV eine Platinbelegung von ca. 10 g für 80 kWel und eine Lebensdauer von mehr als 5.000 Stunden (heute ca. 1.700 bis 2.000 h).

Bei den EV muss die kalendarische Lebensdauer von heute ca. fünf bis sieben Jahren auf ca. zwölf Jahre gesteigert werden, da eine Ersatzinvestition in die Batterie vor Ende der PKW-Lebensdauer die Wirtschaftlichkeit deutlich negativ beeinflusst. Weiters sollte eine Energiespeicherdichte der Zelle von ca. 200 Wh/kg erreicht werden (heute um die 140 Wh/kg). Weitere Schlüsselziele bei den PHEV sind die Erreichung einer Zyklenfestigkeit bei Tiefentladung und eine geringere Degradation bei Schnellladung.

Von den analysierten PKWs befinden sich die reinen Batteriefahrzeuge (BEV) mit geringer Batteriekapazität (ca. 20 kWh) derzeit der Wirtschaftlichkeit am nächsten. Dahinter folgen Plug-in-Hybride (PHEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV). Allerdings sind die PKW-Segmente, die von den einzelnen Antriebssystemen abgedeckt werden können, unterschiedlich.

Auswirkungen auf das Stromnetz (Lastgang):

Eine Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Vehicle to Grid System hat einen wesentlichen Einfluss auf die Lastganglinien des bestehenden Kraftwerksparks in Österreich. In der folgenden Tabelle sind verschiedene Szenarien angeführt wie sich diese Lastgänge bei unterschiedlicher Anzahl von Elektrofahrzeugen und prozentueller Teilnahme am V2G-System verändern.

Folgende Szenarien wurden berechnet:

- **Szenario A: 250.000 Fahrzeuge** (Ziel der Energiestrategie der österr. Bundesregierung)
- **Szenario B: 434.000 Fahrzeuge** (entspricht rund 20% der Pendler)
- **Szenario C:** 250.000 EV mit 20% Verfügbarkeit
- **Szenario D:** 250.000 EV mit 10% Verfügbarkeit

In der nachstehenden Tabelle ist sehr gut zu erkennen, dass die Lastspitze zwischen 0,3% und ca. 5% gesenkt werden kann.

	Szenario A (250.000 V2G-EV)		Szenario B (434.000 V2G-EV)		Szenario C (250.000 EV, 20% V2G)		Szenario D (250.000 EV, 10% V2G)	
	Februar	Juni	Februar	Juni	Februar	Juni	Februar	Juni
Glättung der Lastspitze [%]	3	5	4	4	0,6	1	0,3	0,5
Anhebung der minimalen Last [%]	13	15	18	23	9	10	8	9

Tabelle 1: Zusammenfassung Lastgangdaten

Obwohl das Szenario B von nahezu der doppelten Fahrzeuganzahl (+57%) ausgeht würde die Grundlast nur um weitere 38% (im Februar von 13% auf 18%) bzw. 53% (im Juni von 15% auf 23%) steigen.

Im Szenario A wird die minimale Last unter den gegebenen Annahmen um bis zu **861 MW** angehoben, in Szenario B um **1.144 MW**. Die Lastspitzenglättung ist in beiden Szenarien ähnlich, was sich auch daraus ergibt, dass die Verfügbarkeit der EV von Szenario A und B zu unterschiedlichen Tageszeiten erfolgt.

Die Szenarien C und D verdeutlichen die hohe Relevanz einer genügend großen Anzahl an Ladestationen. Können nur 20% oder 10% der EV tagsüber zum Lastausgleich beitragen, verringert sich die Lastspitzglättung gleichermaßen.

Der Stromverbrauch durch die am V2G System teilnehmenden EV:

In Kapitel 7 wurde die Auswirkung des Pendlerszenarios (434.000 EV) auf die Kraftwerkskapazitäten und den zusätzlichen Strombedarf in einem Modell simuliert.

Dabei lässt sich erkennen, dass sich auch in dem Modell für die Bundeshauptstadt Wien ein zusätzlicher Strombedarf von ca. 512 GWh ergibt (der derzeitige Stromverbrauch in Österreich liegt bei ca. 70 000 GWh), also ca. **0,73%**.

Teilnahme an Energiemärkten:

Die Teilnahme an den 3 *Energiemärkten Spotmarkt, Sekundärregelmarkt und Tertiärregelmarkt* wurde im Zuge dieser Studie -umfassend untersucht. **Sie sind von entscheidender Bedeutung, da sie den monetären Mehrwert des Vehicle Grid Systems darstellen.**

Je höher dieser Mehrwert ist, umso eher werden sich die Kunden dazu entschließen auf dieses alternative System der Elektromobilität umzusteigen!

Insgesamt kann aufgrund der durchgeführten Berechnungen festgehalten werden, dass die V2G-EV auf allen vorgestellten Märkten gewinnbringend eingesetzt werden könnten. Die Regelenenergiemärkte, vor allem der Sekundärregelmarkt, bieten die höchsten zu lukrierenden Erträge. Hier macht sich der große Flexibilitätsvorteil der V2G-EV im Vergleich zu anderen, konventionellen Strommarktteilnehmern/Kraftwerken bemerkbar.

Generell ist hierbei zu erwähnen, dass bei all diesen Berechnungen das theoretisch mögliche Potential erhoben wurde.

Die Bandbreite der zu erzielenden Erlöse bewegt sich zwischen **144 €/Jahr** und Fahrzeug am **Spotmarkt** und ca. **660 €/Jahr** am **Sekundärregelmarkt**.

Marktprodukt	Ertrag [€/Monat/EV]	Ertrag [€/Jahr/EV]
Spotmarkt	12	144
Sekundärregelmarkt Negativ/Niedertarif	49	588
Sekundärregelmarkt Positiv/Hochtarif	55	660
Tertiärregelmarkt	17	204

Tabelle 2: Teilnahme an Energiemärkten

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung:

Die folgende Tabelle zeigt die volkswirtschaftliche Gesamtrechnung für das Vehicle Grid System im Zeitraum 2010 - 2020. Positive Vorzeichen in der Berechnung bedeuten eine zusätzliche Wertschöpfung (z.B.: steigender Absatz von EV-Komponenten,...) –negative Vorzeichen vermindern die Wertschöpfung (z.B.: Import von Produkten & Rohstoffen,...)

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung (2010-2020)					
		Szenario A (250.000 EV)		Szenario B (434.000 EV - 20% der Pendler)	
		A1 (Treibstoff 1,2 €/l)	A2 (Treibstoff 2,0 €/l)	B1 (Treibstoff 1,2 €/l)	B2 (Treibstoff 2,0 €/l)
Konsum Privat	t €	925.842	1.470.269	1.606.312	2.550.856
Investitionen Privat	t €	-1.071.128	-1.505.887	-1.878.221	-2.644.804
Produktion Unternehmen	t €	1.645.904	1.550.629	2.857.590	2.692.295
Investitionen Unternehmen	t €	-39.892	-39.892	-68.722	-68.722
Investitionen öffentlich	t €	-92.467	-92.467	-120.067	-120.067
Staat	t €	-722.317	-98.406	-1.213.176	-129.946
Externalitäten	t €	247.382	247.382	429.140	429.140
Bruttowertschöpfung	t €	893.325	1.531.630	1.612.856	2.708.752
zusätzliche Beschäftigte	-	892	864	1.520	1.470

Tabelle 3: volkswirtschaftliche Gesamtrechnung (in tausend €)

Dabei wurden die folgenden Punkte einer genauen Betrachtung unterzogen:

- Konsum Privat (Treibstoff, Wartungskosten, Versicherung, ..., indirekt: Steuern)
- Investitionen Privat (Produktionsfaktoren, indirekt: Steuern/Transferzahlungen)
- Produktion Unternehmen (Veränderungen führen zu veränderten Zinsen/Löhnen, Investitionen und Steuern)
- Investitionen Unternehmen (Produktionsanlagen)
- Investitionen Öffentlich (indirekte Transferzahlungen)
- Staat (Steuern/Transferzahlungen)
- Externalitäten (Schadstoffe, z.B.: CO₂-Emissionen, Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, Gesundheit, ...)

Aus der obenstehenden volkswirtschaftlichen Betrachtung lassen sich die folgenden Rückschlüsse für die Szenarien A (A1 & A2) sowie die Szenarien B (B1 & B2) ableiten:

Szenario A1:

- Im Szenario A1 ergibt die volkswirtschaftliche Gesamtrechnung eine Bruttowertschöpfung von ca. **893 Mio. € über 10 Jahre (2010-2020)**, wobei -der

Großteil (1.645 Mio. €) auf die Wertschöpfungskette bei der Herstellung von EV anfällt

- Angenommene staatliche Subventionen: ca. 722 Mio. €
- Ohne die staatlichen Subventionen verbleibt noch immer ein Mehrwert von ca. **171 Mio. €** (€ 893 Mio. € - 722 Mio. €)

Szenario B1:

- Im Szenario B1 ergibt die volkswirtschaftliche Gesamtrechnung einen Mehrwert von ca. € **1.612 Mio. €**, wobei der Großteil (2.857 Mio. €) auf die Wertschöpfungskette bei der Herstellung von EV anfällt
- Angenommene staatliche Subventionen: ca. 1.213 Mio. €
- Es verbleibt ein Mehrwert von ca. **399 Mio. €** ohne staatliche Subventionen (€ 1.612 Mio. € - 1.213 Mio. €)

Zusätzlich zu den Grundszenarien A1 und B1 wurde in beiden Fällen eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, wobei hierbei die Treibstoffpreise von 1,2 €/l auf 2,0 €/l erhöht wurden.

Dabei kommt es im Szenario A2 zu einem Anstieg der Wertschöpfung von ca. **71,4 %** (von 893 Mio. € auf 1.531 Mio. €)

Im Szenario B2 erhöht sich die Wertschöpfung um ca. **68,0 %**.

Ökologische Auswirkungen:

Die folgende Abbildung zeigt die Auswirkungen der Treibhausgasemissionen der unterschiedlichen Fahrzeugtechnologien.

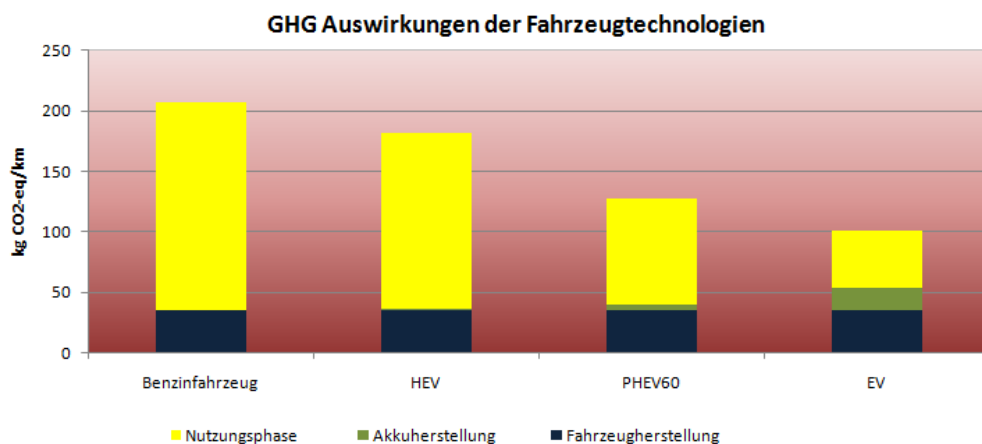


Abbildung 1: Ökologische Auswirkungen von unterschiedlichen Fahrzeugtechnologien

Zu erkennen ist, dass das Elektrofahrzeug im derzeitigen österreichischen Stromerzeugungsmix die niedrigsten Treibhausgasemissionen über seine Lebensphase aufweist.

Modellprototyp „P&R-Anlage Erdberg“

Der Modellprototyp „P&R-Anlage Erdberg“ wurde unter Zuhilfenahme des OMNeT++-Frameworks entwickelt. Es handelt sich hierbei um ein C++-basiertes Framework zur Umsetzung von Diskreten-Event-Simulationen. Nachdem der Aufbau von Modellen auf der Basis von Knoten und Verbindungen basiert, lag die Umsetzung einer Topografie mit Einzugsgebieten und in Verbindung stehenden Einzugsgebieten nahe.

Für das Modell wird Wien als Einzugsgebiet für Pendler betrachtet. Für das Modell gibt es Eingabe-Daten zu den Stehzeiten von Pendlern in P&R-Anlagen. Für die Simulation wird beispielhaft die P&R-Anlage Erdberg und alle Einzugsgebiete um Wien betrachtet, aus denen Pendler diese Anlage während eines Tages anfahren. Aufgrund der vorhandenen Stehzeitdaten wird im Umkehrschluss angenommen, dass zu den Beginnzeiten der betreffenden Intervalle die Fahrzeuge aus den Einzugsgebieten die P&R-Anlage anfahren und dort während des Zeitfensters fix vorhanden sind.

Die Simulation wird in mehreren Zyklen – diese entsprechen den Stehzeiten, die in Zwei- bis Dreistundenintervallen eingeteilt werden – abgearbeitet. Die Regelzonendaten (positive und negative Regelenergie) werden aus einer Statistik für die Regelenergieanfrage der Regelzone „APG“ des Jahres 2006 bezogen. Für jeden Zyklus wird aufgrund des Ladestands der Batterien – es wird angenommen, dass die Batterien bei Abfahrt aus den Einzugsgebiet voll sind – und der definierten Bandbreitennutzung (Batterieschonung) die mögliche Regelenergie (Lade- bzw. Entladepotential der Batterien) berechnet und den Anforderungen aus der Regelzone gegenübergestellt und entsprechend aufgezeichnet. Angemerkt sei, dass pro Einzugsgebiet alle vorhandenen Fahrzeuge als Pool behandelt werden, d. h. die relevanten Parameter (Ladezustand, Bandbreite, etc.) sind für alle Fahrzeuge in diesem Fahrzeug als gleich zu behandeln.

Als Ergebnis zeigt sich, dass der durchschnittliche positive Regelenergiebedarf (Einspeisung in das Netz) ca. 6 MWh für die betreffenden Zyklen beträgt und dieser Bedarf durch die jeweils vorhandenen Batterien in der Zeit von 7.30-14.00 Uhr nahezu vollständig gedeckt werden kann. Es wurde hierbei angenommen, dass Fahrzeug-Pools, die ihr Entladepotential erreicht haben, während der Simulation nicht mehr aufgeladen bzw. entladen werden. D. h. Deckung der Regelenergie kommt im Modell dann nur mehr durch neue Fahrzeuge zustande, die die P&R-Anlage anfahren bzw. zum betrachteten Zeitraum aufgrund der Stehzeitdaten vorhanden sind.

Abstract

Vehicle to Grid (in short V2G) is a concept for storage and supply of electricity from the public grid into electrical and hybrid vehicles. Contrary to all-electric powered vehicles, these vehicles are destined not only to draw electric power from the grid but to feed electricity back to the grid at times of high network load. In times of low demand, the accumulators of the electric vehicles are recharged at low costs, while at peak load times the EV's are able to act as a quickly available buffer to support the grid. Thus V2G is the core element of electric mobility.

The key objective "Vehicle Grid – commuters as moving energy stores" is to assess and develop the possibility to supply energy by providing accumulators of innovative (alternative) drive concepts, especially electric vehicles involving intelligent communication systems (intelligent energy systems) for Austria. Daily commuters who use Park & Ride facilities show a fitting user behavior and act as "moving energy store devices".

In this study the essential framework conditions which may contribute to an improvement of the energy supply in Austria are being analyzed, including:

- the assessment of the legal, technical, economical and social barriers for the implementation of a Vehicle – Grid system (bivalent system)
- development of a marketing concept of the players like consumers (commuters), energy suppliers, (grid) network operators

This project outlines positive impact of the Vehicle-Grid system on the Austrian electricity power supply system and which intelligent communication forms have to be provided to get this system accepted by energy suppliers and customers.

Outcome of the study:

- **exclusively all-electric vehicles can be used in the Vehicle to Grid systems**
- **on a basis of 200.000 electric vehicles the base load will be raised by 13-15% which results in a lowering of the load peaks of 3-5%**
- **on a basis of 434.000 electric vehicles the base load will be raised by 18-23% which results in a lowering of the load peaks of 4 %**
- **the total energy consumption increases only marginally (0,7 % for 434.000 electric vehicles).**
- **Possible technical participation in the energy markets**
 - spot market
- **Benefit to the national economy on a basis of 250.000 electric vehicles respectively 434.000 vehicles from 2010 – 2020:**
 - 893 Mio € economical added value for 250.000 electric vehicles
 - 1.612 € economical added value for 434.000 electric vehicles
- **Positive ecological results (Austrian electricity mix**
- **Development of prototype for Park & Ride facility "Erdberg"**

Electric Vehicles (EV) in the Vehicle to Grid System:

Analysis show that the examined alternative fuels and drive systems of the electric mobility system are considerably more expensive than conventional vehicles. To make individual electric mobility interesting the costs of an EV has to be in the range of a standard reference vehicle (diesel passenger car). This means that for fuel-cell vehicle (FCEV) the fuel-cell system costs have to be under 100 €/kW_{el} and for a battery powered vehicle under € 250 €/kW_{el}. Additionally, technical key objectives such as for 10 g cover for platines for 80 kW_{el} for FCEV vehicles and a life cycle of more than 5.000 hours (1.700 to 2.000 hours at present).

For the EV the life cycle of five to seven years at present has to be increased to approx. twelve years as a replacement investment in a new battery before the end of the lifespan of the car has a negative impact on the general economic efficiency. Furthermore a energy storage density of approx 200 Wh/kg has to be achieved (around 140 Wh/kg at present). Additional goals for the PHEV are cyclic stability in deep discharge mode and little degradation in quick charge mode.

Of the analyzed passenger cars the (pure) battery cars (BEV) are currently the most economical, followed by Plug in Hybrids (PHEV) and fuel-cell vehicles (FCEV). It has to be taken into consideration that the passenger car segments, which can be covered by the specific drive systems, are different.

Effects on the power supply system (load profile):

The integration of electric vehicles into the Vehicle to Grid System has significant effect on the load profile of the existing Austrian power plants. The following charts show different scenarios how the load profile are changing depending on the number of electric vehicles and percentage of vehicles participating in the V2G-system.

- Following scenarios have been calculated: Scenario A: 250.000 vehicles (the aim of the energy strategy of the Austrian government)
- Scenario B: 424.000 vehicles (amounting to 20 % of the commuters).
- Scenario C: 250.000 electric vehicles, 20 % availability for the V2G-System
- Scenario D: 250.000 electric vehicles, 10 % availability for the V2G-System

The following chart clearly shows that the peak load can be reduced 0,3 to approx. 5 %.

	scenario A (250.000 V2G-EV)		scenario B (434.000 V2G-EV)		scenario C (250.000 EV, 20% V2G)		scenario D (250.000 EV, 10% V2G)	
	Februar	Juni	Februar	Juni	Februar	Juni	Februar	Juni
smoothing of peak load [%]	3	5	4	4	0,6	1	0,3	0,5
emphazising of minimum load [%]	13	15	18	23	9	10	8	9

Tabelle 4: Summary load profile data

Although Scenario B is based on nearly the double number of vehicles (+57 %), the base load would increase no more the 38% (for February from 13% to 18%) respectively 53 % (for June from 15% to 23 %).

For Scenario A, the minimal load (based on given assumptions) increases by 861 MS, for Scenario B by 1.144 MW. The straightening (smoothing) of peak loads is very similar in both scenarios, which originates in the fact the electric vehicles are available on different times of the day in these scenarios.

Scenarios C and D stress the importance of having a sufficient number of charging stations at disposal. If only 20 % or 10 % of the electric vehicle can be used to contribute to the load balancing the peak load smoothing?? decreases likewise.

Electricity consumption by vehicles participating in the V2G System:

Chapter xxx describes the influence of commuter scenario (434.000 electric vehicles) on the power plant capacities and the additional power requirements (model simulation). In the model for the capital Vienna it is shown that, too, an additional power demand of approx. 512 GWh occurs (the entire power consumption at present in Austria amounts to 70.000 GWh), approx. 0,7 %.

Participation in the energy markets:

The participation in the three energy markets

- spot market
- secondary market
- tertiary market

has been thoroughly analyzed in this study. They are of vital importance as they represent the monetary added value of the Vehicle Grid system. The higher the added value, the easier it will be to convince customers to change from conventional passenger cars to the alternative electronic mobility system.

Alltogether it can be stated that, based on the carried out calculations, the V2G electric vehicles could be profitably used in all presented markets. The balancing energy markets, especially the secondary balancing market, provide the best returns. One of the major advantages, the high flexibility of the V2G electric vehicles compared to other, conventional participants in the electricity markets / power plants, can clearly be seen.

Generally, it has to be made clear that all calculations show the theoretical potential.

The attainable revenues range from 144 €/year per vehicle on the spot market and approx. 660 €/year on the secondary balancing market.

Market product	Earnings [€/month/EV]	Earnings [€/year/EV]
----------------	--------------------------	-------------------------

Spotmarket	12	144
Secondary market Negativ/low tariff	49	588
Secondary market Positiv/high tariff	55	660
Tertiary market	17	204

Tabelle 5: Participation on the energy markets

National accounts:

The following chart shows the national accounts for the Vehicle Grid System from 2010 to 2020. The positive values in the calculation indicate additional added values (f. e. increasing sales of electric vehicle components,). Negative values reduce the added value (f. e. import of productions and raw materials,).

Macroeconomic accounting (2010-2020)					
		scenario A (250.000 EV)		scenario B (434.000 EV - 20% of commuters)	
		A1 (fuel 1,2 €/l)	A2 (fuel 2,0 €/l)	B1 (fuel 1,2 €/l)	B2 (fuel 2,0 €/l)
private consumption	t €	925.842	1.470.269	1.606.312	2.550.856
private investments	t €	-1.071.128	-1.505.887	-1.878.221	-2.644.804
company production	t €	1.645.904	1.550.629	2.857.590	2.692.295
company investment	t €	-39.892	-39.892	-68.722	-68.722
public investment	t €	-92.467	-92.467	-120.067	-120.067
state	t €	-722.317	-98.406	-1.213.176	-129.946
externalities	t €	247.382	247.382	429.140	429.140
gross added value	t €	893.325	1.531.630	1.612.856	2.708.752
additional employees	-	892	864	1.520	1.470

Tabelle 6: Macroeconomic accounting (in thousand Euro)

Special attention has been paid to following issues:

- Private consumption (fuel, maintenance costs, insurance,indirectly: taxes)
- Private investments (production factors, indirectly: taxes)
- Production companies (changes cause altered interest rates, wages, investments and taxes)
- Investments companies (Production facilities)
- Public investments (indirect transfer payments)
- State investments (transfer payments)
- External factors (pollutants, f. e. CO₂-emissions, dependence on fossil fuels, health issues,)

Following conclusions can be drawn from the above described national economic aspects for scenarios A (A1 & A2) and scenarios B (B1 & B2):

Scenario A:

- For scenario A1 the national accounts result in an gross value added of approx 893 mio. € for 10 years (2010-2020), the major part for the production of electric vehicles
- Assumed government subsidies: approx 722 mio. E
- Discounting government subsidies an added value of approx. 171 mio. € remains (€ 893 mio. - € 722 mio.)

Scenario B:

- For scenario B1 the national accounts result in an added value of approx. 1.612 mio. €, the major part gross added value accounts for the production of electric vehicles.
- Assumed government subsidies: approx 1.213 mio. €
- Discounting government subsidies an added value of approx 399 mio. € remains (€ 1.612 mio - € 1.213 Mio. €).

Additional to the described basic scenarios A1 and B1 a sensitivity analysis has been conducted in both cases whereas the fuel price has been raised from 1,2 €/l to 2,0 €/l.

This results in an increase in value creation for scenario A2 of approx. 71,4 % (from 893 mio. € to 1.531 mio. €).

For scenario B the value creation increases by approx. 68 %.

Environmental Impact:

The next chart shows the effect of the GHG emissions for the different types of vehicles

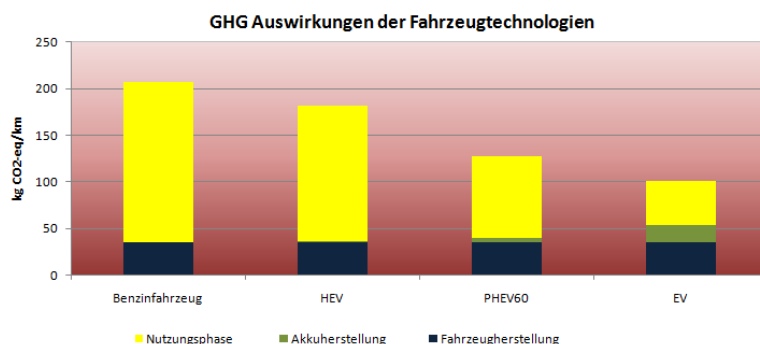


Abbildung 2: Environmental impact of different vehicle technologies

Taking into account the current Austrian electricity generation mix it is demonstrated that electric vehicles produces the lowest GHG emissions throughout it's lifetime.

Model prototype "P&R-Facilities Erdberg"

The model prototype "P&R-Facilities Erdberg" has been developed using the OMNeT++-Framework. This is a C++based Framework for the realization of Discrete-Event-Simulations. As the structure of

models is based on nodes and connections (joints), a topographic realization of catchment areas and connected catchment areas was considered most appropriate.

For this model Vienna is considered as commuter catchment area, data for idle times of commuter vehicles in P&R facilities has been provided. For the model simulation, the P&R facility Erdberg has been exemplarily analyzed including the catchment areas around Vienna from which commuters use this facility. Using the available data on idle times the conclusion is drawn that, based on the assumption that the commuter vehicles arrive in certain intervals at the P&R facility in the morning, they will remain in the facility for a forecasted time slot.

The simulation model is conducted in several cycles which correspond to the idle times that are splitted in two or three hours times slots. The data of the control area (positive and negative balancing power) have been obtained from a statistic for the balancing power demand of the control area "APG" from 2006. For each cycle the possible balancing power (charge and discharge potential of the batteries) is calculated, assuming that the batteries are fully charged when leaving from the residential area to the P&R facility) and set against the demand of the control area and recorded. All vehicles of a catchment area are seen as a pool, so all essential parameters (state of charge, range) are considered to be the same.

Conclusion, outcome, result approx. positive balancing power demand (supply to the public grid) amounts to about 6 MWh for the mentioned cycles; these requirements can be met by the input of the batteries of the commuter vehicles from 07:30 a.m. to 02.00 p.m. nearly completely. It has been assumed that vehicles of the pool, which have reached their discharge potential, are not re- or discharged during the simulation. The backing of the balancing power is provided by vehicles newly arriving in the P&R facility or by vehicles on idle time.

2 Allgemein

2.1 Einleitung

Die zunehmende Umweltproblematik aufgrund der steigenden CO₂-Emissionen im Verkehrssektor und die immer stärkere Abhängigkeit von Ölimporten aus politisch instabilen Regionen, kombiniert mit Peak-Öl, führt zu stark wachsenden Märkten im Bereich der alternativen Antriebskonzepten für Kraftfahrzeuge. Eine Studie der International Energy Agency (IEA) aus dem Jahre 2004 schätzt, dass sich der weltweite Ölbedarf für den Transportsektor zwischen 2000 und 2030 verdoppeln wird, wenn es zu keinen wesentlichen Veränderungen in diesem Bereich kommt. Dieses äußerst problematische Szenario wird Markttransformationen bewirken, die neue, alternative Antriebskonzepte zur Serienreife treiben.

Ziel des Vehicle to Grid Systems (V2G) ist es zum einen, Elektrofahrzeuge (V2G-EV) zu Zeiten geringen Strombedarfs und niedrigen Großhandelsstrompreisen zu laden, zum anderen zu Zeiten hoher Last und hohen Strompreisen überschüssigen, in den Akkumulatoren gespeicherten Strom zurück ins Netz einzuspeisen. Dadurch können der Belastungsablauf und die Leistungsdauerlinie geglättet, in ihrer Erzeugung variierende Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen (z.B. Windenergie) ausgeglichen und möglicherweise ökonomische Potenziale genutzt werden.

Im Jahr 2020 werden herkömmliche Antriebssysteme für Fahrzeuge vermutlich noch vorherrschend sein, jedoch wird es auch zu einer Ausbreitung von Elektrofahrzeugen kommen. So wird bis 2030 ein Anstieg des weltweiten Kraftfahrzeugbestands um 800 Mio. auf 1,6 Mrd. und bis 2050 auf 2,5 Mrd. erwartet. Die Folge sind eine zunehmende Verknappung der (herkömmlichen) fossilen Energievorräte und eine Verteuerung der Energie. Ein Ausweg ist ein Technologiewechsel, um langfristig eine nachhaltige Mobilität sicherzustellen (Europäische Kommission, 2010). Daher zielen zahlreiche nationale Entwicklungspläne und Produktentwicklungsstrategien der Automobilhersteller auf eine baldige serienmäßige Einführung (2010 oder 2011) von EV ab. Frankreich strebt eine Zahl von 100.000 EV bis 2012 an, Deutschland eine Million bis 2020 (European Commission, 2009). In der Schweiz (EWZ, KWO u.a.), in Deutschland (Flottenversuche z.B. VW und E.On), in den USA (z.B. Google, PG&E) und vielen anderen Ländern laufen Pilotprojekte zur Netzeinbindung von EV (European Commission, 2009). Laut Energiestrategie Österreich wird in Österreich bis zum Jahr 2020 eine Anzahl von 250.000 EV angestrebt (BMWFJ & BMLUW, 2010, S.75). Für die Energietechnik führen diese Entwicklungen zu neuen Herausforderungen.

Eine ungesteuerte Aufladung der mobilen, elektrischen Speicher der EV im Stromnetz bedeutet eine zusätzliche Belastung der Netze und eine Veränderung in der Energieerzeugung. Im Gegensatz zu den klassischen Hybridfahrzeugen stellen reine Elektrofahrzeuge keine geschlossenen Systeme dar, sie verfügen vielmehr durch ihren Ladestecker über eine Schnittstelle zum Stromnetz. Somit eröffnet eine intelligente Integration der Fahrzeuge neue Chancen für die stromwirtschaftliche Nutzung: stehen die mobilen Speicher bidirektional über Kommunikationsmechanismen mit dem Stromnetz in Verbindung, so können ungenutzte Akkukapazitäten für

Netzdienstleistungen wie z.B. die dezentrale Zwischenspeicherung regenerativer Energien, für Lastspitzenglättung oder für ein dezentrales Lastmanagement genutzt werden (Reiner et al, 2009). Darüber hinaus bieten sich Potenziale für die Teilnahme am Spot- oder Regelenenergiemarkt. EV im Verbund können im Zuge des so genannten Vehicle to Grid Konzepts durch eine bidirektionale Verbindung zum Stromnetz sowohl als Stromkunde als auch als Anbieter von Elektrizität auf dem Strommarkt auftreten.

Die Relevanz dieser Technologiemöglichkeiten wird durch die europaweiten Ziele des Ausbaus erneuerbarer Energien verstärkt. So führt ein erhöhter Anteil dezentral einspeisender, in der Stromproduktion z.T. schwankender Energieerzeugungs-Einheiten einerseits zu einer höheren Belastung des Stromnetzes, andererseits zu starken, oft nicht ausreichend vorhersehbaren Unregelmäßigkeiten im Energiedargebot. Vor allem durch einen erhöhten Anteil an Windenergie, wie es z.B. in Deutschland der Fall ist, kommt es durch Prognosefehler und Abnahmepflichten vermehrt zu Strommengen, die nicht ins Stromnetz integriert werden können, zu extremen Strompreisen sowie zu einer Erhöhung des Auftretens von Netzengpässen, was eine Abregelung der Windkraftanlagen bewirkte (Schmid et al., 2009, S.6). Bereits 2003 mussten in Deutschland zusätzlich bis zu 2.000 MW/Tag (im Mittel 1.200 MW) positive bzw. negative Regel-/Reserveleistung eingeplant werden, um den Windenergieeinsatz auszugleichen (Deutsche Energieagentur, 2005, S. 279). Die erhöhte Volatilität in der Stromproduktion, die sich auch auf die Strompreise auswirkt, verdeutlicht den Wandel der Energiebereitstellung und den großen Bedarf an effizienten Energiespeichern. Eine entsprechende Marktpenetration von V2G-EV könnte dazu führen, dass extreme Lastsituationen vermieden werden, denn V2G-EV können durch intelligente Managementsysteme sowohl zu Zeiten hoher Stromproduktion und geringer Stromnachfrage geladen werden als auch zu Zeiten hoher Stromnachfrage und geringer Stromproduktion Strom ins Netz zurückspeisen. Die möglicherweise auftretenden negativen Strompreise, die z.B. durch hohe Windstromeinspeisung entstehen und zu höheren Risikoaufschlägen bei den angebotenen Strompreisen führen, könnten somit vermieden oder jedenfalls in ihrer -Höhe reduziert werden. Dass zukünftig ein erhöhter Bedarf an Stromspeichern und an einer Flexibilisierung des Energiesystems besteht, bestätigt auch eine Studie des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (Sternier et al., 2010, S.9).

Sowohl die bloße Existenz einer vermehrten Elektromobilität in Österreich und ihre Auswirkungen auf die Stromnachfrage und das Stromangebot als auch die neuen Herausforderungen eines erhöhten Anteils erneuerbarer Energien und die vielfältigen Möglichkeiten des Akkueinsatzes demonstrieren -die Bedeutung des Themas dieser Studie.

2.2 Ziel und Fragestellung

Das zentrale Ziel des Projekts „Integration of low emission vehicles into the electric distribution grid“ ist es, grundsätzliche Möglichkeiten der Energiebereitstellung durch Akkumulatoren von alternativen Antriebskonzepten unter Einbeziehung intelligenter Kommunikationssysteme (intelligenter Energiesysteme) für Österreich abzuschätzen und weiterzuentwickeln.

In diesem Projekt wird die technische Möglichkeit der Nutzung von Fahrzeugen als Stromspeicher auf Basis der heutigen technischen Rahmenbedingungen untersucht, um eine Basis für die Einschätzung zukünftiger Entwicklungsmöglichkeiten herzustellen.

Es alternative Antriebskonzepte (Schwerpunkt reine Elektrofahrzeuge / Plug-in Hybrid Fahrzeuge) untersucht, die Akkumulatoren im Auto verwenden und somit eine *dezentrale Verteilung* von elektrischer Energie bzw. eine Leistungsreserve darstellen. In diesem Projekt soll demzufolge die gesamte Wirkungskette von der Technologie über den Konsumenten bis hin zum Energieversorger (= Vehicle to Grid System) und der Einfluß auf das gesamte Energiesystem und die Volkswirtschaft sowie Ökologie betrachtet werden.

Dies erfordert die Beantwortung der verschiedensten Fragestellungen, die sich zum einen auf die zukünftig mögliche Anzahl von (V2G-fähigen) EV und ihre Nutzer, zum anderen auf die Verfügbarkeit, Leistung und auf das Energiespeichervermögen der EV beziehen. Zu den wichtigsten Punkten zählen auch die Abschätzung der rechtlichen, technischen und gesellschaftliche Barrieren sowie die Entwicklung eines Marktkonzepts um die relevanten Player wie Konsumenten und Energieversorger zu motivieren, ein solches System zu implementieren. Der Schwerpunkt der Untersuchungen wurde auf Park- & Ride- Parkplätze gelegt, da diese ein großes Potenzial für ein Vehicle to Grid System bieten. Fahrzeuge, die Park - & Ride- Parkplätze anfahren, sind meist durch ein prognostizierbares, kontinuierliches Fahrprofil und relativ geringe Fahrstrecken gekennzeichnet (Pendler). Diese Attribute machen diese Fahrzeuge für ein Pooling und somit für eine Nutzung als neuer Teilnehmer auf dem Strommarkt besonders interessant.

Dieses Projekt stellt dar, wie das Vehicle to Grid System das österr. elektrische Energieversorgungssystem positiv beeinflusst und welche Form der intelligenten Kommunikation notwendig ist.

2.3 Abweichungen zum bestehenden Antrag

In diesem Kapitel werden die betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekte des Vehicle to Grid Systems analysiert. Schwerpunkt dieser Analysen waren rein elektrisch betriebene Fahrzeuge, Hybridfahrzeuge sowie Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeuge wurden im Folgenden nicht weiter betrachtet. Gründe für diese Einschränkung sind:

- Eine zu geringe Akkugröße bei Hybridfahrzeugen für eine Teilnahme am Vehicle to Grid System.
- Die Tatsache, dass sich politische Strategiekonzepte hauptsächlich auf Elektrofahrzeuge beziehen.
- Ein zu geringer Forschungs- und Entwicklungsstand bei Brennstoffzellenfahrzeuge, sodass mit einer Realisierung dieser Konzepte in der nächsten Zeit kaum zu rechnen ist.

Aus diesen Gründen beziehen sich die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen und Ergebnisse auf eine österreichweite Einführung von rein batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen bzw. so genannte Plug-in Elektrofahrzeuge mit entsprechender Akkugröße.

3 Alternative Antriebskonzepte und Vehicle to Grid: Stand der Technik im Überblick

3.1 Allgemein: Alternative Antriebskonzepte

Da in dieser Studie der Einsatz von V2G-EV als neuer Akteur auf dem Strommarkt untersucht werden soll, werden als Elektromobile in diesem Zusammenhang ausschließlich Fahrzeuge mit elektrischen Antriebssystemen und Netzkopplungsapplikationen verstanden. Dies sind Plug-In Hybride (PHEV), serielle Hybride, Elektrofahrzeuge (BEV) oder Brennstoffzellenfahrzeuge (BZ). Auch Fahrzeuge mit konventionellem Wasserstofftank könnten - falls sie durch einen zusätzlichen Stecker mit dem Netz verbunden sind - am V2G-System teilnehmen.

Für alle diese Elektrofahrzeuge, die vollelektrisch betrieben werden, wird im Folgenden die Abkürzung EV verwendet. Da Ziel dieser Studie die Untersuchung der EV im Vehicle to Grid System ist, wird angenommen, dass alle EV mit externer Lademöglichkeit theoretisch die Möglichkeit hätten, am V2G-System teilzunehmen (V2G-EV).

Abbildung 2-1 stellt die elektrisch betriebenen Antriebssysteme dar. Alle Technologien haben gemein, dass ihr elektrochemischer Speicher, die Batterie bzw. der Akkumulator, über eine Steckdose extern geladen wird.

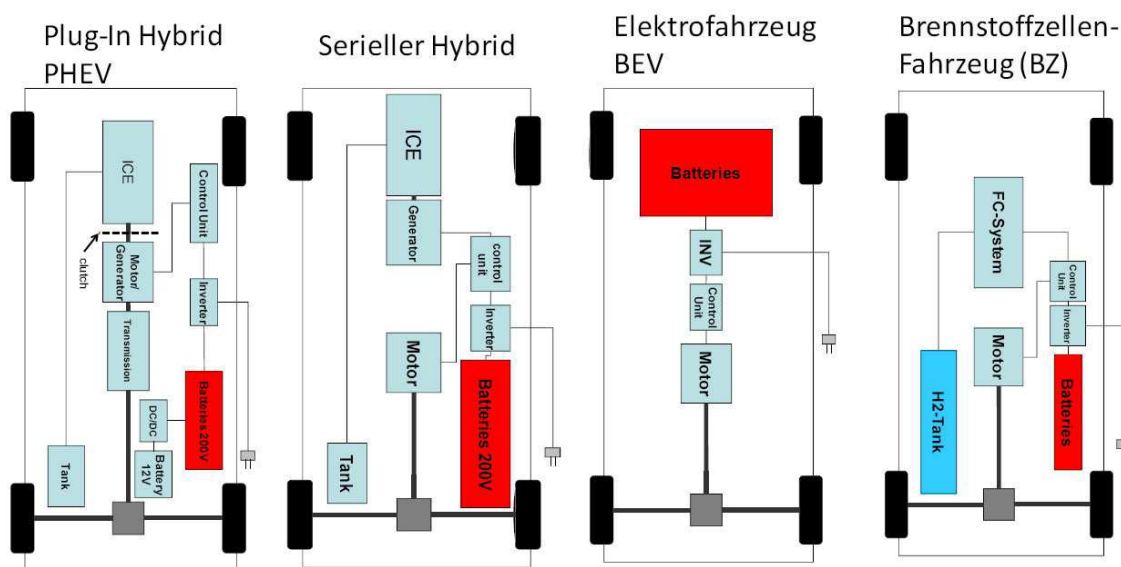


Abbildung 3: Elektrische Antriebssysteme im Vergleich (Kloess et al., 2010, S.8)

Darüber hinaus existieren noch weitere Hybridarten, die allerdings für ein V2G-Konzept aufgrund ihres zu kleinen Akkus nicht in Frage kommen. Die Spezifikationen der Antriebsarten sind in Abbildung 2-2 im Vergleich zu konventionellen Antrieben dargestellt.

	Konventioneller Antrieb Benzin	Konventioneller Antrieb Diesel	Mild Hybrid	Voll Hybrid	Plug-In Hybrid	Serieller Hybrid	Elektrofahrzeug	Brennstoffzellen Fahrzeug
Fahrzeuggewicht (kg)	1470	1522	1450	1458	1538	1623	1687	1645
Verbrennungsmotor Leistung (kW):	75	75	65	50	50	40	0	0
Elektromotor Leistung (kW):	0	0	20	50	50	75	75	75
Li-Ionen Batterien (kWh)			1	2	10	20	50	20
Elektrische Reichweite (km)					40	80	200	500
Gesamtreichweite (km)	700	700	700	700	700	700	200	500

Abbildung 4: Spezifikationen verschiedener Technologien (Kloess et al., 2010, S.9)

Abbildung 2-2 verdeutlicht die relativ geringen Reichweiten der elektrisch angetriebenen Fahrzeuge. Diese reichen von 40 km elektrisch beim Plug-In Hybrid bis zu 500 km bei Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Das reine Elektrofahrzeug erreicht derzeit eine Reichweite von ca. 200 km, wobei auch Reichweiten von bis zu 400 km (Tesla Roadstar) erreicht werden. Diese Reichweitenbeschränkung ist allerdings in den meisten Fällen als unbedeutend anzusehen. So beträgt die durchschnittliche Tagesweglänge an einem Werktag (2004) in Niederösterreich 43 km, wobei hier auch die Wege zu Fuß oder mit dem Rad inbegriffen sind. Die durchschnittliche Weglänge des motorisierten Individualverkehrs betrug im Jahr 1995 13,5 km. Bei Berufspendlern werden die durchschnittlichen Weglängen mit 12,5 km angegeben. Dienstliche Wege betragen im Schnitt 21,1 km (Datenstand 1995) (Herry et al., 2007, S.93ff). Die Verwertbarkeit dieser Daten aus dem Jahr 1995 erscheint trotz fehlender neuerer Daten grundsätzlich möglich, wobei eine detailliertere Datenbasis für die nachfolgenden Betrachtungen nicht unmittelbar notwendig ist.

Auch wenn von einer zukünftig erhöhten Mobilität ausgegangen wird, sind diese Wege mit einem Elektrofahrzeug zu bewältigen.

Die Technologien für elektrische Antriebe, Energiespeicher und Netzinfrastruktur sind grundsätzlich in ihren Grundlagen entwickelt, bei zahlreichen Aspekten besteht allerdings Forschungs-, Optimierungs- und Vernetzungsbedarf. Vor allem in der Schlüsseltechnologie, den Akkus, sind erhöhte Anstrengungen erforderlich (Bundesrepublik Deutschland 2009). In weiterer Folge sollen die einzelnen Antriebskonzepte überblicksartig vorgestellt werden.

3.1.1 Brennstoffzellenfahrzeuge und Wasserstoffantrieb

In der Brennstoffzelle wird die chemische Energie eines Stoffes wie Wasserstoff direkt in elektrischen Strom umgewandelt. Im Grunde handelt es sich um den umgekehrten Vorgang einer Elektrolyse, wobei Sauerstoff mit Wasserstoff verbunden wird.

Die Brennstoffzelle besteht aus einer Anode, einer Kathode und einer dazwischen liegenden Trennschicht (Elektrolyt). Die Brennstoffzelle treibt den Elektromotor direkt an. Ergänzt durch elektrische Energiespeicher ist wie bei Hybridfahrzeugen mit Verbrennungsmotor eine Rekuperation möglich, sodass das Brennstoffzellenfahrzeug wie ein Hybrid ausgelegt wird.

Von den verschiedenen Technologien der Brennstoffzelle eignet sich besonders die Polymerelektromembran-Brennstoffzelle (PEMBZ) und die Direktmethanolbrennstoffzelle (DMFC) als potenzielle Antriebstechnologie. Eine Brennstoffzelle besteht aus vielen Einzelzellen, die in Serie zu sogenannte Stacks verbunden sind. Die Versorgung des Stacks mit Brennstoff und Luft erfolgt für die einzelnen Zellen parallel in spezifischen Kanälen. Die einzelne Zelle besteht aus Bipolarplatten, die das Brenngas und den Sauerstoff gleichmäßig über die Zelle verteilen, durch die Kühlwasser strömt und die den elektrischen Strom leitet. Zwischen diesen Bipolarzellen befindet sich eine Membran-Elektroden-Einheit, bestehend aus einem Katalysator auf der Brennstoffseite, der Wasserstoff in Protonen und Elektronen zerlegt. Die Protonen wandern durch die elektronenundurchlässige Membran. Auf der Luftseite wird Luftsauerstoff durch Elektronen an einem Katalysator reduziert und reagiert mit den Protonen aus der Brennstoffseite zu Wasser. Das Wasser wird anschließend über die Medienverteilungsstruktur der Bipolarplatte aus der Zelle geführt. Das Potenzial der Zelle nimmt dabei mit zunehmender Stromstärke ab. Der elektrische Wirkungsgrad ist direkt proportional zur Zellspannung.

Außer Wasserstoff könnte auch Methanol direkt, d.h. ohne Verwendung eines Reformers, in einer Brennstoffzelle in elektrische Energie umgewandelt werden (Direkt-Methanol-Brennstoffzelle). Wenn der Wasserstoff für die Brennstoffzelle aus (regenerativem) Strom gewonnen wird, hat diese Technologie einen entscheidenden Nachteil zum reinen Elektrofahrzeug. In diesem Fall ist der Umwandlungswirkungsgrad von Strom zu mechanischer Energie durch die mehrfachen Umwandlungsschritte (Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff, Wasserstoff durch Brennstoffzelle in Strom, Strom durch Motor in mechanische Energie) um ca. einen Faktor 2 niedriger als beim batterieelektrischen Fahrzeug (Ramesoh et al., 2006, S.110).

Bei allen wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ist die Erzeugung des Wasserstoffs, die vorrangig mit Hilfe erneuerbare Energien erfolgen sollte, ein wesentlicher Punkt. Allerdings setzt die Wirtschaftlichkeit dieser Erzeugung große Kostendegressionen voraus (Ramesoh et al., 2006, S.120).

Da wasserstoffbetriebene Fahrzeuge und Brennstoffzellen im Vergleich zu batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen derzeit maßgeblich weniger Aufmerksamkeit erlangen und in politischen Strategiefeldern aufgrund der geringeren Effizienz, Sicherheitsfragen und hohen Kosten eher von den Elektrofahrzeugen verdrängt wurden, werden sich die Untersuchungen dieser Studie vornehmlich auf den Bereich

Elektrofahrzeuge beschränken. Wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen und Brennstoffzellen wird derzeit deutlich weniger Aufmerksamkeit gewidmet, da sie aufgrund geringerer Effizienz, Sicherheitsfragen und höheren Kosten von den Elektrofahrzeugen verdrängt wurden. Daher beschränken sich die Untersuchungen dieser Studie vornehmlich auf den Bereich Elektrofahrzeuge. Die ökonomischen und energiewirtschaftlichen Auswirkungen werden aber denen der V2G-fähigen Elektrofahrzeuge ähnlich sein.

3.1.2 Reine Elektrofahrzeuge: Akkumulatoren in V2G-EV

Der Forschungsbedarf und die Forschungsanstrengungen bei den Elektrofahrzeugen sind vor allem bezüglich ihrer Akkumulatoren enorm. Vor allem in der Lithiumionen-Technologie wird großes Potenzial gesehen, sodass sie in dieser Studie als Referenz-Typ gilt. In diesem Kapitel wird ein kurzer Überblick über die Spezifikationen und weitere Herausforderungen dieser Technologie gegeben.

Theoretisch müsste der Akku eine Reihe von Kriterien erfüllen, z.B. hohe spezifische Energie- und Leistungsdichte, lange Lebensdauer, gute Ladefähigkeit und ein breites Temperaturspektrum. Diese Anforderungen können heute noch nicht ausreichend erfüllt werden.

Leistungs- und Energiebedarf sind essentielle Parameter für den Fahrzeugeinsatz und eine Optimierung ist Ziel aller heutigen Forschungsbemühungen. Das Problem hierbei ist, dass spezifische Energie und Leistung negativ zueinander korrelieren. Die Abhängigkeit der Energiedichte (Wh/kg) von der Leistungsdichte (W/kg) wird in Abbildung 2-3 dargestellt. Bei beiden Parametern schneidet die Li-Ion Technologie deutlich am besten ab.

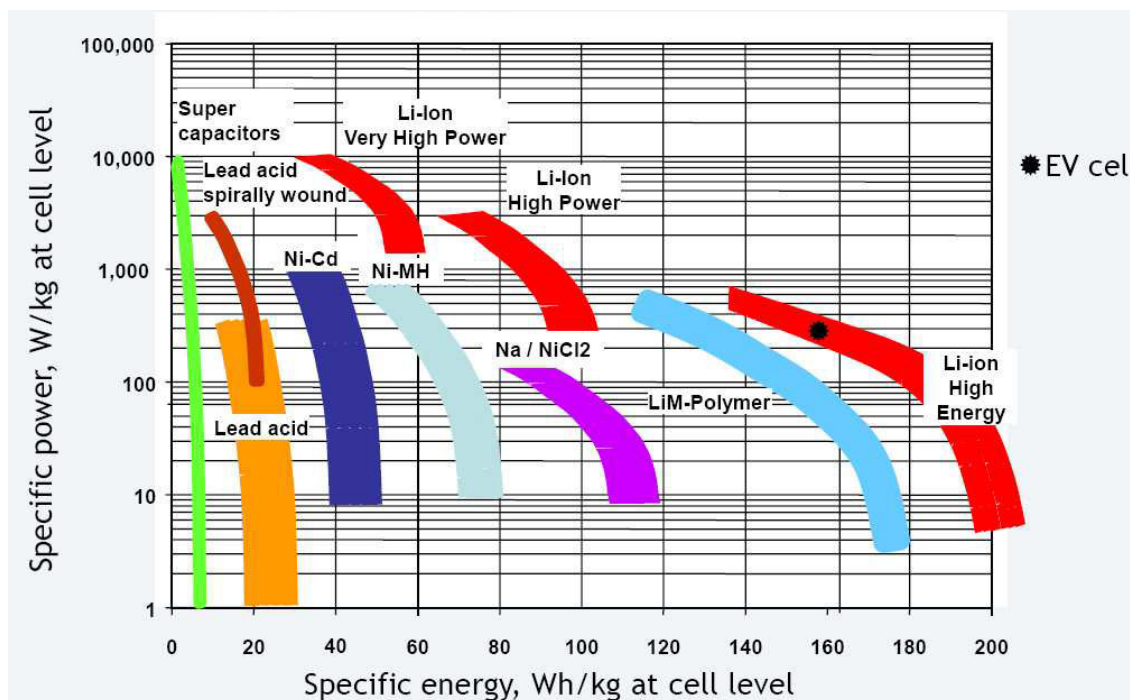
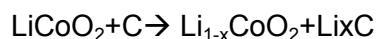


Abbildung 5: Ragone-Diagramm (de Guibert, 2009)

Aus obiger Abbildung geht hervor, dass eine Optimierung hinsichtlich Energiedichte immer zu Lasten der Leistungsdichte geht oder umgekehrt. Je flacher die Kennlinie verläuft, desto unabhängiger ist die entnehmbare Energie von der Leistungsentnahme. Bei Li-Ion Akkus sind die Eigenschaften für Systeme mit hoher spezifischer Leistung (Hybridfahrzeug) ebenso möglich wie Akkusysteme mit hoher spezifischer Energie (Elektrofahrzeuge). Durch z.B. Änderung der Zellgeometrie oder chemischer Zusammensetzung der Elektroden können die Zellen auf die verschiedenen Betriebsstrategien der Fahrzeuge optimiert werden.

Um entsprechende elektrische Reichweiten zu erreichen, sind hohe Energiedichten besonders relevant. Aufgrund ihrer hohen Energie- und Leistungsdichte wird für nahezu alle Anwendungen die Zukunft in Li-Ionen-Akkus gesehen, die als Hochenergie- und Hochleistungsakkus angeboten werden. Daneben existieren verschiedene Anwendungen wie Bleiakkus oder NiMH-Akkus. Letztere werden derzeit in nahezu allen Hybridsystemen kommerziell eingesetzt. NiMH-Akkus zeichnen sich durch ihre Technologiereife und ihre hohe Lebensdauer aus. Allerdings sind sie ausschließlich für Medium- und Vollhybrid-Fahrzeuge geeignet, welche sich für ein V2G mit bidirektionaler Einspeisung nicht anbieten. Für PHEV oder BEV reichen die Energiedichten nicht aus, um entsprechende Reichweiten zu erlangen. Auch ist das Kostenreduktionspotenzial dieser Technologie im Vergleich zu Li-Akkus eher gering (Lunz et al., 2009a).

Bei den Lithiumionen-Akkus finden keine chemischen Reaktionen der aktiven Materialien statt. Stattdessen werden in der positiven und der negativen Elektrode Lithiumionen eingelagert, die beim Laden von einer Elektrode zur anderen wandern. Beim Laden wandern somit positiv geladene Lithiumionen von der Kathode durch den Elektrolyt hindurch zur Anode (Grafit), während der Ladestrom die Elektronen über einen äußeren Stromkreis laufen lässt. Handelt es sich z.B. um eine Lithium-Kobalt-Dioxid-Kathode erfolgt beim Ladevorgang folgende Reaktion:



Formel 3-1

Beim Entladen wandern die Lithiumionen zurück in das Metalloxid der Kathode, Elektronen fließen über den äußeren Stromkreis. Die Reaktion wird nach Formel 4-2 erfolgen.



Formel 3-2

Je nach verwendetem Material ergeben sich unterschiedliche Energiedichten und Eigenschaften. So existieren Hochleistungs- und Hochenergieakkus (Vezzini, 2009).

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die wichtigsten Kennzahlen von Li- Hochenergie- und Hochleistungsakkus. Außerdem existieren vielfältige Materialkombinationsmöglichkeiten, wobei sich alle z.T. stark in ihren Eigenschaften (Sicherheit, Energiedichte, Ladeverhalten etc.) und ihren Kosten unterscheiden. Welcher Akku-Typ zukünftig in EV eingebaut wird, ist bisher nicht absehbar. Beim Kathodenmaterial ist allerdings LiFePO_4 aufgrund seiner höheren Sicherheit und geringeren Materialkosten von großem Forschungsinteresse (Lunz et al., 2009a).

	Hochenergie	Hochleistung
Leistungsdichte (25°C)	200 – 400 W/kg	2000 – 4000 W/kg
Energiedichte	150 – 200 Wh/kg	80 – 100 Wh/kg
Wirkungsgrad	~ 95%	~ 90%
Selbstentladung (25°C)	< 5% / Monat	< 5% / Monat
Lebensdauer	bis 5000 (100% Zyklientiefe)	10 ⁶ (3,3% Zyklientiefe)

Tabelle 7: Kennzahlen Hochenergie- und Hochleistungsakkus (Lunz et al., 2009a)

Zur Lebensdauer der Akkus in Bezug auf Zyklenfestigkeit und kalendarische Lebensdauer existieren je nach Anwendungen unterschiedliche Aussagen. Wichtige Faktoren sind hier die z.B. die Betriebstemperatur (-30°C bis +60°C), die Entladetiefe sowie die Lade- und Entladeleistung. So kommt es bei konstanter Ladung und Entladung mit 3-fachem Nennstrom (3C-Belastung) zu einer Reduktion der Lebensdauer je nach Technologie von bis zu 40% im Vergleich zur 1C-Belastung. Aufgrund dieser komplexen Abhängigkeiten ist ein Lebensdauermodell nur sehr schwer abzuleiten (Vezzini, 2009).

Die wichtigsten Kennlinien im Betrieb eines EV sind die Lade- und Entladekennlinien. Diese unterscheiden sich wiederum bei unterschiedlichen Temperaturen und Strömen, wobei sie meistens über die entnehmbare Kapazität (Energienmenge) aufgetragen werden. Auch zwischen den verschiedenen Materialien und Lithiumionentechnologien unterscheiden sich die Kennlinien: Während bei Lithiumakkus mit Kobalkathode ein relativ linearer Zusammenhang zwischen Lademenge und Spannungslage besteht, ist dieser bei Zellen mit Lithium-Eisenphosphat oder Lithium-Titanat gar nicht vorhanden. Bei einem Lithium-Eisenphosphat-Akku weist die Spannung zwischen 10% und 90% der

entnehmbaren Kapazität nur einen sehr kleinen Hub auf. Die Energiequelle weist also einen kleinen Innenwiderstand auf, der sich über den Ladezustand nicht stark ändert. Somit kann über den gesamten Ladezustandsbereich eine konstante Leistung erbracht werden (vgl. Abbildung 2-4).

Die Ladung der Akkus erfolgt meist innerhalb einfacher IU-Kennlinien. Hier wird der Akku mit einem konstanten Strom bis zum Erreichen eines Spannungsgrenzwerts geladen (vgl. Abbildung 2-5: 3,65 V). Danach wird bei konstanter Spannung die Restladung eingebracht. Selbst bei einem Ladestrom von 2C kann der Akku bis zu 85% seiner Kapazität aufgeladen werden. Die Ladedauer beträgt in diesem Fall eine halbe Stunde (Vezzini, 2009). Der Akku kann in zwei Stunden (0,5 C) ziemlich konstant auf bis zu 90% geladen werden. In Abbildung 2-6 wird eine andere Darstellung der Ladekurve abgebildet. Hier ist zu sehen, dass der Akku bis zu einem Ladezustand von 50-80% bei konstantem Strom geladen wird.

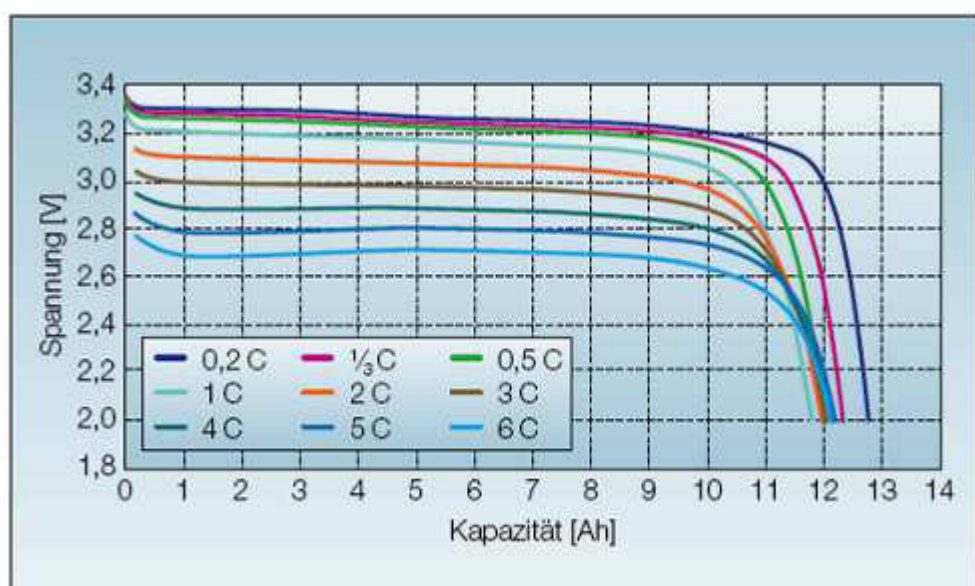


Abbildung 6: Entladekurven bei unterschiedlichen Entladeströmen für ein 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat-Akku (Lishen, 2009)

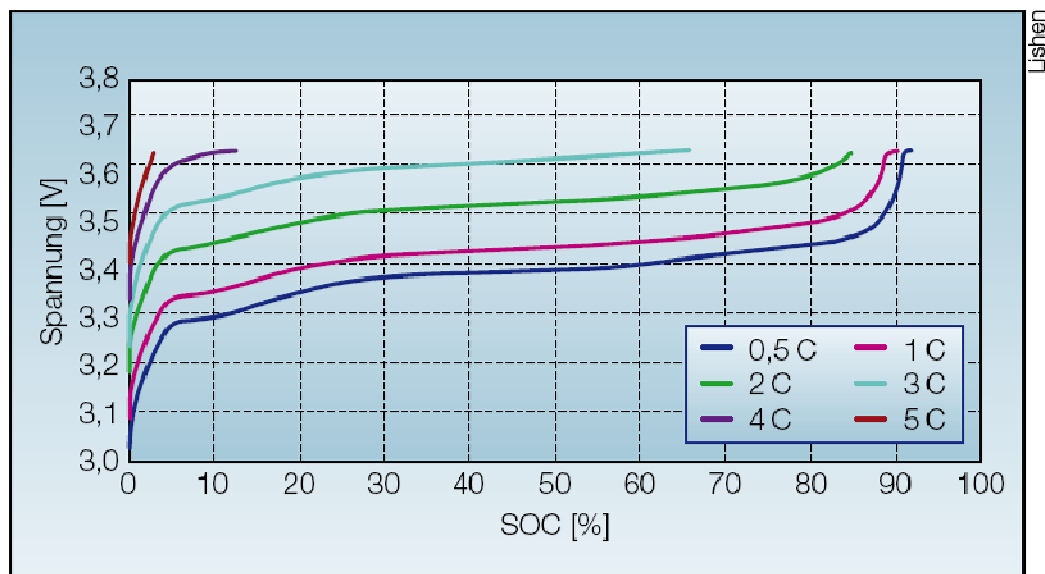


Abbildung 7: Ladekurven bei unterschiedlichen Ladeströmen für ein 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat-Akku (Lishen, 2009)

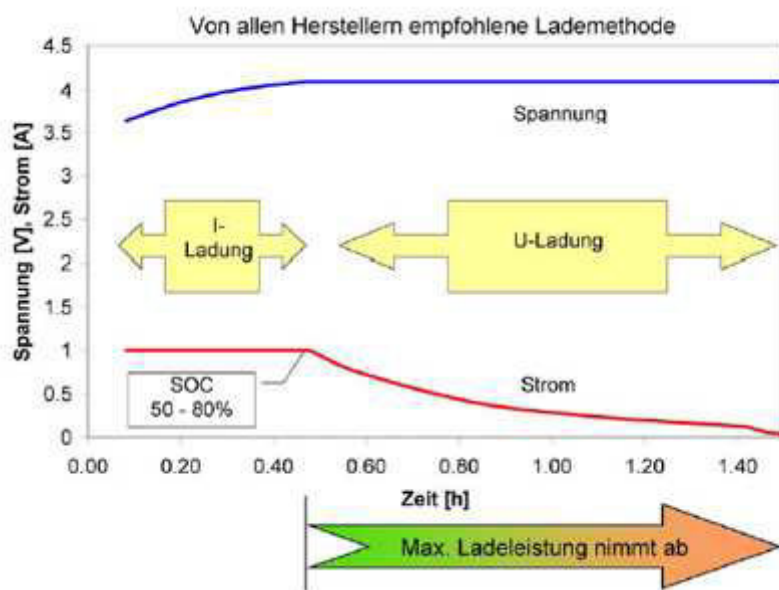


Abbildung 8: Standardladung Lithiumionen-Zellen (Blank, 2007, S.20)

Aufgrund der vielfältigen Kombinationsmöglichkeiten liegt derzeit ein großer Forschungsschwerpunkt in der Optimierung der Li-Ion-Akkus. Ein Problem ist allerdings ihre Temperaturabhängigkeit. So fallen die Leistungsdaten von Li-Akkus bei Temperaturen unter 0°C zunächst leicht, dann sehr deutlich ab. Bei -30°C kann von weniger als einem Zehntel der Leistung, die bei $+20^{\circ}\text{C}$ erzielt wird, ausgegangen werden (Lunz et al., 2009a). Wird das System bei niedrigen Temperaturen (-10°C) geladen, verliert es ca. 28% der Gesamtenergie (Schuster 2008). Hohe Temperaturen erhöhen

die Akkuleistung, reduzieren aber die Lebensdauer um den Faktor 2 pro 10°C ab einer Temperatur von 25-30°C (de Guibert, 2009).

Sowohl produktionsbegründete Unausgeglichheiten als auch inhomogene Temperaturverteilungen führen zu inhomogenen Alterungsmechanismen in den Akkus. Die Akkuzellen divergieren somit in Bezug auf SOC, verfügbarer Kapazität und innerem Widerstand. Problematisch ist dies, da die schwächste Zelle die Performance des gesamten Akkus limitiert. „Passiv balancing systems“ gleichen Zellspannungen mit Hilfe einer Schaltung über parallele Lastwiderstände innerhalb von Ruhezeiten aus. Um sowohl Sicherheit als auch eine lange Lebensdauer von Li-Ion Akkus zu garantieren, ist eine Spannungs- und Temperaturkontrolle (durch ein Batteriemanagementsystem) essentiell. Die Li-Ion-Technologie ist zwischen den Spannungsgrenzen von 2,7V und 4,2V und einer Temperatur von 0°C-120°C bei Normalbetrieb sehr sicher. Wird die Zelle über diese Grenze geladen, kommt es zur Überhitzung und bei Nichtbeachtung dieser zum Risiko einer Entzündung bzw. Explosion (Smole & Wolfsegger, 2009, S.14). Die Funktionalität des Batteriemanagementsystems ist somit essentiell. Zur Gewährleistung der Sicherheit auch im Fehlerfall fehlt es allerdings an europäisch oder international anerkannten Normen und Standards. Derzeit nutzen die Entwickler zur Sicherheitsprüfung von Akkus folgende Standards:

- FreedomCar – elektrische Energiespeichersysteme Abuse Test Manual für EV / HEV
- VDA Testspezifikationen für Li-Ion Batterien, Tests nach UN Regulations ADR2003
- IATA DGT 2003 und IMDG Code 2002 oder den Sicherheitsstandard UL 1642.

Diese Normen sind weder international anerkannt, noch sind Sicherheitsaspekte wie z.B. Crash-Sicherheit gedeckt (Bordeaux, 2009).

Die zulässigen Stromstärken bei einem vollständigen Ladevorgang liegen bei Li-Hochenergiezellen bei maximal 3C, bei Hochleistungszellen bei max. 20C (Lunz et al., 2009a). Ein BEV mit 150km Reichweite (BEV-150) kann bei einer 3C- Rate-Ladung (81kW) in 5 Minuten eine Energiemenge für 37,5 km laden. Der gewünschte State-of-Charge-Level (SOC) hat dabei einen signifikanten Einfluss auf die Ladedauer: Mit einer 4C-Rate kann der Akku in 16 Min. auf 80% geladen werden, für 100% SOC werden allerdings 78 Min. benötigt. Somit ist eine Schnellladung nur bis zu einem limitierten SOC möglich. Für eine Schnellladung kommen nur Hochleistungszellen in Betracht. Soll ein EV schnellladefähig sein, werden sowohl die Kosten der Akkus als auch der Kühlaufwand und das Gewicht erhöht. So müssen z.B. bei einem BEV-150 bei einer 3C-Rate- Ladung 4kW Wärme abgeführt werden (Lunz et.al. 2009b).

Die heutigen Akkukosten machen das Elektroauto derzeit noch zu einer unwirtschaftlichen Investition. Allerdings kann bei Li-Ion-Akkus mit einer deutlichen Kostenreduktion gerechnet werden. Vergleicht man die Kostenentwicklung der Li-Ion-Laptopzellen (Kostenreduktion 1995-2005 um ca. Faktor 5) ist bei Massenproduktion mit erheblich geringeren Kosten für Elektrofahrzeugakkumulatoren zu rechnen (vgl. Abbildung 2-7).

Kostenentwicklung Konsumerzellen der Bauart 18650 (Standard-Zelle z.B. in Akkus von Laptops)

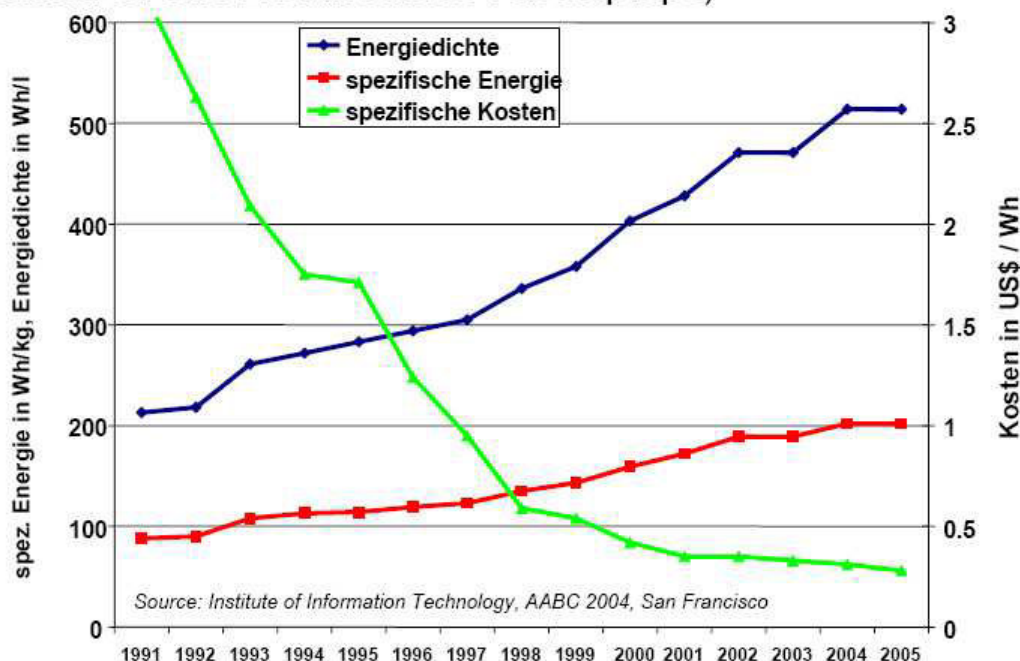


Abbildung 9: Kostenentwicklung von Li-Ion-Zellen 1991-2005 (Sauer, 2009, S.21)

Derzeit ist eine Preisangabe für Hochenergieakkus noch recht schwierig, da kein echter Markt existiert. Er liegt bei ca. 1500 €/kWh. Bei Massenproduktion wird eine Reduktion der Kosten auf 500 €/kWh für Hochleistungsakkus und für Hochenergieakkus auf 300 €/kWh (Japan: 160 €/kWh) geschätzt. Diese Schätzungen beruhen auf den Tatsachen, dass Kokam heute bereits Hochenergieakkus bei großen Stückzahlen für <500 €/kWh liefert. Außerdem liegt der Preis für Hochenergieakkus für Elektrofahrräder in China bereits bei 300 €/kWh (Sauer, 2009, S.20). Allerdings ist hier anzumerken, dass auch die prognostizierten Preisreduktionen Elektrofahrzeuge mit hoher Reichweite nicht wirtschaftlich machen. Für 200 km elektrische Reichweite werden ca. 30 kWh benötigt. Kostet der Akku 300 €/kWh belaufen sich die Gesamtkosten des Akkus auf 9.000 €. Das Gewicht beträgt bei angenommenen 100 Wh/kg 300 kg (Sauer, 2009, S.22)

Die wohl wichtigste Frage ist sicherlich, ob es genügend *Ressourcen* gibt, um ausreichend viele Akkumulatoren zu produzieren. Laut USGS, 2009 enthalten die bisher weltweit identifizierten Lithium-Lagerstätten rund 13 Millionen Tonnen reines Lithium, die Reserven betragen ca. 4,1 Mio. Tonnen. Die wirtschaftliche Verfügbarkeit liegt allerdings nur bei ca. 6 Millionen Tonnen (Sauer, 2009, S.27). Dabei ist die weltweit für Batterien genutzte Lithiummenge in den letzten fünf Jahren um mehr als 20% im Jahr angestiegen, wobei Lithium-Ion und Lithium-Polymer Akkus das größte Wachstumspotenzial besitzen (Jaskula, 2010).

D.U. Sauer (Sauer, 2009, S.27) gibt eine konservative Schätzung des Li-Verbrauchs für Akkus an: Bei einer 3,6 V-Technologie würden demnach 1 g Li pro 4-5 Wh, also 200-250 g/kWh benötigt werden. Für ein 30 kWh Akku bedeutet dies einen Li-Bedarf von 6-7,5 kg. Die aktuelle Produktion von Li liegt bei ca. 27.000 Tonnen (2008) (USGS, 2009). Somit könnten nach diesen Angaben jährlich ca. 4,5 Millionen EV mit einem Speicher

von 30 kWh erzeugt werden. Allerdings werden die Produktionsraten in den nächsten Jahren wahrscheinlich stark ansteigen.

Einige wesentliche Fragestellungen die in Zusammenhang mit der Herstellung von Akkumulatoren untersucht werden müssen sind:

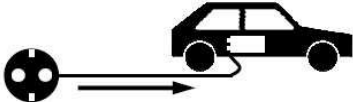
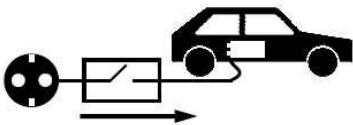
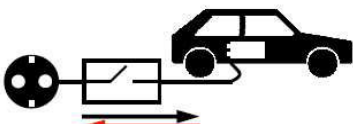
1. Wie schnell kann man die Produktionskapazität bei den Rohstoffen steigern?
 2. Wie hoch ist der Ressourcenaufwand für das Recycling der Akkumulatoren?
 3. Gibt es Substitute für Lithium?
1. Zurzeit kann keine genaue Aussage darüber getroffen werden, wie viel Lithium wirklich benötigt wird und wie viel zukünftig produziert wird/produziert werden müsste. In Bolivien (90% der Lithiumvorkommen) wird allerdings eine Jahresproduktion von 30.000 Tonnen Lithium angestrebt. Fraglich sind auch noch die Kosten aufgrund nicht oder nur mangelnd vorhandener Infrastruktur.
 2. Da Lithium im Gegensatz zum Benzin beim Fahren nicht verbraucht, sondern lediglich gebraucht wird, ist die Frage nach dem Recyclingprozess langfristig entscheidend. Die Frage, die dabei zu beantworten sein wird, ist zu welchen Kosten sich Lithium-Akkumulatoren recyceln lassen und wie viel Lithium dabei verloren geht.
 3. Substitute für Lithium sind in Batterien, Keramiken, Schmiermittel und in der Glaserzeugung möglich. Hier sind z.B. Kalzium- und Aluminiumseife als Substitute für Stereate in Schmiermitteln, Kalzium, Magnesium, Quecksilber und Zink als Anodenmaterialien in Primärbatterien denkbar (USGS, 2009). Bei den Akkus könnten Lithiumakkus auch durch andere Technologien, wie Metall-Luft-Akkus substituiert werden.

Jedoch ist bei diesen Ausführungen zu bedenken, dass Lithium nicht der einzige Rohstoff ist, der für die Elektrofahrzeuge benötigt wird. Des Weiteren ist die Versorgungssicherheit der Rohstoffe wie z.B. Kobalt (Akkus), Kupfer (Elektromotoren), Indium (Display) oder Neodym (Magnete) zu prüfen.

3.2 Nutzungspotenzial des V2G-Systems und weitere Parameter für dessen Implementierung

Generell ergeben sich aus Sicht des Energieversorgungssystems je nach Kommunikationsinfrastruktur verschiedene Möglichkeiten der Nutzung von Elektromobilität (vgl. Abbildung 2-8). So kann das Elektrofahrzeug als einfacher Verbraucher auftreten, bei dem der Akku je nach Bedarf des Nutzers geladen wird. Diese ungesteuerte Ladung kann durch den zusätzlichen Strombedarf die Häufigkeit, Dauer und Höhe von Spitzenlastzeiten erhöhen und das System dadurch negativ beanspruchen. Wird die Akkuladung allerdings gesteuert und ausschließlich zu Schwachlastzeiten (z.B. in der Nacht) oder bei einem Überangebot von erneuerbaren Energien geladen, kann das EV einen effizienten Netzbetrieb und die Integration erneuerbarer Energien unterstützen (Demand Side Management). Ein Demand Side Management erhöht somit die Grundlast und verhindert eine Erzeugung von Lastspitzen

durch Elektromobilität. Aufgrund der recht geringen Anzahl an gefahrenen Tageskilometer wird der im Fahrzeug integrierte Akku, der meist eine Energiemenge zwischen 20 kWh und 30 kWh speichert, selten vollständig benötigt. Diese freien Akkukapazitäten können im Falle einer Kommunikation zwischen Fahrzeug und Stromnetz für unterschiedliche Dienstleistungen genutzt werden. So können sie bei Bedarf entweder geladen (hohes Angebot an Strom, geringe Stromnachfrage) oder bis zu einer bestimmten Grenze entladen werden (hohe netzseitige Stromnachfrage, geringe Stromerzeugungskapazitäten). Auch Preisdifferenzen auf dem Strommarkt könnten ausgenutzt werden, um günstig Strom zu laden und teuer auf dem Markt zu verkaufen. Diese Idee der Nutzung der Fahrzeugakkus als Stromspeicher wird „Vehicle to grid“ genannt.

Elektroauto als ...	Zeitpunkt der Akkuladung	Auswirkungen/Potenziale
1. einfacher Verbraucher 	stochastisch/nach Bedarf des Nutzers	1. Zusätzlicher Strombedarf/-absatz 2. Veränderung des Lastprofils
2. steuerbare Last 	bei Schwachlast/Überangebot von erneuerbaren Energien	1. effizienter Netzbetrieb („Speicher“) 2. Integration erneuerbarer Energien
3. Energiespeicher 	Ladung/Entladung ähnlich Pumpspeicherkraftwerken	1. Nutzung von Strompreisdifferenzen 2. Systemdienstleistungen

EnergieArena 4. November 2009

Abbildung 10: Elektromobilität aus Sicht des Energieversorgungssystems (Süß, 2009, S.9)

Der Bedarf nach Speicherdienstleistungen, wie sie durch das V2G-System ermöglicht werden, wird aufgrund des massiven Ausbaus erneuerbarer Energien wie Wind und Photovoltaik zukünftig stark steigen. So ergab eine Studie der Ludwig-Böckow-Systemtechnik GmbH anhand von Daten des E.ON-Stromnetzes, dass es bereits heute Tage gibt, an denen der vorhandene Windstrom die Nachfrage im Netz übersteigt (Trage, 2009). Die erhebliche Fluktuation der regenerativen Energien (vor allem Windenergie in Deutschland) wirkt sich aufgrund ihrer Abnahmepflicht direkt auf die Strompreise aus und führt mitunter zu energiewirtschaftlichen Extremsituationen. So kam es am 3. und 4.10.2009 zu der Situation, dass überschüssige deutsche Windkraftenergie zu bis zu -1.500 €/MWh verkauft bzw. bezahlt werden musste. Auch am 26.12.2009 kam es zu außergewöhnlichen Energiepreisen: Der Preis für Baseload-Energie betrug -35,6 €/MWh, der für Peakload-Energie +9,5 €/MWh. Am 15.02.2009 und am 22.03.2009 lagen die Preise für Baseload sogar höher als diejenigen für Peakload (vgl. Abbildungen 2-9 bis 2-11).

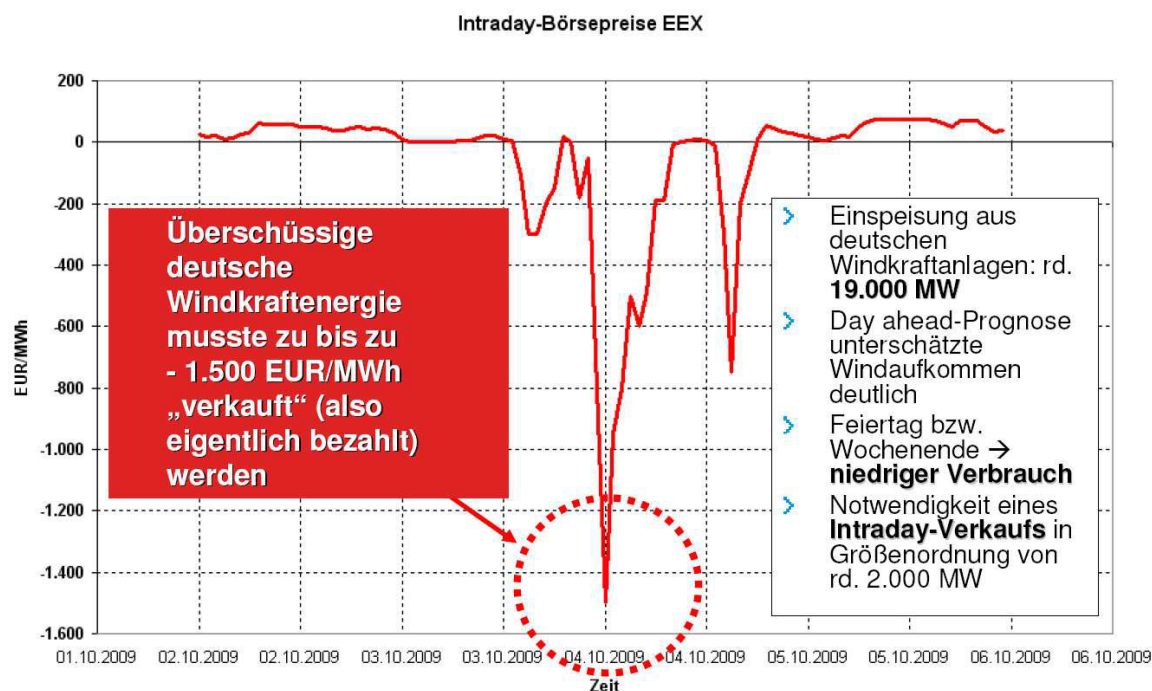


Abbildung 11: Intraday-Börsenpreis EEX am 4.10.2009 (Kaschnitz, 2010, S.7)

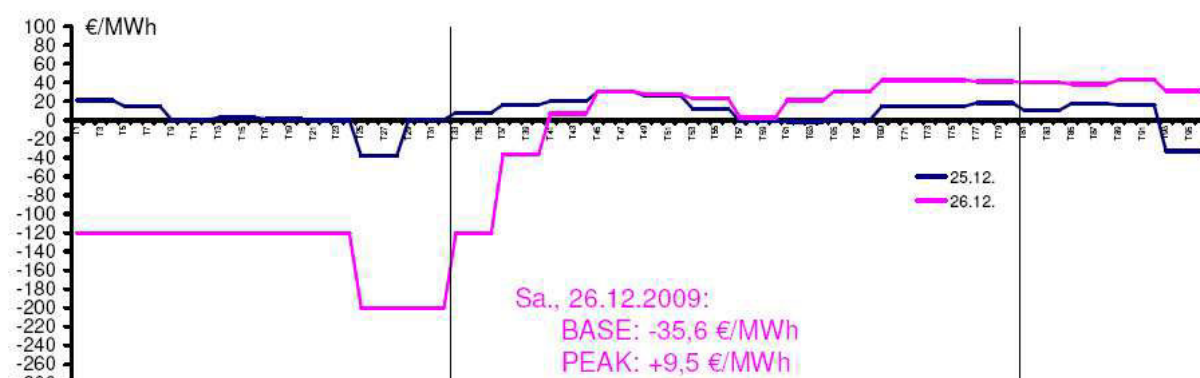


Abbildung 12: EEX- Spotpreise am 26.12.2009 (Kaschnitz, 2010, S.8)

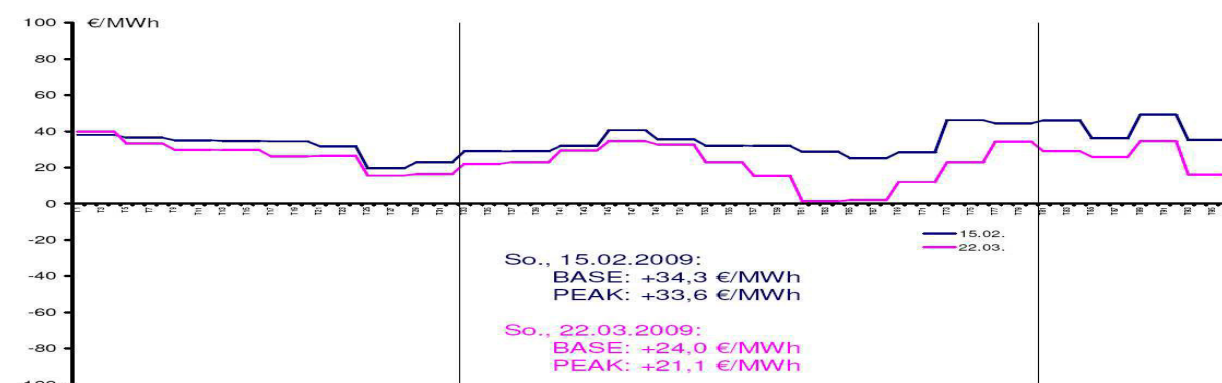


Abbildung 13: EEX- Spotpreise am 15.02. und 22.03.2009 (Kaschnitz, 2010, S.9)

Eine effiziente Stromspeicherung kann dazu beitragen, diese Extremsituationen zu verhindern. EV stellen dabei eine Möglichkeit der Stromspeicherung dar und sind zukünftig eine potenzielle Maßnahme zur Verhinderung solcher Preisanomalien. Die Nutzung der Fahrzeuge als lokal emissionsfreies Fortbewegungsmittel wird somit durch den Zusatznutzen einer effektiven Stromspeicherung ergänzt. Auch kann der Hauptsystemnutzen, das Autofahren, durch intelligente Nutzungen an den Strommärkten ökonomischer werden. Das V2G- System setzt allerdings voraus, dass das Fahrzeug während der Parkdauer ständig mittels intelligenten Kommunikationssystems mit dem Netz in Verbindung steht. Bei einem Überangebot von Strom im Netz können die V2G-EV somit angewiesen werden, die überschüssige Energie aufzunehmen und den Akku zu laden. Die zwischengespeicherte Energie kann wiederum netzstützend zur Glättung von Lastspitzen eingespeist werden (Reiner et al., 2009). Da die Speicher unabhängig vom Standort des Fahrzeuges zu einem virtuellen Speicher kombiniert werden können (Leonhard, et al., 2009), ergeben sich theoretisch die Möglichkeiten einer Teilnahme am Spot- oder Regellenergiemarkt. Akkus können je nach Bedarf aber auch verschiedene Aufgaben außerhalb der Netzstützung und Regelleistung wahrnehmen. Diese sind z.B. die Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen, ein autonomer Betrieb eines Teilnetzes im Störfall oder eine Vergleichmäßigung des Lastgangs (Haupt et al., 2009).

Zusätzlich zu den Energiespeichern ist das Vehicle to Grid System auch von anderen Komponenten wie Fahrzeug und Infrastruktur abhängig. Bei den Ladestationen existieren derzeit verschiedene Systeme zur Energiebereitstellung, zur Steckverbindung und zur Kommunikation. Energiebereitstellungssysteme sind beginnend bei einphasiger 230V-Wechselspannung mit 3,68kW Ladeleistung bis hin zu 400V Gleichspannung und 25kW Leistung vorhanden, wobei die Ladegeräte sowohl im Fahrzeug als auch in der Station eingebaut sein können. Das Ladekabel wird im Fahrzeug als CEE 230V, CEE 400V, Mennekes- oder Schukostecker mitgeführt. Letztere erfüllen zwar nicht die nötigen Sicherheitsbestimmungen, befinden sich aber noch im Einsatz. Auch bezüglich Kommunikation existieren mehrere Varianten (keine Kommunikation, drahtgebunden, GPRS). Die wichtigsten technischen Randbedingungen für den Leistungsteil der Ladestationen sind in der DIN IEC 61851-1 geregelt (Smole & Wolfsegger, 2009, S.26). Die Norm beschreibt drei Anschlussarten an das Stromnetz und vier Ladebetriebsarten (Bolzer & Schuster, 2010).

Auch das Stromnetz muss entsprechend vorbereitet werden, damit es den zusätzlichen Lasten bzw. der Energieflussumkehr standhält. So werden auf großen öffentlichen Parkplätzen Systeme erforderlich sein, die die einzelnen Stromlasten der Fahrzeuge bündeln. Dabei wird pro 50 Fahrzeuge ein Verteiltrafo samt Schaltanlage benötigt. Diese Verteiltrafos müssen über eine Mittelspannungsschaltanlage zusammengeschaltet werden. Bei mehreren tausend parkenden Fahrzeugen sind dafür größere Anlagen notwendig, die in Untergeschossen oder separaten Gebäuden aufgestellt werden müssten (Schröder, 2009). Dies ist nötig, da die Leistung der EV sehr groß sein kann: Wenn 10.000 Fahrzeuge gleichzeitig mit z.B. 20 kW am Netz hängen, entspricht dies einer Leistung von 200 MW - eine Leistung wie z.B. die des Pumpspeicherkraftwerks Innerfragant.

V2G-EV können nur effektiv als Stromspeicher fungieren, wenn sie mit dem Netz kommunizieren können und genau zu den benötigten Zeiten Strom aufnehmen bzw. abgeben können. Es gilt also, die V2G-EV in ein sogenanntes Smart Grid (intelligentes Stromnetz) zu integrieren. Dieses setzt sich aus den Komponenten intelligente

Stromzähler, Lösungen zur flexiblen Abrechnung, Energiemanagementsystem, Zustandsüberwachung der Stromnetze und/oder der Integration verschiedener dezentraler kleiner Energieerzeuger und –verbraucher zusammen (vgl. Abbildung 2-12) (Trage, 2009).

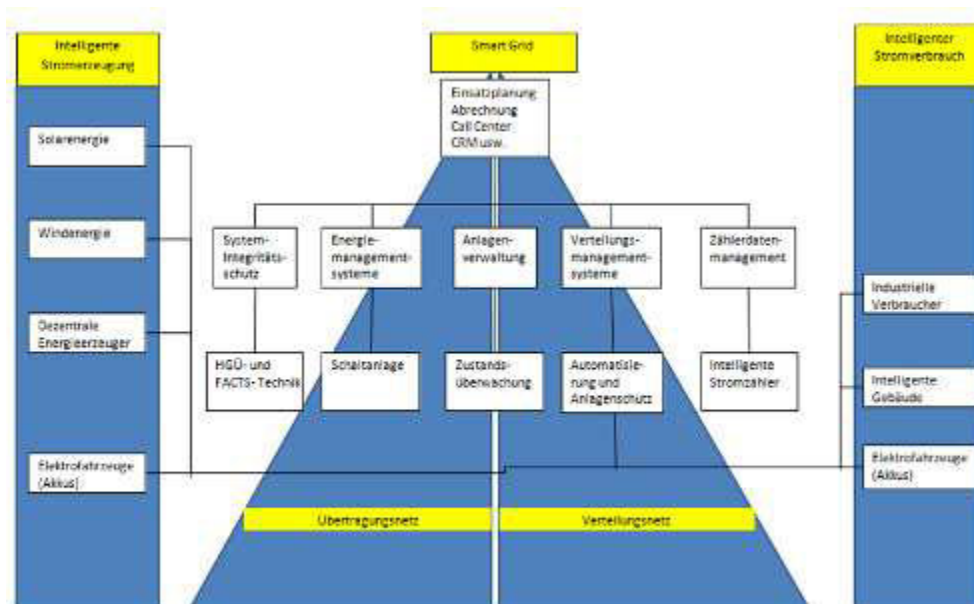


Abbildung 14: Smart Grid (eigene Darstellung nach Martini, 2009)

Smart Grids gelten zusammen mit erneuerbaren Energien und Speichersystemen als wichtigste Säule bei der Weiterentwicklung der Energieversorgungssysteme. So ist das Smart Metering zentrale Forderung der EU Richtlinie 2006/32/EG (EU Richtlinie 2006/32/EG, 2006), in der die Kommission Smart Grids als den Schlüssel ansieht, um Energiestrukturen stärker zu dezentralisieren, die Energieeffizienz zu steigern und den Endkunden einen interaktiven Zugang zum Strommarkt zu eröffnen. Intelligent wird das Stromnetz allerdings nur durch eine entsprechende Kommunikationsinfrastruktur, die die bidirektionale Übertragung von Verbrauchs- oder Steuerungsdaten in Echtzeit gestattet. Als eine Schlüsseltechnologie erweist sich hierzu die Breitband-Powerline-Technologie (BPL), die eine Breitband-Datenübertragung und Vernetzung über die vorhandenen Stromnetze selbst ermöglicht. Diese Technik nutzt das bestehende Stromnetz als Kommunikationsnetzwerk und bedarf somit keiner zusätzlichen Netze, Unterstützungsleistungen oder Genehmigungen. Aktuelle Studien gehen davon aus, dass in den nächsten drei Jahren bereits 60% der Unternehmen im Energiemarkt in Smart Metering investieren werden (Sabok Sir, 2010). Somit ist der Weg für einen Massenmarkt dieser Technologie geebnet und steht den EV zukünftig als Basis für die Nutzung der Akkus als Energiespeicher zur Verfügung.

Die obigen Ausführungen verdeutlichen die Aktualität aber auch den weiteren Forschungsbedarf dieses Themas. Eine Einführung des V2G-Systems ist demnach praktisch erst in einigen Jahren möglich, allerdings ist eine strategische Vorbereitung hin zu diesen Möglichkeiten sehr relevant, um das Energiesystem in der Zukunft erfolgreich zu gestalten.

3.3 Zusammenfassung der wichtigsten Parameter

In diesem Kapitel wichtige Parameter, die Ausgangspunkt der weiteren Berechnungen darstellen, vorgestellt.

Für die weiteren Annahmen wird von einem Li-Ion-Akku ausgegangen.

<u>Fahrzeugbatterie</u>	Li-Ion
Batteriekapazität	30 kWh
- Leistung - Energie	Leistungsbedarf PHEV: 30 kW, BEV: 40kW (Sauer 2007); Leistungsichte: Li Hochenergie:200-400W/kg, Li Hochleistung: 2000-4000 W/kg Energiebedarf PHEV: 5-8 kWh, BEV: 15-20kWh (Sauer 2007), Energiedichte: Hochenergie: 150-200 Wh/kg, Hochleistung:80-100 Wh/kg, zukünftig >1000Wh/kg
Lade- bzw. Entladedauer	Li: 150-1200s pro Zelle (Böcker 2007), max. Stromstärken Hochenergie: 3C (1Std./3), Hochleistung 20C.

• mögliche Fahrdistanz, Lebensdauer	Lebensdauer: Hochenergie: 5000 Zyklen (100%DOD), Hochleistung: 10^6 (3,3% Zyklentiefe) Private EV: in 10-15 Jahren ca. 1500 Vollzyklen, öffentliche EV: >1000 Vollzyklen
• Akkupreis	300-600 €/kWh, zukünftig: Hochenergie: 300€/kWh, Hochleistung 500 €/kWh (Lunz et.al 2009) + Packaging und Batteriemanagementsystem
<u>Antriebskonzept</u>	
• <u>Reichweite</u>	100-150km
• <u>Fahrleistung</u>	10.000 km/a
• <u>Akkus</u>	Li-Hochenergiezellen: 160 Wh/kg, 400 W/kg

Tabelle 8: Eingabedaten

3.4 Wirtschaftliche Bewertung der alternativen Antriebskonzepte

Die Analysen zeigen, dass die untersuchten alternativen Kraftstoffe und Antriebssysteme der Elektromobilität heute noch deutlich teurer als konventionelle Fahrzeuge sind. Damit die individuelle Elektromobilität wirtschaftlich wird, müssen die Kosten im Bereich eines Referenzfahrzeuges (Diesel-PKW) liegen. D. h. bei den Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) müssen die Brennstoffzellen-Systemkosten unter 100 Euro/kWhel und beim batterieelektrischen Fahrzeug die Batteriekosten unter 250 Euro/kWhel liegen. Weiterhin müssen technische Schlüsselziele erreicht werden, wie z. B. bei den FCEV eine Platinbelegung von ca. 10 g für 80 kWhel und eine Lebensdauer von mehr als 5.000 Stunden (heute ca. 1.700 bis 2.000 h).

Bei den PHEV muss die kalendarische Lebensdauer von heute ca. fünf bis sieben Jahren auf ca. zwölf Jahre gesteigert werden, da eine Ersatzinvestition in die Batterie vor Ende der PKW-Lebensdauer die Wirtschaftlichkeit deutlich negativ beeinflusst. Weiters sollte eine Energiespeicherdichte der Zelle von ca. 200 Wh/kg erreicht werden (heute um die 140 Wh/kg). Weitere Schlüsselziele bei den PHEV sind die Erreichung einer Zyklenfestigkeit bei Tiefentladung und eine geringere Degradation bei Schnellladung.

Zusätzlich müssen die Rahmenbedingungen zur Markteinführung stimmen. Dazu gehören ambitionierte Klimaschutzziele, ein hoher Rohölpreis (über 80 \$/Barrel) und Ziele zur Senkung lokaler Emissionen wie dem Verkehrslärm oder der Stickoxidbelastung.

Die Ausgestaltung von Subventionen in der Markteinführungsphase ist ebenfalls wichtig

für einen Erfolg der Elektromobilität.

Von den analysierten PKW befinden sich die reinen Batteriefahrzeuge (BEV) mit geringer Batteriekapazität (ca. 20 kWh) derzeit der Wirtschaftlichkeit am nächsten. Dahinter folgen Plug-in-Hybride (PHEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV). Allerdings sind die PKW-Segmente, die von den einzelnen Antriebssystemen abgedeckt werden können unterschiedlich, worauf später noch eingegangen wird.

4 Verkehrs- und Raumplanung

4.1 Einleitung

Das Kapitel 3 beschäftigt sich mit den Rahmenbedingungen der Verkehrs- und Raumplanung für ein Vehicle to Grid System (V2G). Dies beinhaltet einerseits die Untersuchung der Mobilität und ihrer Entwicklung in den nächsten zwanzig Jahren und ihre Anknüpfung an bestehende Raumplanungskonzepte. Der Raum Wien dient hierbei als Untersuchungsregion und stellt als Hauptstadt Österreichs mit hohem Verkehrsanteil den Referenzwert für die Untersuchungen dar. Folglich wurden Nutzergruppen, die für das V2G System besonders attraktiv wären, untersucht.

Als eine Nutzergruppe mit überdurchschnittlich hohem Potenzial für das V2G-System sind Niederösterreichische Wienpendler im motorisierten Individualverkehr mit der Zieldestination eines Garagenstellplatzes zu sehen. Diese Gruppe besteht aus einer großen Grundgesamtheit mit regelmäßigen Wegen, die innerhalb eines Radius von 50 km anzusiedeln sind. Wenn nachts am Wohnort (billig) aufgeladen wird, kann die tagsüber nicht verbrauchte Restenergie für das Einspeisen (teurer Strom) in das Netz bereitgestellt werden. Aus diesem Grund, und dank gutem Datenmaterial, wurden die Nutzer der Park & Ride Anlagen in Wien und Niederösterreich genauer untersucht und die Standzeiten sowie die potenziell einspeisbare Energie ermittelt. Grundlage waren Studien über Park & Ride Anlagen mit mehreren kennzeichengenaue Zählungen der stehenden PKW, beziehungsweise kennzeichengenaue Aufnahme von Ein- und Ausfahrten. Dadurch konnten die Stehzeiten der einzelnen PKW inklusive tägliche Fahrtweite (Herkunft mittels Autokennzeichen) aufbereitet werden. Des Weiteren werden die untersuchten Ergebnisse auf die gesamten Park & Ride Anlagen und die vorhandenen Garagen im Raum Wien hochgerechnet.

4.2 Darstellung des Mobilitätsverhaltens im Großraum Wien

Das Mobilitätsverhalten ist vielfältig und variiert örtlich und zeitlich. Um das Mobilitätsverhalten im Großraum Wien zu beschreiben, müssen zuerst die relevanten Einflussfaktoren und ihre zukünftige Entwicklung festgehalten werden. Das Mobilitätsverhalten ist grundsätzlich abhängig von:

- Geographische Zentralität (in Agglomeration oder entfernt in der Peripherie)
- Siedlungsstruktur (Siedlungsdichte)
- Mobilitätsangebot (z.B. Straßen, Parkplätze, öffentliche Verkehrsmittel)
- Personenprofil (Alter, Geschlecht, Beruf)
- Mobilitätskosten

Bevor auf das Mobilitätsverhalten eingegangen wird, werden die Geographie, die Siedlungsstruktur und die hochrangige Verkehrsinfrastruktur im Raum Wien kurz vorgestellt. Anschließend werden für die Elektromobilität wichtige Mobilitätskennzahlen erläutert. Die tageszeitliche Verteilung der Wege und Standzeiten, die für Vehicle to Grid eine besondere Rolle spielt, wird in diesem Kapitel besonders umfangreich dargestellt.

4.2.1 Siedlungsstruktur und Verkehrsinfrastruktur

Da das Mobilitätsverhalten sehr stark von der jeweiligen Siedlungs- und Verkehrsstruktur abhängt, ist vor der Erläuterung des Mobilitätsverhaltens eine kurze Beschreibung der Struktur für den Raum Wien im Vorfeld notwendig.

4.2.2 Siedlungsstruktur der Untersuchungsregion

Die Stadt Wien liegt im Zentrum des Untersuchungsgebiets. Mit 1,7 Millionen Einwohnern und einer Dichte von 4050EW/km² bildet sie das Zentrum der Agglomeration¹. Die kompakte Stadt wird in den nächsten 20 Jahren durch eine Suburbanisierung gen Außenbezirke (neue Siedlungen sowie Stadtentwicklungsgebiete) und Umlandgemeinden geprägt werden. Die tatsächliche Siedlungsgrenze liegt in vielen Bereichen bereits außerhalb der Stadtgrenze, vor allem stark ausgeprägt an der der Südsachs, entlang der Südautobahn, Südbahn und Badner Bahn. Mit bandstadtähnlicher Struktur beherbergt der Siedlungsraum im Süden von Wien eine Vielzahl an Pendlern. Andere typische Umlandgemeinden mit mäßiger Ausprägung befinden sich entlang weiterer relevanter Verkehrskorridore in alle Richtungen, wie in der folgenden Abbildung ersichtlich.

¹ Stadt Wien - Statistiken Website

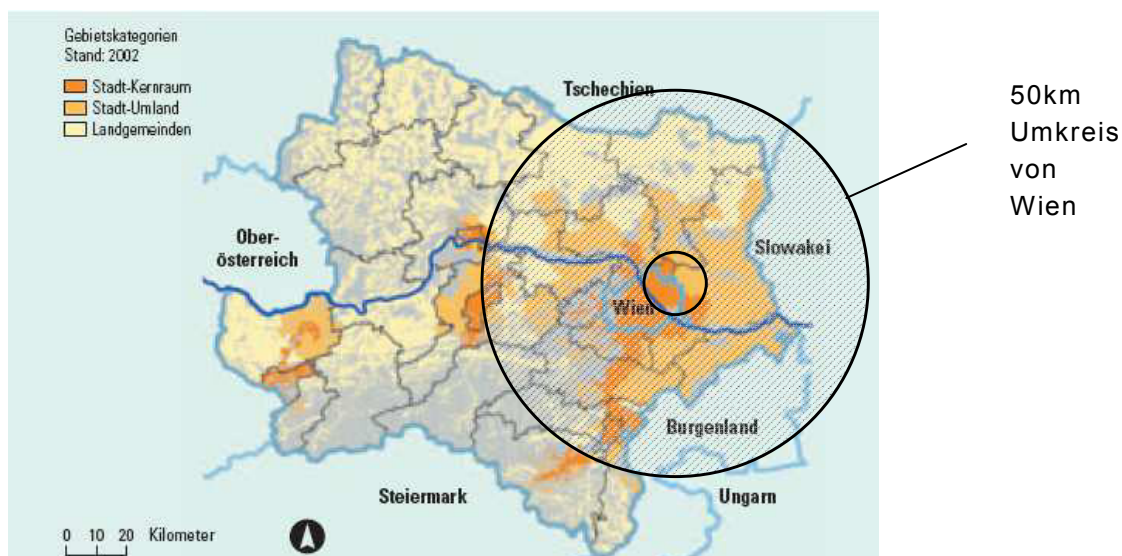


Abbildung 15: Gebietskategorien in Ostösterreich 2002 Statistik Austria

Relevant für die Untersuchungsregion sind zusätzlich zu Wien auch die regionalen Zentren wie Sankt Pölten, Krems, Tulln, Wiener Neustadt. Sie haben für die Regionen eine große Bedeutung, da sie auch Ausbildungs- und Arbeitspendler anziehen. Auch Gemeinden im Wiener Umland wie Schwechat und Vösendorf haben eine größere Bedeutung, da sie aufgrund großer Betriebe und Unternehmen eine für niederösterreichische Gemeinden überdurchschnittlich hohe Anzahl an Arbeitsplätzen bieten. Weiter entfernt von Wien und den regionalen Zentren befinden sich Gemeinden mit sehr peripherer Struktur, teilweise schlecht angeschlossen an das hochrangige Verkehrsnetz und mit starken Pendlerbeziehungen zu den Zentren.

Die dicht besiedelten Gemeinden befinden sich hauptsächlich entlang von Verkehrsinfrastrukturachsen, das sind die Südachse oder der Donauraum, wie in Abbildung 3-2 erkennbar.

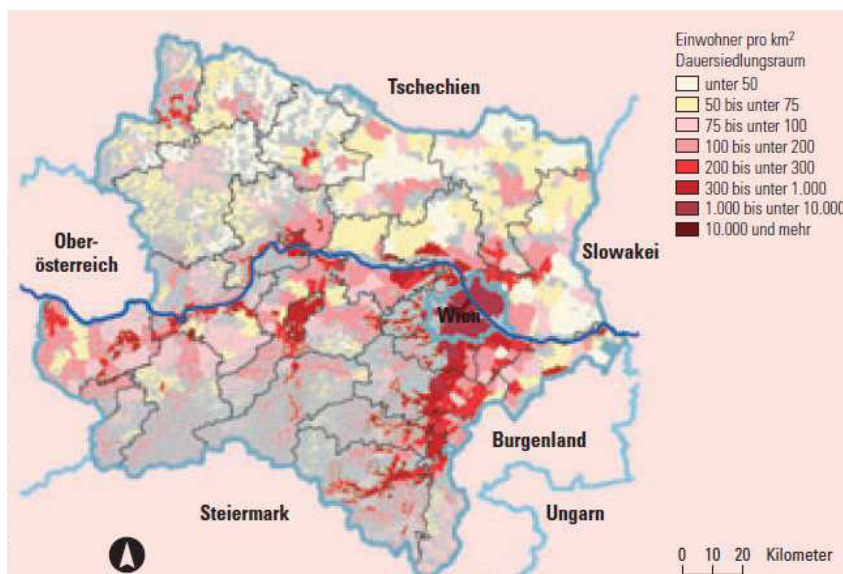


Abbildung 16: Bevölkerungsdichte in Niederösterreich (Einwohner pro km² im Dauersiedlungsraum | Amt der Niederösterreichischen Landesregierung Website

4.2.2.1 Hochrangige Verkehrsinfrastruktur im Untersuchungsgebiet

Für die Entwicklung des Siedlungsraums ist die Verkehrsinfrastruktur von Bedeutung. Die Hauptverbindungen von Wien im hochrangigen Straßenverkehr sind die Westautobahn (A1), Südautobahn (A2), Südostautobahn (A3), Ostautobahn (A4), Nordautobahn (A5), Wiener Außenringautobahn (A21), Donauuferautobahn (A22) und S 22 erstrecken sich entlang der Siedlungsachsen, bzw. wird aufgrund der guten Erreichbarkeit von Wien der Bevölkerung in diesen Kordonen wachsen. Die wichtigsten Straßenachsen sind in der unteren Abbildung erkennbar.

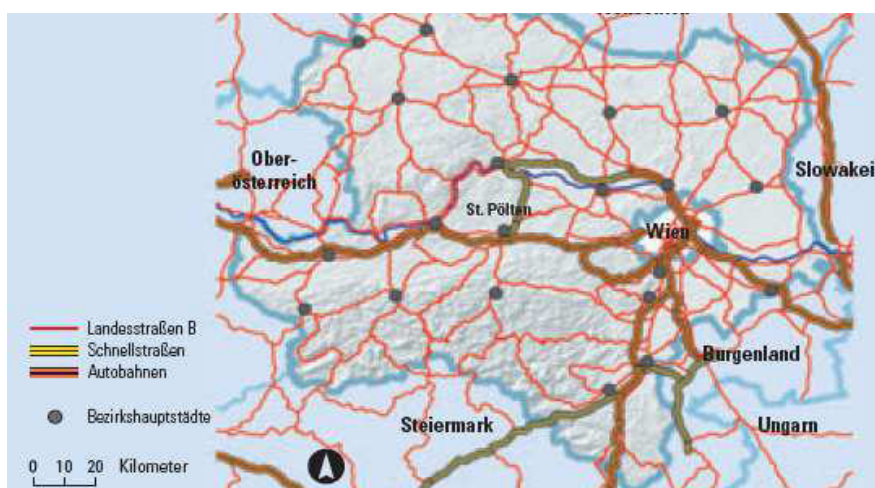


Abbildung 17: Hochrangiges Straßennetz 2002 in der Ostregion | Amt der Niederösterreichischen Landesregierung Website

Das Öffentliche Verkehrsnetz ist in Wien gut ausgebaut und richtet sich in Niederösterreich nach den Siedlungsachsen. Die Schnellbahn und die Regionalzüge sind die wichtigsten öffentlichen Verkehrsmittel für Regionalverbindungen. Busverbindungen erweitern das Angebot.

4.2.3 Mobilitätskennzahlen

Die folgende Tabelle beinhaltet die wichtigsten Mobilitätskennzahlen aufgeschlüsselt nach den Bundesländern Wien und Niederösterreich.

Mobilitätskennzahlen	Wien	Niederösterreich
Bevölkerung (2008) ^A	1.680.170	1.601.183
Anzahl der zugelassenen PKW (31.08.2008) ^A	657.192	931.298
Motorisierungsgrad (PKW pro 1000 Einwohner) ^C	391	582
Durchschnittliche Weglängen in Kilometer ^B (Wien 1995, Niederösterreich 2003)	7,5	15
Durchschnittliche Wegedauer in Minuten ^B (Wien 1995, Niederösterreich 2003)	26	25
Anzahl der täglichen Wege ^B (Wien 1995, Niederösterreich 2003)	3,2	3,4
Anteil der Haushalte mit PKW ^B	59%	94%
Verkehrsleistung (Fahrzeugkilometer gesamt im Jahr 2005) ^B	6,2 Mrd.	15,1 Mrd.

Tabelle 9: Wichtigste Mobilitätskennzahlen für Wien und Niederösterreich | Quellen: A: Statistik Austria - Bevölkerungsstatistik, B: BMVIT, Verkehr in Zahlen, Seite 85 ff., C: Eigene Berechnungen

Für die Elektromobilität sind vor allem die Wegelänge und Tageswegelängen von Relevanz, sowie der Wegezweck und wann diese Wege unternommen werden bzw. wann Fahrzeuge „stehen“ und nicht fahren. Im Folgenden werden diese Kennzahlen detaillierter dargestellt.

4.2.3.1 Weglängen

Die Weglängen geben Auskunft über die Kilometer, die je Weg zurückgelegt werden. Für das Vehicle to Grid System ist weniger die durchschnittliche Länger der Wege interessant, viel mehr die Tageswegweiten. Der Indikator der Tagesweglängen gibt Auskunft über die Anzahl der Kilometer, die je Person pro Tag zurückgelegt werden. Die folgende Abbildung zeigt die Unterschiede je Bundesland und Geschlecht.

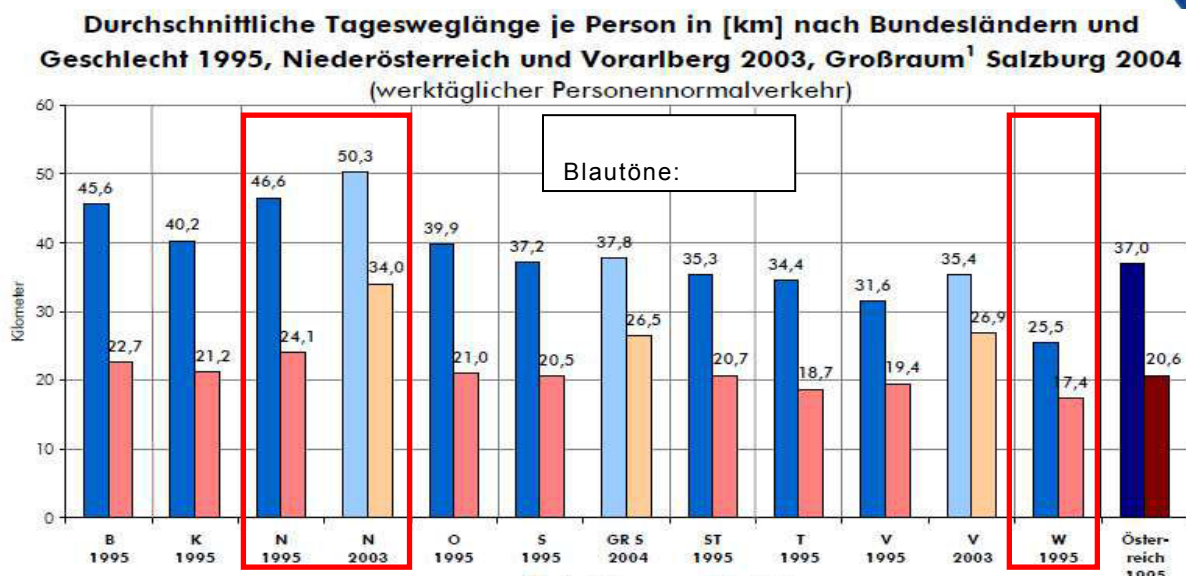


Abbildung 18: Tagesweglängen in Österreichischen Bundesländern (Werktag), unterschieden nach Geschlecht I (Herry et al., 2006, S. 104)

Einerseits ist zu erkennen, dass die Tageswegweite (im Vergleich von 1995 zu 2003) gestiegen ist, und, abhängig von der Siedlungsstruktur und Zentralität, im dicht besiedelten Wien geringer ist als in Niederösterreich. Ein Unterschied von männlichen und weiblichen Profilen ist gegeben, es zeichnet sich aber eine Schließung der Schere ab.

Die Tagesweglänge ist auch abhängig vom Wegezweck, wie in der folgenden Abbildung ersichtlich.

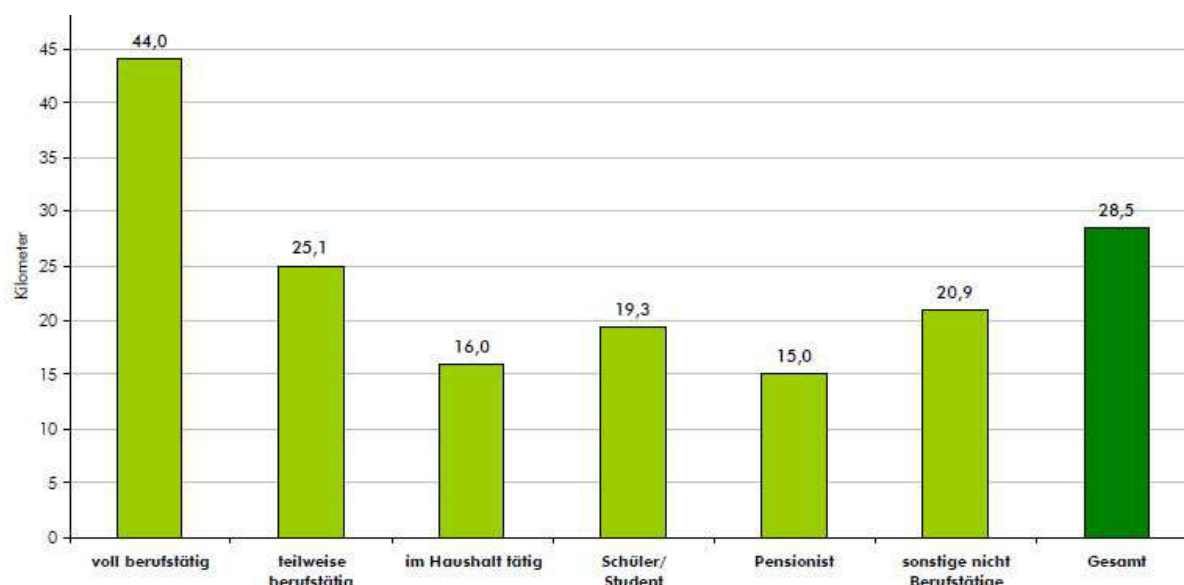


Abbildung 19: Tagesweglängen in Österreich je nach Berufs- und Erwerbstätigkeit I (Herry et al., 2006, S.104)

4.2.3.2 Wegezweck

Der größte Anteil der Wege dient der Erreichung des Arbeitsplatzes (23%), wie in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Diese Wege werden durch eine Regelmäßigkeit charakterisiert und ihre (Wege?) Länge? sind daher am genauesten festzustellen. Fast genauso groß ist der Anteil an Freizeitwegen (21%). Einkaufswege haben einen ebenfalls nicht zu vernachlässigen Anteil von 17% der gesamten Wege, noch vor den Ausbildungswegen (12%).

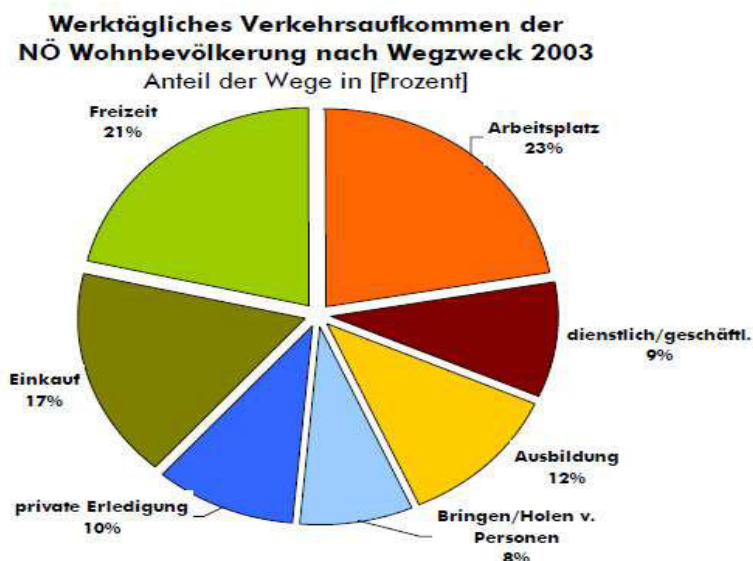


Abbildung 20: Verkehrsaufkommen nach Wegzweck in Niederösterreich 2003 | Mobilität in Niederösterreich Seite 34

4.2.3.3 Wegeketten in der Mobilität

Die Wegeketten geben Auskunft über die Verkettung von Wegen von verschiedenen Aktivitätsstandorten. Die Wegekette Wohnen- Arbeit/Ausbildung- Wohnen sind die häufigsten. Oft werden Aktivitätsstandorte wie Arbeit auch mit Erledigungen oder Freizeit verbunden, wie in der Abbildung unten erkenntlich ist.

Die 10 häufigsten Tageswegekettensmuster in Wien, im Wiener Umland 1995 und in der Stadt Salzburg 2004
(werktäglicher Personennormalverkehr) in [Prozent]

Wien 1995		Wien Umland 1995		Stadt Salzburg 2004	
Wegekette	Anteil in %	Wegekette	Anteil in %	Wegekette	Anteil in %
W-A-W	18,9%	W-A-W	20,6%	W-A-W	16,2%
W-S-W	9,5%	W-S-W	13,5%	W-S-W	8,2%
W-E-W	8,1%	W-E-W	11,5%	W-E-W	7,8%
W-F-W	4,0%	W-F-W	4,5%	W-F-W	2,8%
W-A-W-F-W	3,0%	W-S-W-F-W	3,1%	W-S-W-F-W	2,0%
W-S-W-F-W	2,6%	W-A-W-F-W	2,7%	W-A-W-F-W	1,7%
W-A-E-W	2,6%	W-E-W-F-W	2,5%	W-E-W-F-W	1,8%
W-E-W-F-W	1,8%	W-A-W-E-W	2,2%	W-A-W-E-W	1,6%
W-A-F-W	1,6%	W-E-E-W	1,9%	W-A-E-W	1,2%
W-E-W-E-W	1,3%	W-A-W-A-W	1,6%	W-F	1,1%
Summe	53,4%	Summe	64,1%	Summe	44,4%

W... Wohnen; A ... Arbeit/dienstlich; S ... Schule/Ausbildung; E ... Einkauf/private Erledigung;
F ... Freizeit/Besuche

HERRY 2006

Quelle: HERRY, Stadt Wien MA18; Datengrundlage: BMWV - Bundesverkehrswegeplan; HERRY Consult, Mobilitätsanalyse 2004 der Stadt Salzburg und Umgebung. Im Auftrag des Magistrates der Stadt Salzburg, der Landesregierung Salzburg, der Landkreise Berchtesgadener Land und Traunstein

Abbildung 21: Tageswegekettensmuster I Herry 2006 aus BMVIT Verkehr in Zahlen 2007, Seite 106

In Niederösterreich führen die meisten Wege vom Ort des Wohnens zum Ort des Arbeitens, wie in der unteren Abbildung erkennbar. Dominant sind auch die Wegezwecke Ausbildung, Erledigung, Freizeit und Einkauf, alle ausgehend oder mit dem Ziel des Wohnorts. In Relation dazu sind die Verflechtungen zwischen den anderen Aktivitäten relativ schwach ausgeprägt (zum Beispiel Ort des Arbeitens, Ort des Einkaufs).

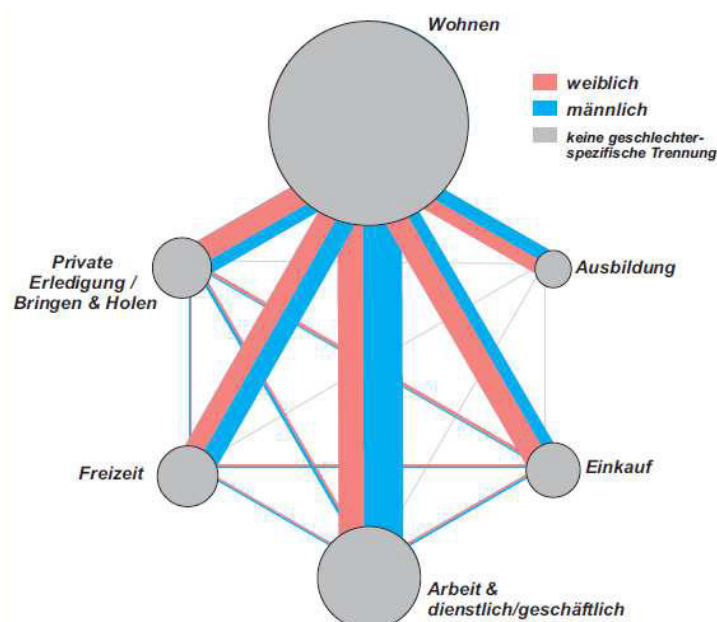


Abbildung 22: Verkehrliche Verflechtung der Aktivitäten der NÖ Wohnbevölkerung 2003 I Mobilität in NÖ – Mobilitätsbefragung 2003, Seite 36

4.2.3.4 Tagesganglinien von Fahrzeiten

Für das Vehicle to Grid System, bei dem die mögliche Energieeinspeisung pro Tageszeit von Relevanz ist, sind vor allem die Fahrzeiten und Stehzeiten potenzieller Nutzergruppen zu untersuchen.

In der folgenden Abbildung ist die Anzahl von Wegebeginnzeiten je nach Wegzweck dargestellt. In Summe erkennt man eine generelle Spitze in der Früh um 7 Uhr, wie auch etwas abgeschwächt am Nachmittag zwischen 16 und 17 Uhr. Während in der Früh vor allem die Wege zu Arbeitsplatz und Ausbildungsstätte dominant sind, steigen am Nachmittag die Anteile an Einkaufs- und Freizeitwegen.

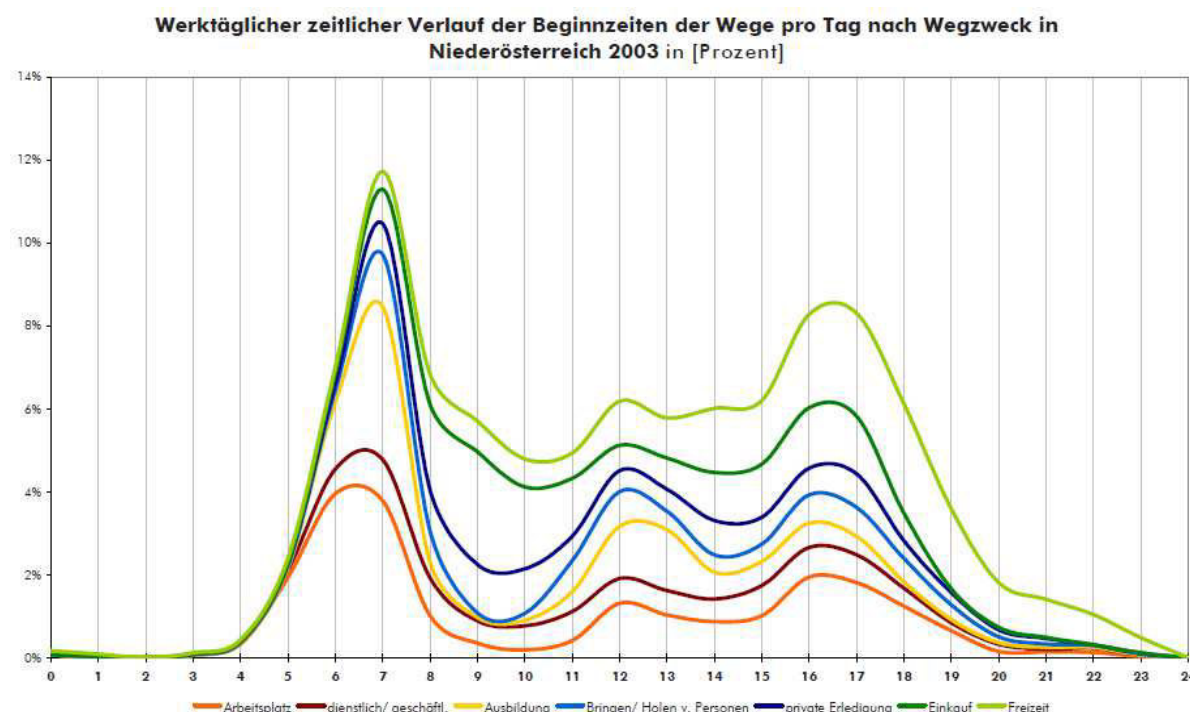


Abbildung 23: Tagesganglinie Niederösterreich 2003 | Mobilität in NÖ – Mobilitätsbefragung 2008, Seite 43

An Sonntagen ist die Tagesganglinie der Beginnzeiten der Wege für einige Stunden nach hinten verschoben und die Spitzen haben eine geringere Ausprägung, wie in der Abbildung 3-11 erkenntlich.

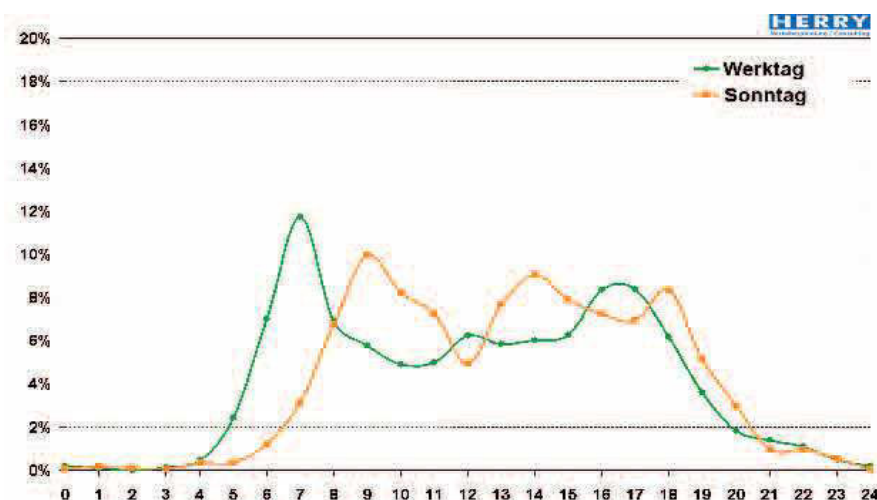


Abbildung 24: Tagesganglinie in Niederösterreich werktags, sonntags | Mobilität in NÖ – Mobilitätsbefragung 2003, Seite 43

4.2.4 Tagesganglinien

4.2.4.1 Tagesgang von tankenden PKWs an Tankstellen

Die Tagesganglinie von tankenden PKWs an Tankstellen im Raum Wien hat sich aufgrund rechtlicher Veränderungen in den letzten Jahren geändert. Seit Juli 2009 ist die Spritpreisverordnung in Kraft, die das Anheben der Preise untertags untersagt. Im Gegensatz dazu dürfen Preise gesenkt werden.² Es wurde festgestellt, dass in der Hoffnung auf niedrigeren Preise die Kunden zunehmen spät nachmittags und abends tanken. Der Tagesgang der Tankvorgänge – die Zeit an denen Tankvorgänge durchgeführt werden – hängt stark vom Standort ab. Entlang von Autobahnen gibt es eher eine Gleichverteilung der Tankvorgänge nach Tageszeit. Mehr Unterschiede nach Tageszeit gibt es an Pendlerstrecken, wie zum Beispiel im Wiener Umland.³ Eine Untersuchung von einigen Tankstellen im Wiener Umland führte zu einem Tagesgang, der in der folgenden Graphik dargestellt ist.

² ATG 10 2009 Seite 20

³ Anonym bleibender Mineralölkonzern

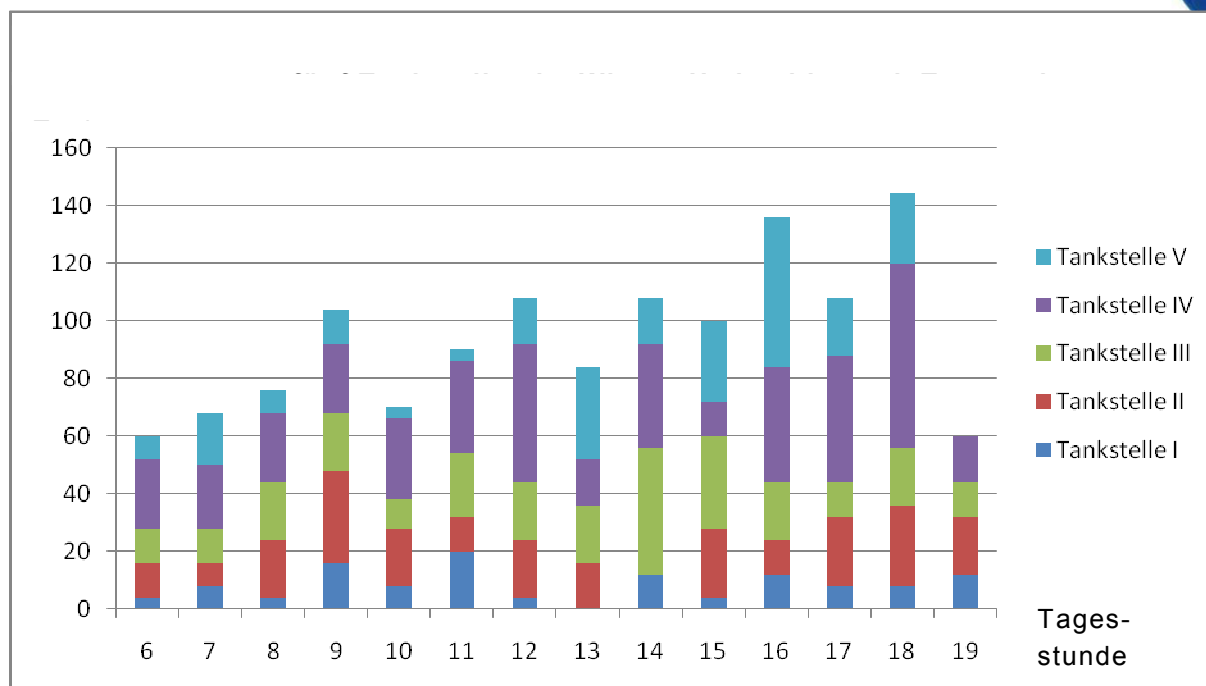


Abbildung 25: Tagesgang von Tankvorgängen I Anonymer Mineralölkonzern

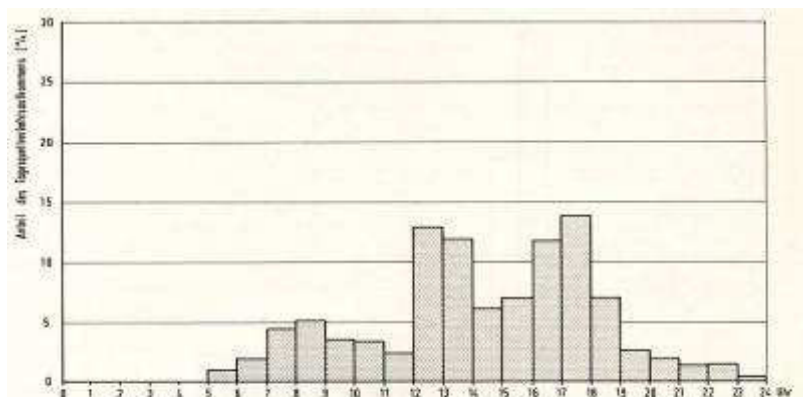
Das Diagramm zeigt, dass die meisten Tankvorgänge in den Abendstunden vor 19 Uhr geschehen. Stunden mit weniger Tankvorgängen sind bei geringerem Verkehrsaufkommen festzustellen.

Grundsätzlich besteht eine hohe Elastizität der Tageszeit Tankvorgänge im Bezug auf den Preis, wie auch die Einführung der Spritpreisverordnung gezeigt hat.⁴ Grundsätzlich kann die Uhrzeit der Tankvorgänge sehr leicht durch preisliche Veränderungen beeinflusst werden. Diese Tatsache spricht auch für das V2G Konzept, bei denen zu den Spitzenlasten im Energieverbrauch, finanziell attraktiv, von Kunden teurer Strom eingespeist werden kann.

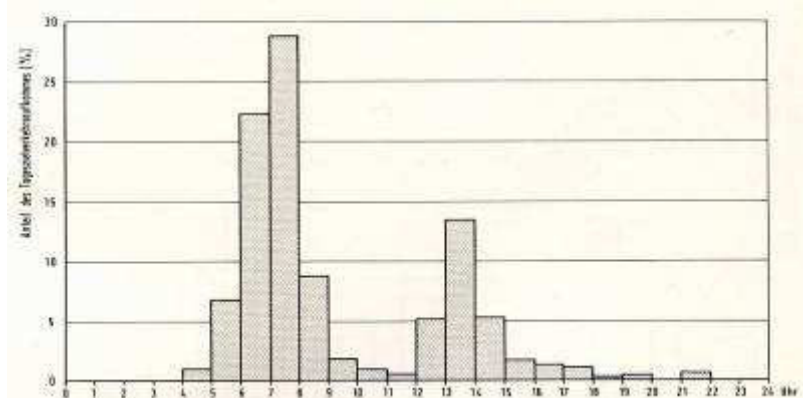
4.2.4.2 Theoretische Tagesganglinien von Stehzeiten

Wichtiger als die Tageszeit, an der die meisten Wege durchgeführt werden, ist die Tageszeit an der die Fahrzeuge potenzieller Elektromobilitätsnutzer „stehen“ und angesteckt sind und in das Netz einspeisen können. Die Stehzeiten sind abhängig vom Wegezweck. Stehzeiten bei Wohnorten finden vorwiegend zu anderen Tageszeiten statt als bei Orten die zur Arbeit oder wegen Einkaufsmöglichkeiten angefahren werden. Die theoretischen Tagesganglinien von parkenden Fahrzeugen in einigen Garagenanlagen, unterschieden nach Nutzzwecken, werden in den nächsten Abbildungen dargestellt.

⁴ Anonym bleibender Mineralölkonzern

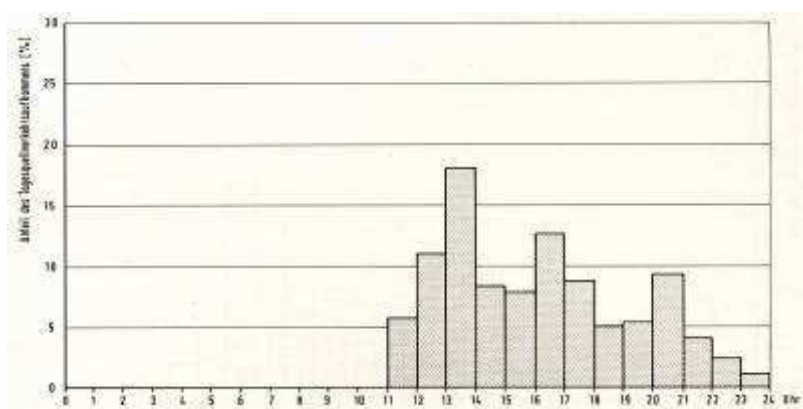


Normierte
 Tagesganglinie des
 Quellverkehrs für die
 Nachfragegruppe
 Berufsverkehr



Normierte
 Tagesganglinie des
 Zielverkehrs für die
 Nachfragegruppe
 Berufsverkehr

Abbildung 26: Quell- und Zielverkehr von Parkgaragen nach Tageszeit für potenzielle
 Einspeisestationen der Benutzergruppen Berufsverkehr I EAR 91 Ruhender
 Verkehr, Seite 48 ff.



Normierte
 Tagesganglinie des
 Quellverkehrs für die
 Nachfragegruppe
 Ausbildungsverkehr

Normierte
 Tagesganglinie des
 Zielverkehrs für die
 Nachfragegruppe
 Ausbildungsverkehr

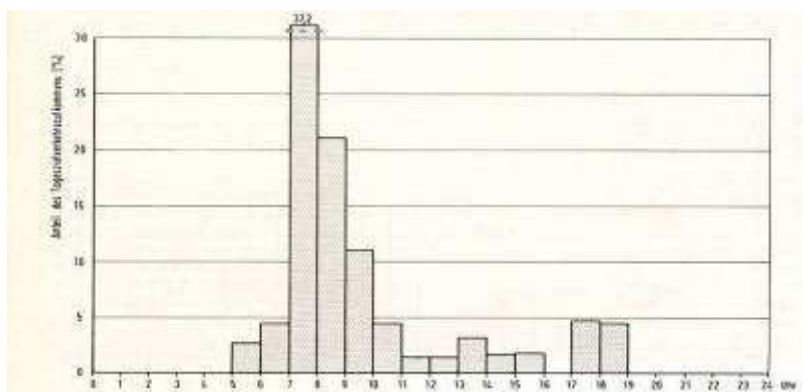
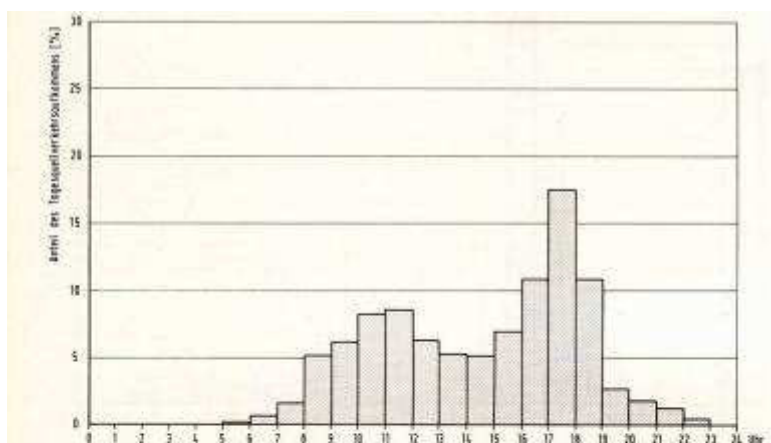
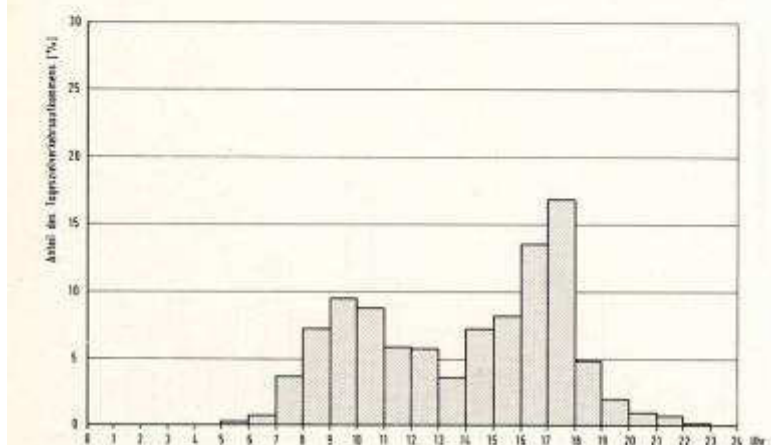


Abbildung 27: Quell- und Zielverkehr von Parkgaragen nach Tageszeit für potenzielle Einspeisestationen der Benutzergruppen Ausbildungsverkehr I EAR 91 Ruhender Verkehr, Seite 48 ff.



Normierte Tagesganglinie
des Quellverkehrs für die
Nachfragegruppe
Einkaufs- und
Besorgungsverkehr

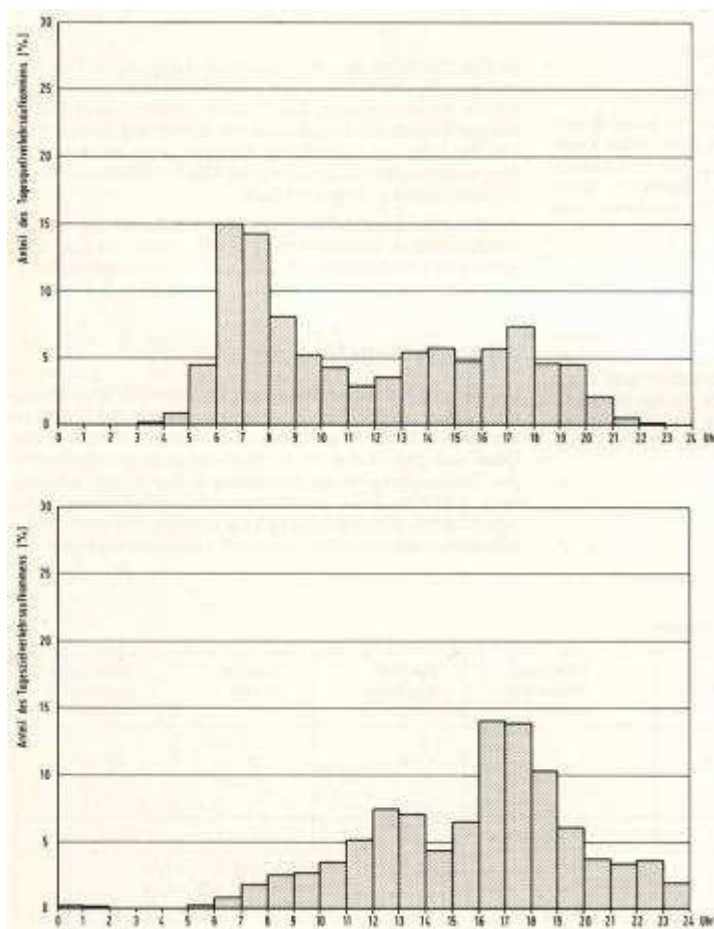


Normierte Tagesganglinie
des Zielverkehrs für die
Nachfragegruppe
Einkaufs- und
Besorgungsverkehr

Abbildung 28: Quell- und Zielverkehr von Parkgaragen nach Tageszeit für potenzielle Einspeisestationen der Benutzergruppen Einkaufs- und Besorgungsverkehr I EAR 91 Ruhender Verkehr, Seite 48 ff.

Während für die in den oben abgebildeten Garagen in das Netz eingespeist werden kann, werden in den unten abgebildeten Teil Quell- und Zielverkehr der

Nachfragegruppe Bewohner dargestellt. Die Fahrzeuge stehen fast zur Gänze in der Nacht angesteckt vor Ort, und Elektroautos können in dieser Zeit mit billigem Strom aufgeladen werden.



Normierte Tagesganglinie
des Quellverkehrs für die
Nachfragegruppe
Bewohner

Normierte Tagesganglinie
des Zielverkehrs für die
Nachfragegruppe
Bewohner

Abbildung 29: Quell- und Zielverkehr von Parkgaragen nach Tageszeit für die Benutzergruppe Bewohner | EAR 91 Ruhender Verkehr, Seite 48 ff.

4.2.4.3 Tatsächliche Stehzeiten von ausgewählten Garagen

Die Studie „Die Verkehrserzeugung von Wohn- und Bürogaragen“⁵ hat die Einfahrts- und Ausfahrtszeiten der EAR 91 und von sechs Garagen mit Wohnnutzung und vier Garagen mit Büronutzung in Wien untersucht. In den folgenden Abbildungen ist zu erkennen, dass die Einfahrts- und Ausfahrtszeiten sich nur vernachlässigbar unterscheiden.

⁵ Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien)

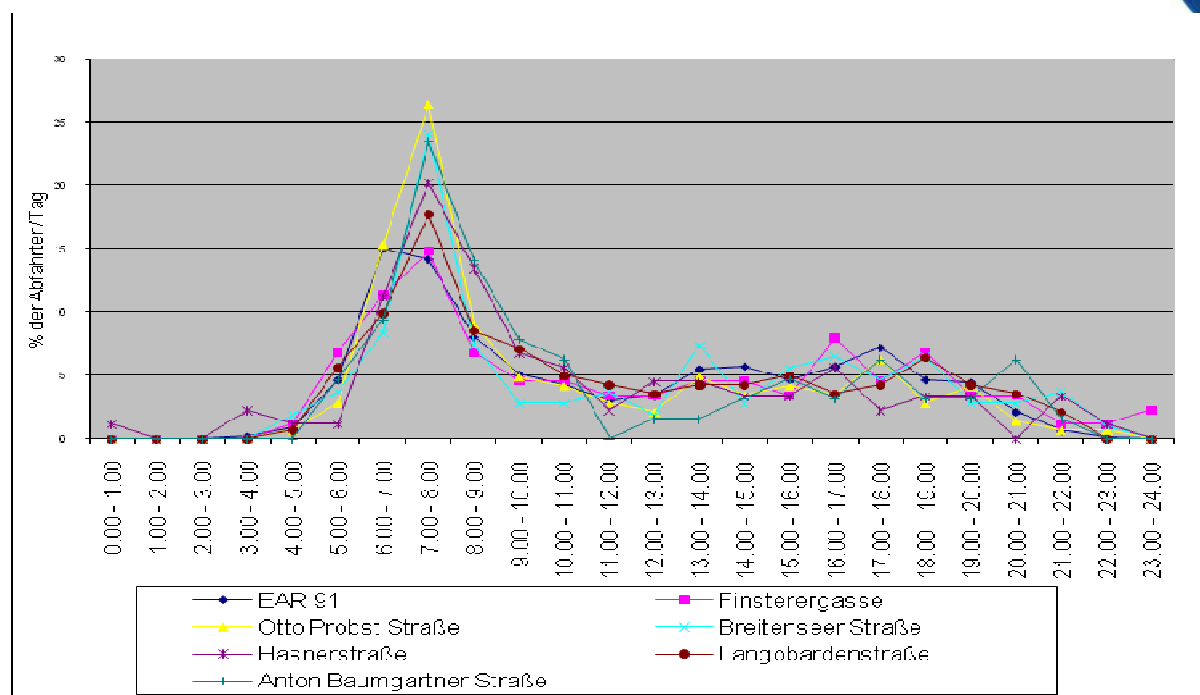


Abbildung 30: Quellverkehr je Tageszeit von sieben ausgewählten Wiener Garagen mit Wohnnutzung | Mazza, Angelo 2002 in Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien) Seite 15

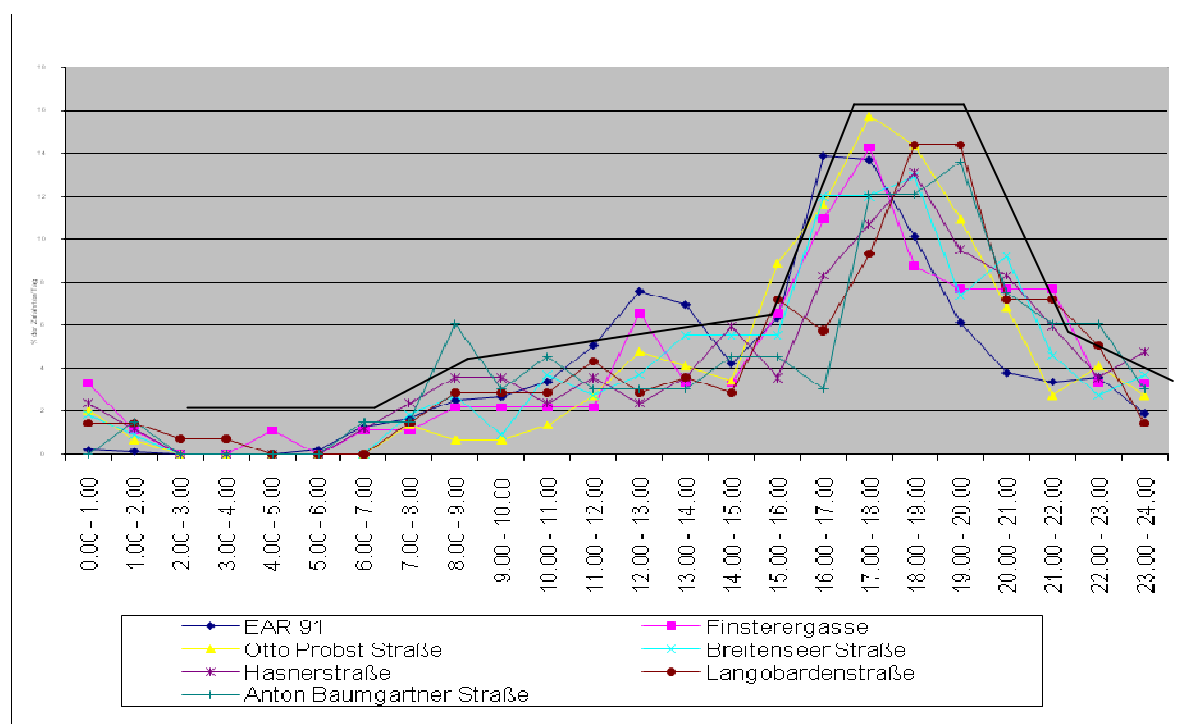


Abbildung 31: Zielverkehr je Tageszeit von sieben ausgewählten Wiener Garagen mit Wohnnutzung | Mazza, Angelo 2002 in Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien) Seite 14

Bei den Garagen mit Wohnnutzung ist eindeutig erkennbar, dass der Großteil der Nutzer die Garagen zwischen 6 und 9 Uhr früh verlässt und zwischen 16 und 21 Uhr wieder in

die Garage hinein fährt. Die folgenden Abbildungen zeigen die Ein- und Ausfahrten von Garagen mit Büronutzung.

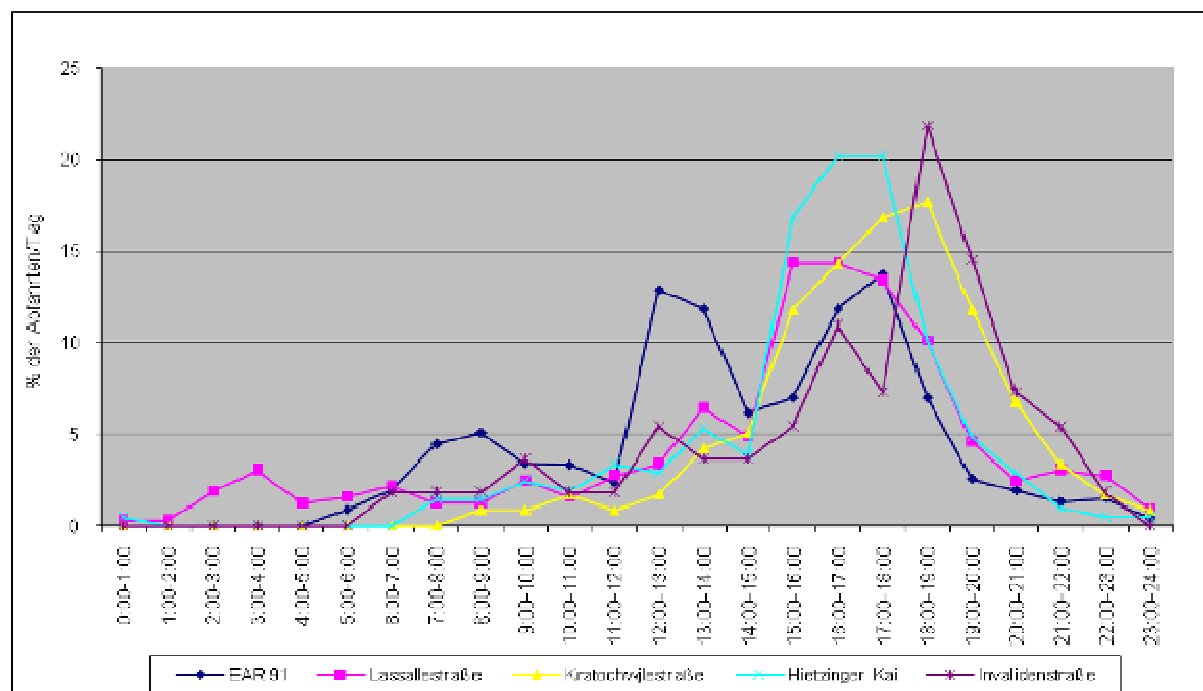


Abbildung 32 Quellverkehr je Tageszeit von sieben ausgewählten Wiener Garagen mit Büronutzung | Mazza, Angelo 2002 aus Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien) Seite 19

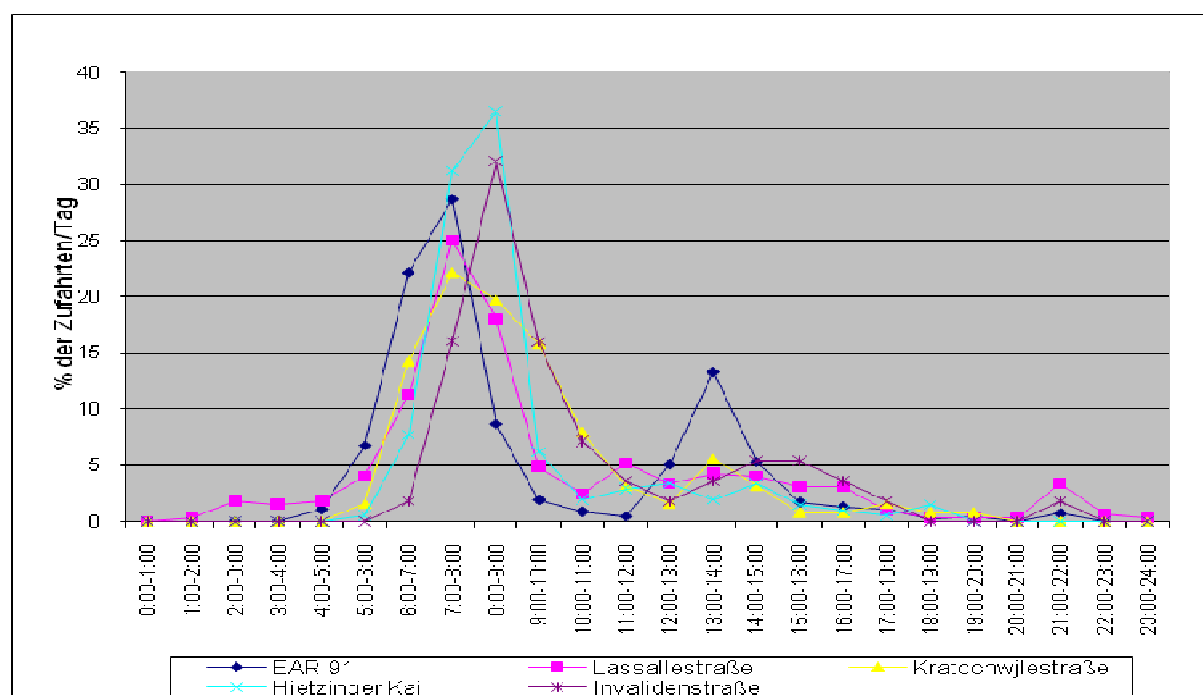


Abbildung 33: Zielverkehr je Tageszeit von sieben ausgewählten Wiener Garagen mit Büronutzung | Mazza, Angelo 2002 aus Verkehrs- und Umwelttechnische Richtlinien für Garagenprojekte 2008 MA 18 (Stadt Wien) Seite 18

Die Garagen bei Büronutzung zeigen ein ähnliches, aber im Vergleich zu den Wohnnutzungen ein spiegelverkehrtes Bild. Zwischen 6 und 9 Uhr fahren die meisten PKW in die Garage hinein und zwischen 15 und 20 Uhr wieder hinaus. Am Nachmittag streut sich die Zeit der Ausfahrten stärker. Die von der EAR 91 angegebene Spitze in den frühen Nachmittagsstunden ist in den untersuchten Garagen viel schwächer ausgeprägt.

4.2.4.4 Tatsächliche Stehzeiten in Park & Ride Anlagen

Die theoretischen Grundlagen werden erweitert durch tatsächliche Felderhebungen, d.h. Zählungen von Tagesganglinien von speziellen Garagen. Teilergebnis der Park & Ride Anlagen ist die Herkunft der abgestellten KFZ je nach Tageszeit für sechs Wiener Park & Ride Anlagen. Die Bestimmung der Herkunft unterliegt der Annahme, dass ein PKW aus dem Bezirk stammt, in dem er zugelassen ist. In der folgenden Abbildung ist beispielhaft die Park & Ride Anlage Erdberg zu sehen - die Teil der Studie ist - in der in sechs Park & Ride Anlagen zu sechs verschiedenen Zeiten die abgestellten KFZ mit dem Autokennzeichen aufgenommen worden sind.

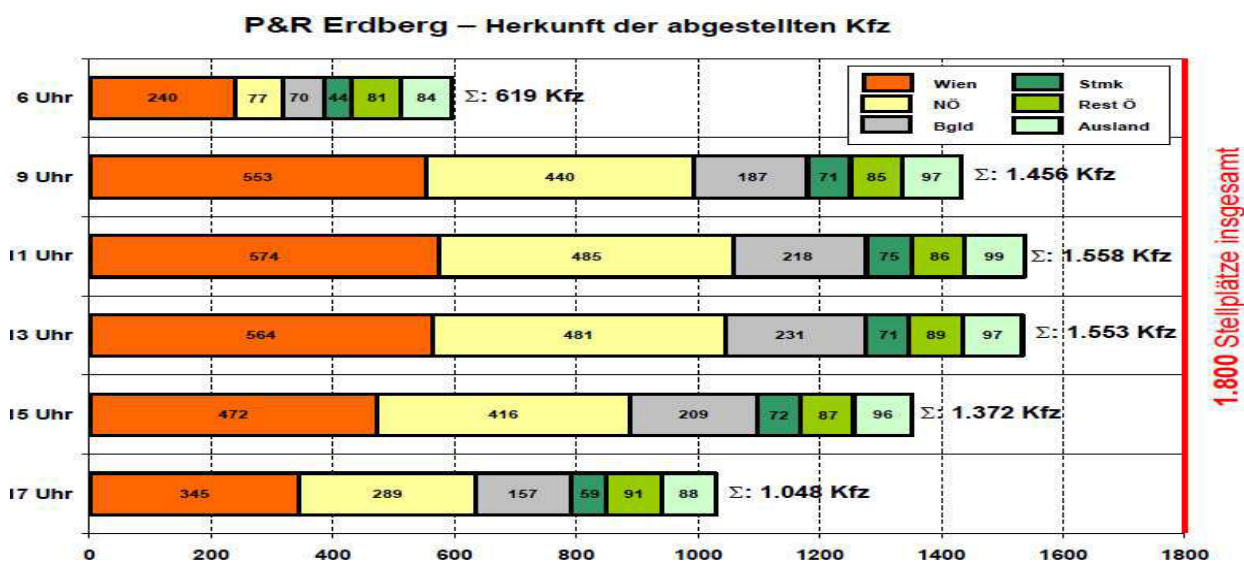


Abbildung 34: Aufenthalt und Herkunft der abgestellten Kfz am Beispiel der Park & Ride Anlage Erdberg | Christian Rittler, Park & Ride- Garagen in Wien, Seite 6

Für Niederösterreich wurden Daten von den Park & Ride Anlagen in Baden und Krems zusammengestellt. Die Anzahl der Einfahrten und Ausfahrten je Tageszeit wurden elektronisch erfasst, eine Anlage die zur Erfassung erstmals getestet worden ist. Davor hat es an den kostenlosen Stellplätzen keine Schranken gegeben.

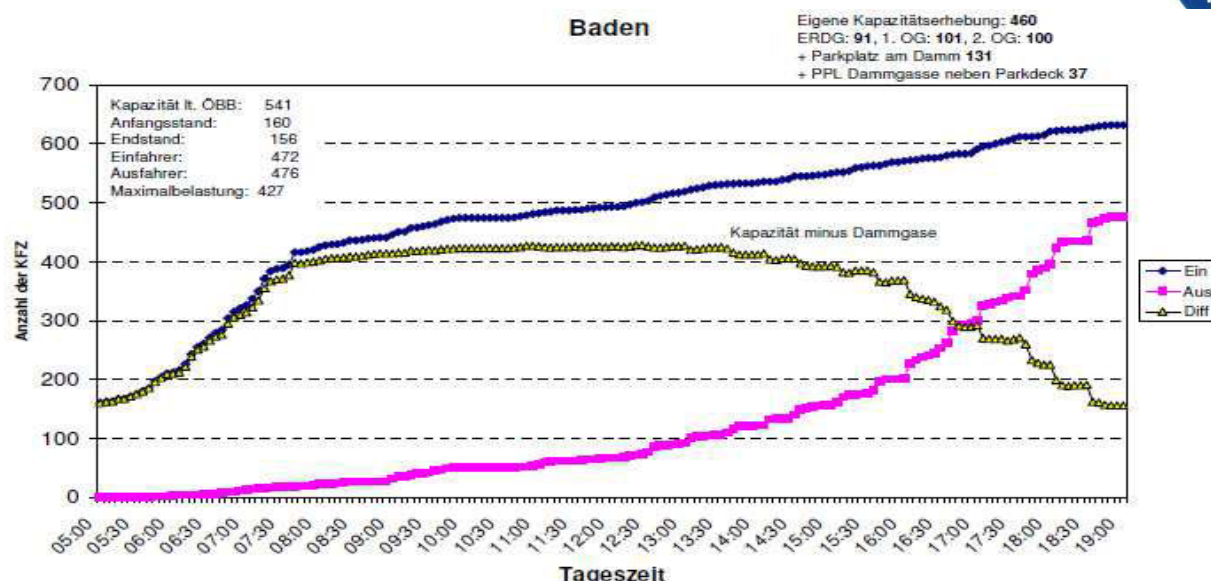


Abbildung 35: Ein- und Ausfahrten in der Park & Ride Anlage Baden | Andreas Fohringer
I2-ÖPNV 2008, Seite 109

Nach Bearbeitung der Daten sind für sechs Wiener und zwei Niederösterreichische Park & Ride Anlagen Information über die Stehzeiten der einzelnen KFZ und ihrer Herkunft vorhanden.

4.2.4.5 Abstelldauer nach Wegezweck

Die Abstelldauer von PKW ist abhängig vom Wegezweck. Im Folgenden werden Schätzungen der Abstelldauer und der möglichen Abstellorte von den wichtigsten Wegezwecken aufgeführt:

- Am Wohnort können sich Stellplätze am eigenen Grundstück, in öffentlichen oder privaten Garagen oder im Straßenraum befinden. Die durchschnittliche Abstelldauer – ausgegangen wird von täglichen Nutzer des PKWs - liegt im Schnitt bei 10-15 Stunden, abends und nachts. Am Arbeitsort befinden sich Stellplätze entweder an Betriebsparkplätzen, öffentlichen oder privaten Garagen oder im Straßenraum. Die PKW stehen im Schnitt 8-10 Stunden untertags.
- In Park & Ride Anlagen stehen die PKW zum Großteil untertags von morgens bis spät nachmittags – wie in Kapitel 4.5.1 noch genauer untersucht und ausgeführt – abhängig vom Standort. Während in Wien die durchschnittliche Stehzeit bei 8 - 10 Stunden⁶ liegt, liegt sie in Niederösterreich etwas höher, im Schnitt bei 10 – 12 Stunden⁷, da nach Abstellen des Fahrzeugs eine meist längerer Strecke bis zum Ziel zurückgelegt werden muss.
- Bei Stellplätzen mit größeren Einkaufsmöglichkeiten (Einkaufszentren, Fachmarktzentren), die sich in privaten Parkplätzen und Stellplätzen oder im

⁶ Schätzung auf Grundlage von Christian Rittler, Park & Ride- Garagen in Wien

⁷ Schätzung auf Grundlage von Andreas Fohringer I2-ÖPNV 2008

öffentlichen Raum befinden, liegt die durchschnittliche Stehzeit von PKW bei 1,5-3 Stunden, vorwiegend nachmittags. Bei Freizeitanlagen liegt die durchschnittliche Stehzeit bei 2-4 Stunden, vorwiegend nachmittags und abends.

4.2.5 Verkehrsströme – Pendlerströme

Um den örtlichen Bedarf an Lade- und Einspeisestationen besser abschätzen zu können, müssen die Hauptverkehrsströme, speziell für den Raum Wien, untersucht werden. Für die Berechnung der Verkehrsströme wurden zwei wesentliche Datengrundlagen herangezogen, einerseits die Pendlerstatistik (aus der Volkszählung hervorgende Verknüpfung von Wohn- und Arbeitsstätten und somit Quelle und Ziel des gesamten Erwerbstätigen Verkehrs) und andererseits Zählungen von Verkehrsaufkommen an einzelnen Querschnitten. Diese Daten können – zusätzlich zu den Daten der Herkunft von KFZ in Park & Ride Anlagen - für die Hochrechnung der potenziellen Fahrzeugbewegungen im Raum, wie für die Gruppe des Erwerbsverkehrs verwendet werden.

Die Großstadt Wien weist verständlicherweise starke Pendlerverflechtungen auf. Insgesamt hat Wien 178.000 Erwerbspendler und 24.000 Bildungspendler (nur Tagespendler, 2001). Von den Erwerbstätigen pendeln geschätzte 65% mit dem PKW, bei einem angenommenen Besetzungsgrad von 1,1 ergibt das ein Aufkommen von 105.000 PKWs im Pendlerverkehr nach Wien.⁸ Auf der Karte unten sind die Hauptpendlereinzugsbereiche von Wien zu erkennen, die sich Großteils im Umkreis von 50 Kilometern befinden.

⁸ Statistik Austria – Pendlerstatistik

Wien als Einpendlerzentrum für das Umland 2001 nach Politischen Bezirken

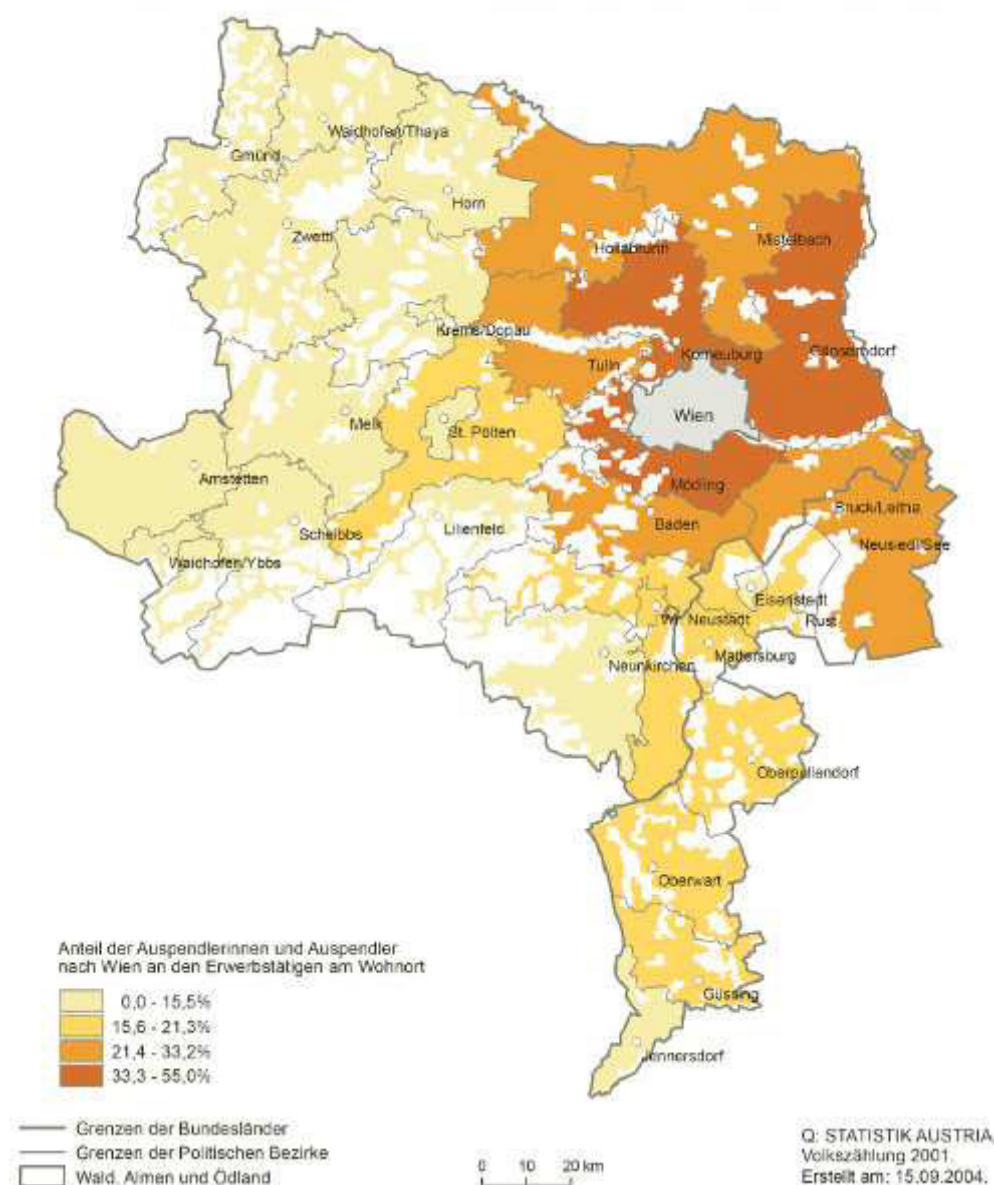


Abbildung 36: Wien Pendler in der Ostregion | Quelle: Statistik Austria – Pendlerstatistik

Während 65% der Wiener Einpendler den PKW verwenden, pendeln 35% mit dem Umweltverbund (ÖV, Fahrrad, zu Fuß).⁹ Für Stadteinfahrten bestehen bestimmte Kordone entlang von Einfallstraßen (-schienen), angepasst an die Verkehrs- und Siedlungsstruktur (wie in Kapitel 1.1.1 gezeigt), an denen die Pendler vorrangig die Wiener Stadtgrenze überqueren. Die folgende Abbildung zeigt die Kordone mit dem Modal Split der Pendlerwege.

⁹ Stadt Wien Masterplan Verkehr 2003, Seite 16 (Kurzfassung)

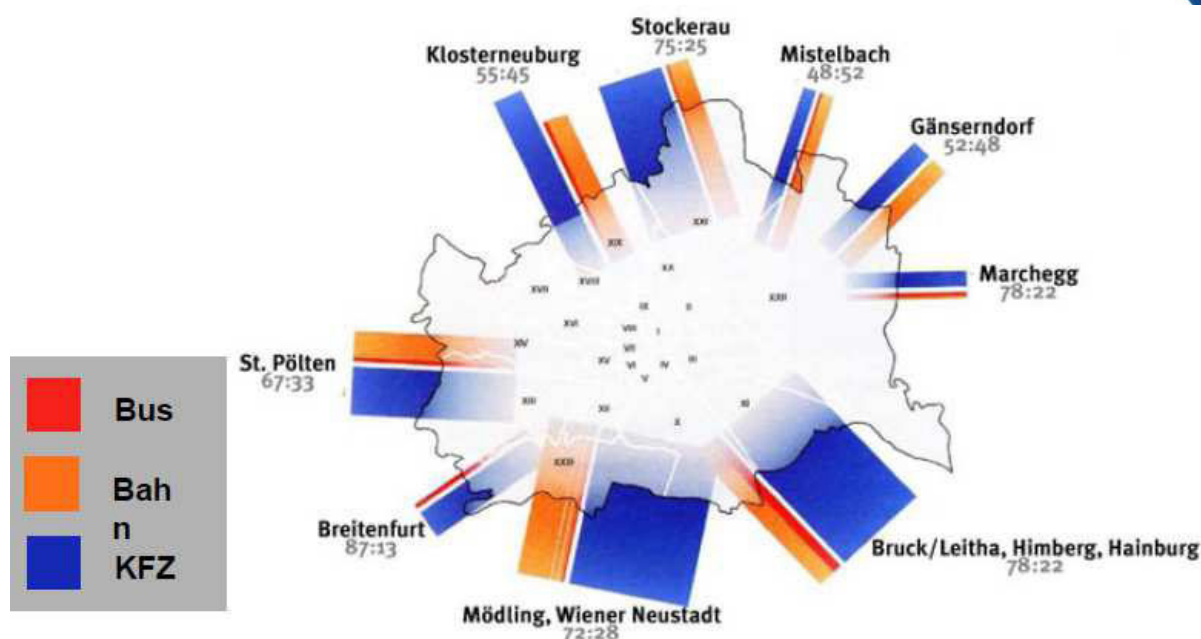


Abbildung 37: Wienpendler I Stadt Wien Parkraumbewirtschaftung Wien Website

Die größten Pendlerströme erreichen Wien aus dem Süden, entlang der Südbahn und Südautobahn (A2). Das Verhältnis von Individualverkehr und öffentlichen Verkehr liegt bei 72:28, da sowohl Straße und Schiene hier gut ausgebaut ist, und das Angebot der Bahn aufgrund der dichten Intervalle sehr gut ist. Ein besseres Verhältnis zu Gunsten des öffentlichen Verkehrs haben die Kordone West (Sankt Pölten), sowie Gänserndorf, Mistelbach und Klosterneuburg, ebenfalls aufgrund des guten Bahnangebots. Der Breitenfurter Kordon hat einen hohen Anteil an Individualverkehr, vor allem auch aufgrund des fehlenden Bahnanschlusses und des raren Busangebotes.

Auch Gemeinden mit hoher Zentralität oder Gemeinden mit vielen Arbeitsplätzen (Schwechat, Flughafen Wien oder Vösendorf, SCS) zeichnen sich durch einen hohen Tageseinpenderverkehr aus.

Wien hat auch einen großen Anteil an Binnenpendlern, 584.000 pendeln täglich innerhalb der Stadt, für 216.00 Pendler mit PKW bei einem angenommenen Besetzungsgrad von 1,1 ergibt dies 197.000 Fahrzeuge im täglichen Erwerbsverkehr.¹⁰

4.3 Trends in der Verkehrs- und Raumplanung und Indikatoren für zukünftige Technologien

Der Raum ist sehr dynamisch, auch in Hinsicht seiner Art und Intensität der Nutzung. Diese hängt von verschiedenen Faktoren ab. Da sich die Umsetzung eines Vehicle to Grid Systems an die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Entwicklungen in den

¹⁰ Statistik Austria – Pendlerstatistik

nächsten zehn bis fünfzehn Jahre bindet, werden hier die dafür wichtigsten Parameter der Entwicklungen beschrieben. Wirtschaftliche, demographische und gesellschaftliche Entwicklungen sowie Raumpolitik und Verkehrspolitik beeinflussen das zukünftige Verkehrsverhalten und werden in diesem Kapitel dargestellt. Außerdem wird die Entwicklung der für Vehicle to Grid besonders relevanten Mobilität beschrieben.

4.3.1 Generelle Wirtschaftliche Entwicklung, Energiepreise

Wirtschaftliche Entwicklung- Fokus Wien

Das traditionelle Verwaltungszentrum ist von einer hohen Zahl an Wirtschaftsdienstleistern, Banken, Versicherungen sowie internationalen Organisationen und Konzernen geprägt. Im Industriesektor, hinterlässt der erfolgreiche Aufbau neuer Technologien wie Biochemie, Logistik und Telekommunikation deutliche Spuren.¹¹

Wirtschaftliche Entwicklung- Fokus Niederösterreich

Niederösterreich ist durch einen starken industriellen Sektor gekennzeichnet, mit einem Bruttoregionalprodukt, das in etwa dem europäischen Durchschnitt entspricht. Vor allem die Stahl- und Metallverarbeitung, aber auch die chemische Industrie, die viele Arbeitsplätze schafft, haben in der Region besonders von der Öffnung Osteuropas profitiert.¹²

Eine steigende Zahl von Industrie- und Gewerbeparks agglomeriert die Aktivitäten.^{13/ 14} Neben den Fachmärkten bieten große Unternehmen wie ÖMV, Flughafen oder Shopping City Süde viele Arbeitsplätze.

Auswirkungen von EU- Erweiterung und Globalisierung auf die Mobilität

Globale Wirtschaftswelt: Arbeits-, Waren- und Dienstleistungsmärkte globalisieren sich weiter.¹⁵ Steigerung des Verkehrsaufkommens aufgrund von Förderung von Personen- und Warenaustausch innerhalb der EU.

¹¹ Vienna Region Website abgerufen November 2009

¹² Vienna Region Website abgerufen November 2009

¹³ Niederösterreichisches Landesentwicklungskonzept 2001

¹⁴ Industriellenvereinigung Niederösterreich Website

¹⁵ ÖROK 2001

4.3.2 Demographische und gesellschaftliche Entwicklungen und Änderung in der Raumnutzung

Demographische und gesellschaftliche Entwicklungen wirken sich auf das Mobilitätsverhalten aus, einerseits durch die daraus resultierende unterschiedliche Raumstruktur, andererseits durch gesteigerte Ansprüche (gesellschaftliche Entwicklung).

Demographische Veränderungen

Für 2030 sieht die ÖROK (Österreichische Raumordnungskonferenz) verschiedene Entwicklungsszenarien in Österreich. Die Entwicklungen beziehen sich auf die Daten von 2005 (teilweise relativ, teilweise absolute Veränderung).

Demographische Veränderungen	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Einwohner (Mio.)	+1,5	+1	+ 3	+1
Hauhalte (%)	+25	+18	+11	+8
Wohnungen (%)	+33	+20	+16	+13
Beschäftigte (%)	+27	+15	+ 3	- 8
Zuwanderung (Mio.)	+1,2	+0,8.	+0,7	+0,7
Übernachtungen (%)	+40	+21	± 0	-15
Pkw-km (%)	+40	+50	+ 5	-25
Lkw-km (%)	+85	+110	+30	+20
Fossiler Treibstoff (%)	-7	±0	-30	-50

Tabelle 10: ÖROK Szenarien für Österreich in 2030 | ÖROK, Österreichische Raumplanungskonferenz 2001

In allen Szenarien wird mit einer Einwohnerzunahme gerechnet, die im Raum Wien über den Durchschnitt liegen wird. Stärker noch als die Anzahl der Einwohner wird die Anzahl der Haushalte steigen, auf die weiter unten noch genauer eingegangen wird.

Die meisten Szenarien zeigen auch steigende durchschnittliche Fahrweiten im straßengebundenen Verkehr, sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Alterung der Gesellschaft, die sich auch auf die Mobilität auswirkt. Der Anteil der 60- und über 60- jährigen wächst von 22 % (2005) auf 29–34 % (2030).¹⁶ Dadurch gibt es einen steigenden Anteil an Personen mit vom

¹⁶ ÖROK 2001

Durchschnitt abweichenden Mobilitätsverhalten. Ältere Personen führen grundsätzlich weniger Wege durch, und diese meist mit dem Wegezweck Freizeit und Einkaufen. Da diese Wege im Großen und Ganzen nicht zur Morgenspitze durchgeführt werden, kann aus dem Verhalten eine zusätzliche Abflachung der Spitzen (vor allem Morgenspitze) resultieren.

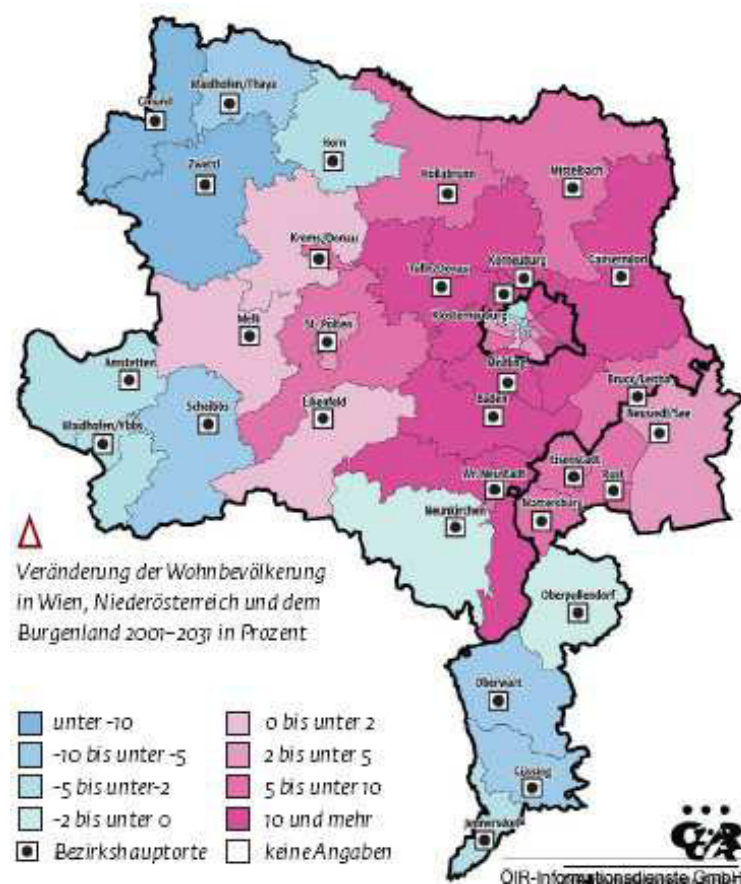


Abbildung 38: Bevölkerungsprognose Ost | ÖROK 2001

In der Abbildung ist eine starke Konzentration der Bevölkerungszunahme von 10% (2001 bis 2031) im Wiener Umland, im sogenannten Speckgürtel, zu erkennen. Die Kombination Nähe zu Wien / niedrigere Wohnkosten fördert den Bevölkerungswachstum, und damit auch den Pendlerverkehr Richtung Wien. Periphere Gemeinden wie Gmünd, Zwettl oder Waidhofen an der Thaya im Waldviertel, aber auch Scheibbs oder das Südburgenland verlieren aufgrund ihrer peripheren Lage an Einwohner.

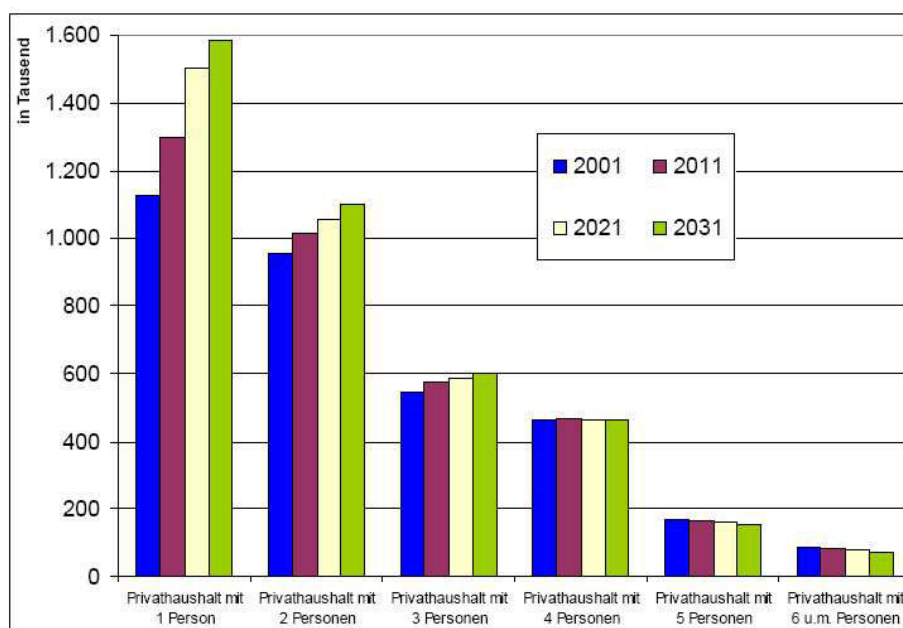
Entwicklung der Haushaltstrends

Das Wiener Umland Süd und Wiener Umland Nord haben ein starkes Wachstum an Privathaushalten, während die anderen Umlandbezirke von Wien wie auch das Land Wien mit einem geringen Anstieg an Haushalten zu rechnen haben.

Bezirk	Haushalte 2001	Haushalte 2031	Veränderung
Nordburgenland	61.402	64.148	+4,5%
Mittelburgenland	14.348	14.376	+0,2%
NÖ Süd	115.037	119.332	+3,7
Waldviertel	89.914	90.931	+1,1%
Weinviertel	53.221	55.735	+4,7%
Wiener Umland N	136.816	145.870	+6,6%
Wiener Umland S	152.309	160.118	+5,1%
Wien	911.057	949.960	+4,3%

Tabelle 11: Wachstum an Privathaushalten | ÖROK 2001

Die voraussichtliche durchschnittliche Haushaltsgröße in Österreich lag 2001 bei 2,38 Personen. Bis 2031 wird sie auf 2,19 sinken. Während sie in den meisten Bundesländern sinkt, steigt die Haushaltsgröße in Wien von ihren niedrigen Wert von 2001, 1,98 auf 2,01 in 2031.



Quelle: ÖROK/STATISTIK AUSTRIA – Haushaltsprognose 2006

Abbildung 39: Haushaltsprognose | ÖROK 2001

Mehr Einpersonenhaushalte

Besonders urbane Gebiete bieten Vorteile für von einer Person bewohnte Haushalte. Gemäß den aktuellen Prognosen wird die Anzahl der Singlehaushalte bis zum Jahr 2031 in Wien von 44% auf 51% ansteigen (absolut: +91.800 Haushalte).¹⁷

Gesellschaftliche Entwicklungen mit Einfluss auf die Änderung des Mobilitätsverhaltens

Die relevantesten gesellschaftlichen Entwicklungen und Veränderungen mit wichtigem Einfluss auf das zukünftige Mobilitätsverhalten werden hier aufgelistet:

- Flexiblere Arbeitszeiten

Die typischen Bürozeiten werden weiter aufgelockert (zum Beispiel Gleitzeit). Die Aufgaben sind nicht mehr an den Arbeitsort und der Arbeitszeit gebunden, und fördern dadurch die Flexibilität des Orts der Durchführung sowie der Zeiteinteilung. Aus diesem Grund ist anzunehmen, dass sich die Spitzen im Verkehrsaufkommen in Zukunft immer weiter abflachen werden.

- Wohnort entkoppelt sich vom Arbeitsort

Während Ende des 19. Jahrhundert der Wohnort überwiegend keine großen Distanzen zum Arbeitsort aufgewiesen hat, werden Arbeitsplätze abseits vom Wohnort in Anspruch genommen. Die Pendlerpauschale und ein gut ausgebautes Straßennetz führen zu längeren Pendlerwegen. Auch der Suburbanisierungsprozess, ausgelöst durch den Wunsch nach Wohnen (und Kinder erziehen) im Grünen erhöht die durchschnittliche Fahrtweite.

- Mehr Kommunikation zwischen den Haushalten

Die Wegeaktivitäten zwischen den Haushalten werden weiterhin steigen.¹⁸

- Lebensgemeinschaften in zwei Haushalten

In unserer Gesellschaft steigt die Anzahl von Lebensgemeinschaften in zwei Haushalten. In diesem Fall haben beide Partner einen individuellen Wohnort, produzieren aber auch zusätzliche Wege zwischen diesen Wohnorten (im Gegensatz zu Lebensgemeinschaften in einem Haushalt).

¹⁷ DI Häberlin, Lebens- & Wohnformen - Singles in Wien 2006

¹⁸ Herry Vortrag Alpbach 2007 (Klimawandel und Mobilität – Trendbrecher) Folie 34 ff.

4.3.3 Großprojekte in der Straßeninfrastruktur im Raum Wien

Derzeit gibt es einige Großprojekte, die die Mobilität im Raum Wien in Zukunft beeinflussen werden. Neue hochrangige Straßenverbindungen, wie die vor kurzem teilweise fertiggestellte A5 (Nordautobahn) oder die geplante Verlängerung der S1 (Wiener Außenringschnellstraße), führen zu verändertem Mobilitätsverhalten.¹⁹ Der Modal Split der Pendler aus dem Norden oder Osten von Wien kann sich durch die Attraktivitätssteigerung und die damit verbundenen Zeiteinsparungen im Individualverkehr zugunsten des PKW Verkehrs verändern.²⁰

Auch durch die Attraktivitätssteigerung der Benutzung des öffentlichen Verkehrs kann sich der Modal Split zu ihren Gunsten auswirken. Die neue Trasse der Westbahn durch den Lainzer Tunnel verkürzt Pendlerzeiten von Wien zum Tullnerfeld, das von der neu erschaffenen Erreichbarkeit immens profitieren wird. Auch der Ausbau der Park & Ride Anlagen, der gerade in Niederösterreich stark forciert wird, wird als attraktive Alternative zum Punkt Pendlerindividualverkehr stehen.²¹

4.3.4 Entwicklung der Mobilität

Grundsätzlich wird die Verkehrsleistung des motorisierten Individualverkehrs weiter steigen. Gründe dafür sind die Zunahme der Anzahl der Wege, sowie der Wegeweiten. Speziell für die Wegezwecke Einkaufsverkehr, Freizeitverkehr und Hinbringen/Abholen werden vermehrt Kilometer zurückgelegt.²²

In der Stadt Wien, die den Ausbau des ÖPNV weiter forciert, wird die Verkehrsleistung im motorisierten Verkehr relativ konstant bleiben oder sogar leicht schrumpfen.²³ In Niederösterreich sorgt die Zersiedelung allerdings für eine höhere Verkehrsleistung. Um Nutzen in Anspruch zu nehmen muss immer weiter gefahren werden.

Entwicklung der durchschnittlichen Weglängen

Die täglichen Wege der Menschen in Österreich sind durch die Zersiedelung länger geworden. Einkaufszentren und Supermärkte am Ortsrand und Einfamilienhäuser in Streusiedlungen verursachen mehr Autokilometer. Stark steigende Treibstoffkosten werden langfristig (2030) die Zersiedelung und den Anstieg der Tageswegelänge bremsen. Eine an Energieeffizienz und Verkehrssparen orientierte Raumordnung kann zukünftige Probleme wegen hoher Treibstoffpreise verhindern.

Absolute Zunahme von Einkaufs- und Freizeitwegen

Einkaufs- und Freizeitwege haben einen hohen Anteil an den gesamten Wegen, wie in der Abbildung 3-27 erkennbar.

¹⁹ ASFINAG Website Straßenbauprojekte

²⁰ Fröhlich Michael, ÖBB PV, Vortrag auf der TU Wien am 14.01.10

²¹ ÖBB Website Infrastruktur Ausbau

²² IFMO – Zukunft der Mobilität (2002)

²³ Stadt Wien Masterplan Verkehr 2003

Die Personenkilometer im Freizeitverkehr weisen seit längerem steigenden Zuwachsraten auf. Das geänderte Freizeitverhalten sorgt dafür, dass immer öfters und weiter zu Freizeiteinrichtungen gefahren wird. Alle Prognosen deuten darauf hin, dass dies auch in Zukunft so bleiben wird.²⁴

Der Einkaufsverkehr entwickelt sich in Richtung Einkaufs- und Fachmarktzentren. Das große Angebot an (teilweise Gratis-) Parkplätzen ist ein Wettbewerbsvorteil gegenüber innerstädtischen Einkaufsstrassen. Speziell in der Peripherie verdünnt sich das Angebot der lokalen Ökonomie und zwingt die Bevölkerung weitere Wege im Einkaufsverkehr auf sich zu nehmen. Das führt zu einer höheren Abhängigkeit vom PKW und einer steigenden Verkehrsleistung im Einkaufsverkehr.

Bedeutung des öffentlichen Verkehrs

Die Politik drängt auf eine Zunahme des Modal Split am öffentlichen Verkehr, das bedeutet, dass anteilmäßig mehr Wege mit den öffentlichen Verkehr durchgeführt werden sollen als mit privaten KFZ. Die Stadt Wien versucht den Anteil des Umweltverbunds (Wege im ÖV, zu Fuß oder mit Rad) unter anderem mittels Ausbau des Angebots des Öffentlichen Verkehrs zu erhöhen.²⁵

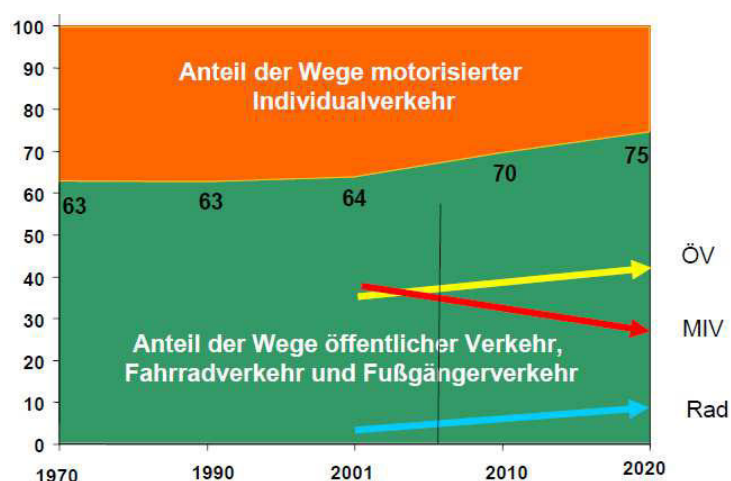


Abbildung 40: Angepeilte Entwicklung des Modal Split in Wien | Masterplan Verkehr Wien 2003

²⁴ Zängler, Karg 2003, Seite 51-66

²⁵ Stadt Wien Masterplan Verkehr 2003, Seite 10 ff.

Zukünftige Bedeutung des privaten KFZ

Das Auto spielt nach wie vor eine zentrale Rolle im Mobilitätsgeschehen. Seine Vorteile, nämlich schneller Zugang, flexible Wegewahl, flächendeckendes Straßennetz und Privatheit, werden von den Verbrauchern nach wie vor geschätzt. So ist die PKW-Dichte in der Bundesrepublik Deutschland weiter gestiegen.²⁶

Entwicklung der Mobilitätsparameter

Zusammenfassend zu den obigen Beschreibungen sind Prognosen der relevantesten Mobilitätsparameter (2005 zu 2020) in Österreich aus der Delphi Studie der ÖAMTC Akademie aufgelistet:

- Verkehrsleistung des motorisierten Individualverkehrs +43%
- Verkehrsleistung des gesamten Personenverkehrs (Personenkilometer) +19%
- Anzahl der Wege +13%
- Dauer der Wege +11%
- KFZ Bestand (Zulassungen) +5%
- Kosten eines Automobils +50%
- Automobil mit Alternativantrieb Wasserstoffantrieb +60%
- Automobil mit Alternativantrieb Hybridantrieb +140%²⁷

Die Veränderung der Parameter in fünfzehn Jahren zeigt sowohl eine starke Zunahme der Verkehrsleistung als auch der Anzahl und der Dauer der Wege in Österreich. Die Anzahl der Neuzulassungen steigt weiter, trotz der höheren Kosten, sowohl in Investition und Betrieb. Die Anzahl der Autos mit Alternativen Antrieb steigt weiter stark an. Die große Unbekannte ist die technische Innovation, die verschiedenen Alternativantrieben den Auftrieb und hohe Marktanteile geben könnte.

4.4 Möglichkeit der Integration des V2G-Konzeptes in bestehende Verkehrs- und Raumplanungskonzepte

Dieses Kapitel beschreibt die bestehenden Verkehrs- und Raumplanungskonzepte und ihren derzeitigen Bezug zum Thema Elektromobilität beziehungsweise zu möglichen Anknüpfungspunkten zu einem Vehicle to Grid System. Anreize wie Förderungen der Länder und Gemeinden werden zusammengefasst und zukünftig mögliche Schwerpunkte

²⁶ IFMO (Institut für Mobilitätsforschung) - Mobilität 2025, 2002 Seite 39

²⁷ Zusammengefasst aus ÖAMTC Akademie, 2007, Mobilität 2015/2030

bei der Erstellung eines Vehicle to Grid Models werden beschrieben. Als Beispielmodell für das Verkehrsverhalten für ein Vehicle to Grid Model wurden Nutzer von Wiener und Niederösterreichischen Park & Ride Anlagen detailliert untersucht und analysiert.

4.4.1 Bestehende Konzepte für Elektromobilität und Anknüpfungspunkte für Vehicle to Grid

In den Landesentwicklungskonzepten bzw. -programmen und den Verkehrs- und Mobilitätskonzepten / -programmen der österreichischen Bundesländer wird alternativen Antriebssystemen kein großer Stellenwert eingeräumt. (Stand Jänner 2010)²⁸. Die Verkehrskonzepte befassen sich vorwiegend mit dem Ausbau des öffentlichen Verkehrs und der Förderung von nichtmotorisiertem Verkehr. Nur in wenigen Konzepten wird das Thema zur Förderung von alternativen Treibstoffen aufgegriffen, aber ohne genauere Ausführungen und konkreteren Maßnahmen.

Elektromobilität im Wiener Stadtentwicklungsplan und Masterplan Verkehr 2003

Der STEP und der Masterplan Verkehr fokussieren sich auf „Verdrängen“ und „Vermeiden“ von nicht notwendiger Mobilität. Entwicklungen von Elektromobilität sind nicht enthalten. Potenziale für den Bau der für Vehicle to Grid notwendigen Infrastruktur und für die Entwicklung von Elektrofahrzeugen sollte auch im STEP und im Masterplan beinhaltet sein. Masterplan Verkehr Wien 2003 erwähnt in keinem Satz Details über den Einsatz oder der Förderung von alternativen Antriebsformen.²⁹

Chancen für Elektrofahrzeuge in Niederösterreich

Auch wenn das Niederösterreichische Landesentwicklungskonzept von 2004 keine Strategien und Maßnahmen zur Elektromobilität beinhaltet, war und ist die Niederösterreichische Landesregierung am Konzept der Elektromobilität interessiert. Eine Teilpublikation des Niederösterreichischen Landesverkehrskonzepts aus 1995 befasste sich mit den Chancen von Elektrofahrzeugen. Bei der Umsetzung wird der Schwerpunkt vor allem auf Touristen- und Ausflugsselektrofahrzeuge als nachhaltige Erschließungsmöglichkeit von Ausflugszielen gesetzt.³⁰ Die Technologie ist inzwischen wesentlich fortgeschritten. Das Interesse an einer Umsetzung von Elektromobilität ist auch bei den Landesförderungen für den Ankauf von Elektrofahrzeugen zu sehen, die im Kapitel 3.3 genauer beschrieben werden.

EU- Richtlinien für 2020

²⁸ Sämtliche Entwicklungskonzepte aus den österreichischen Bundesländern

²⁹ Masterplan Verkehr Wien 2003

³⁰ NÖ Landesverkehrskonzept: Chancen für Elektromobilität (1995), Seite 38 ff.

Die EU sieht vor, dass in Österreich 2020 im Verkehrsbereich 10% des Treibstoffs aus erneuerbarer Energie (Biotreibstoffe und Ökostrom für Elektrofahrzeuge) stammen muss.³¹

Integrationsmöglichkeiten in Entwicklungskonzepte

Die Landesentwicklungskonzepte bzw. -programme beinhalten noch keine Aussage über alternative Antriebsarten. Grundsätzlich lässt sich ein Einbinden von Maßnahmen zur Förderung von Elektromobilität bzw. Vehicle to Grid sehr gut mit den bestehenden Konzepten vereinbaren, teilweise ideal ergänzen. Dem steht nichts im Wege, solange der politische Wille vorhanden ist. Dieser zeigt sich auch durch die in den letzten Jahren entstandenen Förderprogramme für die Elektromobilität in den Bundesländern wie auch in einzelnen Gemeinden. Zusammenfassend ist zu sagen, dass die Elektromobilität in Entwicklungskonzepten integriert werden kann, was für die Entwicklung der Elektromobilität sehr wünschenswert wäre.

4.4.2 Maßnahmen zur Attraktivitätssteigerung von Elektromobilität und Vehicle to Grid

In diesem Kapitel sollen Maßnahmen beschrieben werden, wie die Nutzung der Elektromobilität attraktiver gemacht werden kann, um die Zahl der Nutzer zu steigern. Grundsätzlich haben Elektroautos Vorteile und Nachteile gegenüber herkömmlichen Autos, die mit fossilen Treibstoffen angetrieben werden, und jeden Verkehrsteilnehmer steht es frei, die Wahl des Fahrzeuges selbst zu treffen. Grundsätzlich fällt in Österreich bei Elektrofahrzeugen keine NOVA (Normverbrauchsabgabe) und motorbezogene Versicherungssteuer (wirkt sich bei den laufenden Kosten aus), an. Außerdem gewähren viele Versicherungsgesellschaften 10% bis 20% Nachlass für Elektro-Fahrzeuge (inkludiert Zweiräder).³² Da die Nutzer von Elektroautos aufgrund ihrer geringen Anzahl derzeit noch mit immensen Anfangsschwierigkeiten konfrontiert sind, müssen staatliche Mittel für eine Attraktivitätssteigerung bereitgestellt werden. Für die Entstehung des Vehicle to Grid System gibt es zwei wichtige Komponenten, die technisch- und marktreif sein müssen. Einerseits die Komponente Vehikel, die schon heute mit einigen Automodellen die Machbarkeit, Ökonomie und damit auch die Attraktivität von Elektroautos bewiesen hat. Ein wunder Punkt ist dabei derzeit noch die Batterie. Das Problem kann sich durch den technischen Fortschritt schnell lösen (siehe Mobiltelefonakkus). Die zweite Komponente ist eine Infrastruktur, die flächendeckendes Aufladen und Einspeisen (zumindest für die potenziellen Nutzergruppen) ermöglicht. Für die erstmalige Herstellung dieser Struktur muss es günstige Rahmenbedingungen geben. Vorerst sollen die Attraktivitätssteigerungsmaßnahmen den Charakter einer Initialzündung haben mit Potenzial zur langfristigen Etablierung.

³¹ Lebensministerium Website

³² Lupower Website

• Öffentliche Förderungen für die Implementierung von Elektromobilität und V2G

Wesentliche Bereiche der öffentlichen Förderung von Elektromobilität sind: Eingriff in die Forschung, für Modellregionen als Umsetzungsvorbilder und für Nutzer. Im Folgenden werden die derzeitigen Förderungsmöglichkeiten aufgezeigt:

Förderungen für die Forschung

Die Technologie ist für eine großflächige Massenbenutzung von Elektrovehikeln noch nicht ausgereift, vor allem die Batterie entwickelt sich jedoch rasant weiter. Für weitere Innovationen stehen Forschungsmittel des Klima- und Energiefonds zu Verfügung. Großen Wert wird 2010 auf „technologische Leuchttürme“ der E- Mobilität, große Projekte mit hohem Bekanntheitsgrad und Vorbildwirkung gelegt.³³

Förderungen für Modellregionen

In Vorarlberg gibt es über das Modellprojekt „Vlotte“ eine Förderung von 30% für Elektroautos. „Vlotte“ ist ein im Rahmen des Klima- und Energiefonds gefördertes Projekt.³⁴ 2008 hat das Projekt „Vlotte“ im Vorarlberger Rheintal die Ausschreibung als Modellregion gewonnen und erhielt eine Förderung von 4,7 Mio. Euro. Salzburg gewann im Jahre 2009 die Ausschreibung und bekam nur noch 2,5 Mio. Euro. In 2010 wurde für eine weitere Region eine spezielle Förderung für Elektromobilität ausgeschrieben.³⁵

Förderungen für Flottenbetreiber

Gebietskörperschaften, Gemeinde- und Regionalverbände, gemeinnützige Vereine, Tourismusverbände und -betriebe sowie Unternehmen mit gewerbsmäßigen Tätigkeiten können zusätzlich eine Förderschiene von „klima:aktiv“ in Anspruch nehmen. Sie erhalten beim Kauf von zweispurigen Elektrofahrzeugen 2.500 Euro bzw. bei Nachweis der Verwendung von Ökostrom 5.000 Euro.³⁶

Die Stadt Graz gewährt den Betreibern von Fahrzeugflotten beim Ankauf eines Elektro- oder Hybrid-Fahrzeug einen Zuschuss. Für Autos mit ausschließlich elektrischem Antrieb und Hybridautos beträgt dieser 1.500 Euro. Die gesamte Förderungsaktion in Graz ist auf 100.000 Euro limitiert.³⁷

Förderungen für Privatanutzer

Es gibt viele Förderungen von verschiedenen Gebietskörperschaften, um privaten KFZ-Nutzern (ein- oder mehrspurig) einen Anreiz für den Umstieg auf Elektromobilität zu geben. Viele Förderungen laufen aus und werden neu ausgeschrieben, darum sollen die

³³ Vortrag Christoph Wolfsegger, Klima- und Energiefonds, 17.03.2010, Wels

³⁴ Vlotte Modellregion Website

³⁵ Vortrag Christoph Wolfsegger, Klima- und Energiefonds, 17.03.2010, Wels

³⁶ Informationsblatt Klima:aktiv, Förderung von Elektrofahrzeugen

³⁷ oekonews.at Website

folgenden Aufzählungen nur als Momentaufnahme gesehen werden, um das Spektrum der Förderungen und den politischen Willen dahinter dazustellen.

Einige Länder vergeben Förderungen bei der Neuanschaffung von Elektrofahrzeugen. Das Land Niederösterreich zahlt zum Beispiel eine Förderung von 700 Euro beim Neukauf eines Elektroautos bzw. 50% der Gesamtanschaffungskosten, jedoch maximal 700 Euro bei der Umrüstung auf ein solches. In Salzburg und in der Steiermark werden Elektroautos mit einem Zuschuss von 1.000 Euro gefördert.³⁸

Auch einige Gemeinden fördern die Elektromobilität. Die Stadt Klagenfurt zum Beispiel gibt 120 Euro Förderung für alle E-Fahrzeuge, während die Gemeinden Perchtoldsdorf und Gänserndorf unter bestimmten Kriterien 20% der Gesamtanschaffungskosten, maximal jedoch 1.500 Euro fördern. Die Gemeinde Brunn am Gebirge fördert mit einem Zuschuss von 4 % der Anschaffungskosten, maximal jedoch 750 Euro für mehrspurige Fahrzeuge, in der Höhe von 20 % der Anschaffungskosten.³⁹

Als erste Kleinregion in der Steiermark unterstützen die Gemeinden der Ökoregion Kaindorf gemeinsam mit den Feistritzwerken und dem E-Werk Stubenberg die Anschaffung von Elektrofahrzeugen, sofern sie mit Ökostrom betrieben werden. Die Gemeinden der Ökoregion Kaindorf fördern den Kauf von insgesamt 80 neuen Elektrofahrzeugen (Elektrofahrrädern, Elektrorollern/-mopeds/-motorrädern, Elektroautos sowie Elektrospezialfahrzeugen zur Unterstützung bei eingeschränkter Mobilität) mit 100 Euro pro Fahrzeug und Person.⁴⁰

Abgesehen von Förderungen für Forschung und Anschaffung von Elektroautos soll es zusätzliche Maßnahmen geben:

• Förderungen für die Infrastrukturherstellung

Derzeit gibt es bereits, wie oben beschrieben, eine Vielzahl von Förderungen für den Neukauf von Elektrovehikeln durch Länder und Gemeinden, aber keine expliziten Förderungen für die Anschaffung von Ladestationen. Für die Attraktivitätssteigerung der Elektromobilität sollte es zudem Förderungen für die Errichtung von Ladeinfrastrukturen auf privaten Parkplätzen geben, um den wichtigen Vorgang des Wiederaufladens der Akkus zum günstigen Nachstrom am Wohnort zu ermöglichen. Ist das V2G-System getestet und stehen entsprechende Ladestationen mit V2G-Funktion zur Verfügung, sollten diese bevorzugt gefördert werden.

Akteure wie Stromlieferanten, Mobilitätsanbieter (ÖBB an Bahnhofsparkplätzen) oder Garagenbetreiber sollten zukünftig ebenfalls für die Errichtung von V2G-fähigen Ladestationen an Stellplätzen (Großgaragen und Großparkplätze) eine Anreizförderung erhalten. Eine derartige Förderung muss vor einer Masseneinführung von V2G-fähigen

³⁸ www.salzburg.gv.at/energie

³⁹ oekonews.at Website

⁴⁰ Ökoregion Kaindorf Website

Elektrofahrzeugen initiiert werden, da die Infrastruktur Grundlage für die Implementation eines solchen Systems darstellt. Wird ein V2G-System langfristig gewünscht, sollten diesbezügliche Anreiz- und Forschungsförderungen schon frühzeitig angesetzt werden.

• Indirekte Anreize für die Nutzung von Elektromobilität

Unter diesen Punkt wird der Wegfall oder die Reduktion von Straßenbenutzungsgebühren – wie Autobahnvignette oder Maut – für Elektrofahrzeuge verstanden. Der Akteur ist der Staat (ASFINAG), der den politischen Willen – die Verbreitung der Elektromobilität – durch dieses Instrument positiv beeinflussen kann.

Desweiteren können auch Parkraumgebühren im öffentlichen Raum reduziert werden. In Innsbruck wurde bereits beschlossen, dass Elektrovehikel von Parkraumgebühren im öffentlichen Straßenraum ausgenommen sind.⁴¹ Akteure für die Umsetzung dieses Punktes sind vorrangig die Städte und Gemeinden.

Eine weitere indirekte Förderung kann durch Vergünstigungen in Parkhäusern und Parkgaragen erreicht werden. Wird in diesen Einrichtungen eine Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge eingerichtet, können sowohl der Fahrzeugbesitzer als auch der Parkgaragenbesitzer profitieren. Die Folge sind z.B. eine erhöhte Kundenbindung, neue Geschäftsmodelle und zusätzliche Einkünfte durch die Teilnahme am V2G-System etc.

• Planerische Anreize für die Benutzung von Elektromobilität

Abgesehen von wirtschaftlichen Anreizen kann die Nutzung von Elektrovehikel auch durch raumplanerische Maßnahmen weiter gesteigert werden.

Eine Möglichkeit ist, dass gekennzeichnete Parkplätze im öffentlichen Straßenraum in guter Lage ausschließlich von Elektrofahrzeugen verwendet werden dürfen. An diesen Parkplätzen sollte wenn möglich auch ein Netzanschluss bestehen. Bei Gemeindestraßen liegt die Kompetenz ausschließlich bei der Gemeinde. Diese kann Parkplätze ausweisen und Ladevorrichtungen installieren. Bei Landesstraßen im Gemeindegebiet muss die Gemeinde einen Antrag an die Landesstelle stellen und zustimmen, [...] falls wenn diese den geplanten Straßenbau weder erheblich erschweren noch wesentlich verteuern oder wenn sie zum Schutz des Lebens und der Gesundheit von Personen notwendig sind. (NÖ Straßengesetz 1999 § 5a (4))

In der nachstehenden Abbildung werden die erläuterten Maßnahmen und ihre Akteure zusammengefasst abgebildet.

⁴¹ StR Dipl.-HTL-Ing. Walter Peer am 17.03.2010 in Wels während der Konferenz Elektromobilität in Städten und Regionen

Ziel **Attraktivierung von Elektromobilität und Vehicle to Grid**

	Maßnahmen	Akteure
Anschaffung von Elektroautos	Förderung der Forschung an Elektromobilität	(B)
	Förderung der Anschaffung von Elektroautos für private Nutzer und Flotten	(B) (L) (G)
	Förderung der Systeminstallierung in Modellregionen	(S)
Herstellung der Ladeinfrastruktur	Förderung der Anschaffung von privaten Aufladestationen (am Wohnort)	(L) (G)
	Installierung von Aufladestationen im öffentl. Straßenraum	(G) (P)
	Förderung der Errichtung Einspeise- und Aufladestationen in öffentl. und privaten Garagen oder Parkplätzen	(L) (G) (P)
Attraktivierung der Benutzung	Reduzierung der öffentlichen Parkraumgebühren	(G)
	Reduzierung der Straßennutzungsgebühren für Elektroautos	(B)
	Kennzeichnung von attraktive Parkplätzen für ausschließlich Elektroautos inklusive Ladeinfrastruktur	(G) (P)

Akteure: (G)=Gemeinde (L)= Land (B)=Bund (P)= Privat

Abbildung 41: Ziele und Maßnahmen der Attraktivitätssteigerung der Elektromobilität

Private Akteure können ebenfalls Ladestationen im Straßenraum installieren beziehungsweise fördern. Solche Akteure können Verkehrsunternehmen (ÖBB), Unternehmen oder Unternehmensverbände (Einkaufstraßenverbände) oder auch Energiekonzerne sein. Auch bei der Kennzeichnung von attraktiven Parkplätzen können private Betreiber (Unternehmen / Geschäfte mit Parkplätzen oder Garagenbetreiber) zur der Attraktivitätssteigerung von Elektromobilität beitragen.

4.4.3 Potenzielle Auflade- und Einspeiseanlagen

Grundsätzlich können überall Einspeise- und Aufladeanlagen errichtet werden. Einige Standorte bieten sich aufgrund von Standortvorteilen mit einerseits großer Anzahl an Parkmöglichkeiten und guter Auslastung und andererseits aufgrund ihrer guten Lage auch mit guten Verbindungen in das hochrangige Stromnetz an.

- **Park & Ride Anlagen**

In Wien gibt es derzeit (Stand März 2010) acht Park & Ride Anlagen mit 7.033 Stellplätzen in denen Gebühren entrichtet werden, während es in Niederösterreich ca.

25.000 Stellplätze an Bahnhöfen und Haltestellen gibt. Eine große Zahl an Elektrofahrzeugen, vor allem Pendler mit für Vehicle to Grid günstigem Mobilitätsverhalten, kann aufgenommen und angeschlossen werden. Auch mit einem geringen Anteil von Elektrovehikel zu den Gesamtfahrzeugen kann viel Energie zurückgespeist werden.

- **Garagen, Firmenparkplätze**

Das gleiche gilt für öffentliche und private Parkplätze und Garagen, je nach Nutzung. Es gibt Auslastungen zu unterschiedlichen Tageszeiten ja nach Nutzen. Man kann bei Garagen dem Standort nach zwischen Wohnnutzen, Büronutzen oder Einkaufsnutzen unterscheiden. In Niederösterreich gibt es 31.000 private Stellplätze an Arbeitsstätten⁴².

- **Hausanschlüsse**

Damit das Vehicle to Grid System funktionieren kann, benötigt jeder Nutzer einen hauseigenen Anschluss um sein Vehikel in der Nacht aufladen zu können. Diese Funktion kann durch Einspeisung in das Stromnetz an Tagen, an denen das Vehikel nur am Wohnort steht, erweitert werden.

- **Tourismusorte (Ride & Sun, Kulturparks)**

Touristenorte können mithilfe von Elektrovehikel sanfte Mobilität vermarkten. Auflade- und Einspeiseorte können neben der Einstiegstelle (Bahnhof, Garage) auch Parkplätze an den wichtigsten Attraktionen und Einrichtungen sein.

Das Netzwerkangebot kann durch eine Vielzahl an Elektrotankstellen für die Lückenschließung und der Vermeidung von Antriebsenergie aufgrund von geringen Auflademöglichkeiten, verbessert werden. Für Einspeisungen sind Elektrotankstellen allerdings nicht von Relevanz.

4.5 Handlungsempfehlungen für V2G unter verschiedenen Einsatzbedingungen durch Entwicklung und Analyse von Szenarien

4.5.1 Untersuchung des Vehicle to Grid Potenzial in Park & Ride Anlagen

4.5.1.1 Untersuchungsgegenstand

Für eine genauere Untersuchung des Verkehrsverhaltens von Vehicle to Grid Nutzern wurde das Mobilitätsverhalten einer der dafür geeignetsten Gruppen untersucht, der Erwerbspendler im Wiener Raum mit Fahrziel einer Park & Ride Anlage. Wie im vorigen

⁴² Amt der Niederösterreichischen Landesregierung Website – Park & Ride

Kapitel dargelegt, haben Erwerbspendler für Vehicle to Grid passende Stehzeiten, vorwiegend von früh morgens bis in den späten Nachmittag beziehungsweise abends stehen ihre Fahrzeuge in der Garage und können bei Bedarf Strom in das Netz einspeisen.

Als Grundlage wurde die Studie Park & Ride – Garagen in Wien, beauftragt von der Stadt Wien und APCOA und bearbeitet vom Technischen Büro von Christian Rittler, herangezogen. Diese Studie bestand aus einer Zählung der vorhandenen Kraftfahrzeuge mittels Kennzeichenaufnahme in Park & Ride Anlagen in Wien zu sechs verschiedenen Tageszeiten an einem Stichtag. Dadurch war es möglich, durch Annahme der genauen Stehzeiten jedes Fahrzeuges und ihrer Herkunft (mittels Autokennzeichens) die potenzielle einzuspeisende Energie (abzüglich der notwendigen Energie für den bekannten Heimweg inklusive Sicherheitsfaktor für Umwege) und der zu Verfügung stehenden Tageszeit für jede untersuchte Park & Ride Anlagen zu ermitteln. Die Untersuchungsschritte werden in nachstehender Grafik dargestellt.

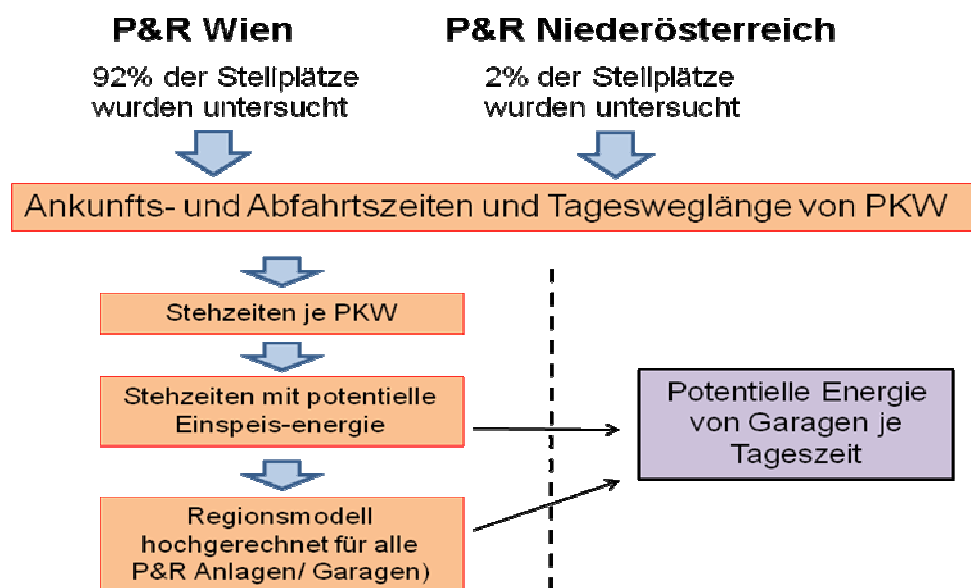


Abbildung 42: Untersuchungsschritte der Mobilitätsanalyse für V2G Nutzer

Untersucht wurden die Park & Ride Anlagen Erdberg, Hütteldorf, Leopoldau, Liesing, Ottakring und Siebenhirten, das sind 92% der Stellplätze von kostenpflichtigen Park & Ride Anlagen in Wien. Wenn die kostenlos benützbaeren Großparkplätze in Kagran, Brünnerstraße und Siemensstraße (beide an der Schnellbahn) inkludiert werden, wurden 81% aller Park & Ride Anlagen in Wien untersucht.

Eine weitere Grundlage war eine Studie gefördert im Rahmen von „I2 – Intelligente Infrastruktur“ vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie mit dem Titel: Intermodaler Informations- und Buchungsdienst im öffentlichen Personennahverkehr, in der eine automatische Zählung der Einfahrten der Park & Ride Anlagen Krems und Baden durchgeführt und analysiert wurde. Die genauen Ergebnisse waren im Gegensatz zur Park & Ride Studie in Wien nicht erhältlich, es konnten aber ähnlich wie in Wien die Stehzeiten der Fahrzeuge nach Tageszeit und ihrer Herkunft analysiert und für die Untersuchung verwendet werden.

In beiden Fällen wurden nicht nur die Erwerbspendler untersucht, sondern alle Fahrzeuge in den Park & Ride Anlagen, die aber zu einem Großteil von Erwerbspendlern genutzt werden. Aus diesen Modellen kann über die Hochrechnung auf die gesamte Kapazität von Park & Ride Anlagen bzw. Großgaragen auf die zukünftigen Kapazitäten der Nutzergruppe geschlossen werden.

4.5.1.2 Ergebnisse der Untersuchung

Für die Wiener Park & Ride Anlagen Erdberg, Hütteldorf, Leopoldau, Liesing, Ottakring und Siebenhirten wurde die potenzielle Einspeiseenergie nach Tageszeit ermittelt. Diese ergibt sich aus der Anzahl der PKW, die sich in den Park & Ride Anlagen befinden, gekoppelt mit der fahrzeuggebundenen Zusatzinformation der Stehzeit der Restenergie, die vom Fahrzeug in das Netz eingespeist werden kann. Die Restenergie ist abhängig von der Herkunft, die - wie im oberen Kapitel beschrieben - sich aus den Autokennzeichen ermitteln lässt. Die in der Nacht voll geladenen Fahrzeuge müssen über genug Energie verfügen, um die Strecke vom Wohnort in die Garage und retour zurücklegen zu können, weiters müssen ein „Polster“ als Sicherheitsrücklage sowie individuell noch geplante Wege berücksichtigt werden. Die restliche Energie wird bis zum Erreichen der Aufladestation am Wohnort nicht genutzt und kann in das Netz eingespeist werden.

Daraus ergibt sich ein komplexes Modell, dass über die rein potenzielle mathematische Energie zu einem beliebigen Zeitpunkt hinausgeht. Es können sich zu einem bestimmten Zeitpunkt PKW schon seit Stunden in der Garage befinden, die womöglich bereits entladen sind, wie auch PKW, die soeben in die Garage hineingefahren sind.

Die untere Abbildung zeigt die Ergebnisse für die jeweilige Park & Ride Anlage. Jede Zeile entspricht einem Fahrzeug, mit der Information der Herkunft (Kennzeichen: kzn_bez) und dem Zeitpunkt, in dem das Fahrzeug die Garage erreicht (Anf.zeit) und wieder verlässt (end.zeit).

Park Ride	Hütteldorf			
			Daten	
	kzn_bez	fhzg_codierte	Anf.zeit	end.zeit
Hütteldorf	AM	915754	7,5	16
Hütteldorf		1333108	6	17
Hütteldorf		1727738	14	17
Hütteldorf		1829993	6	17
Hütteldorf		2074649	14	17
Hütteldorf		2373083	6	17

Hütteldorf		2596530	14	16
Hütteldorf		2716964	14	17
Hütteldorf	BN	775626	7,5	17
Hütteldorf		2142062	7,5	14
Hütteldorf	HL	427200	7,5	17
Hütteldorf	KR	2518513	6	17
Hütteldorf		2960105	7,5	14

Tabelle 12: Ausschnitt der Park & Ride Anlage Auswertung | Eigene Berechnung

Mit Einbeziehung der Entfernung des Wohnortes – es wurde eine durchschnittliche Entfernung von Bezirk und jeweiliger Park & Ride Anlage errechnet - kann die potenzielle Energie ermittelt werden.

Dieses Modell beinhaltet alle Fahrzeuge in den untersuchten Park & Ride Anlagen. Für die zukünftige Umsetzung ist die Annahme, dass sich ausschließlich Elektrofahrzeuge in den Anlagen befinden, unwahrscheinlich. Eine langsame Zunahme des Anteils von Elektrofahrzeugen (mit Vehicle to Grid Funktion) an der Gesamtzahl der stehenden Fahrzeuge ist anzunehmen. Daraus lässt sich eine realistische Abschätzung der einzuspeisenden Energie je Park & Ride Anlage ermitteln.

4.5.2 Hochrechnung auf Nutzer von Großgaragen in Wien

Nach der genauen Untersuchung der Nutzer von Park & Ride Anlagen soll für die Nutzergruppe von Erwerbs- bzw. Ausbildungspendler der gesamte Mobilitätsbedarf für die Region Wien abgeschätzt werden. Das Park & Ride Modell ermöglicht bereits gute Aussagen zum Mobilitätsverhalten. Um das Verhalten der kleinen Nutzergruppe auf eine größere Grundgesamtheit, die Garagennutzer, zu übertragen, wird eine Hochrechnung auf alle vorhandenen öffentlichen Garagen durchgeführt, unterschieden nach Wegezweck.

Zum Vergleich werden hier die Anzahl der Stellplätze der Wiener Garagen aufgeschlüsselt:

Stellplätze in...	Anzahl
...untersuchten Park & Ride Anlagen	5.785
...kostenpflichtigen Park & Ride Anlagen	6.273
...allen Park & Ride Anlagen	7.033
...allen Wiener Garagen	146.688

Tabelle 13: Anzahl der Stellplätze in Wiener Garagen | Parken in Wien Website

Die Definition von Park & Ride klappt auseinander. Oft werden nur kostenpflichtigen Park & Ride Anlagen als solche bezeichnet. Die Wiener Linien definieren als P & R allerdings alle Anlagen, wie auch Großparkplätze (z.B. Kagran), die dem Zwecke des Parkens des PKW und Weiterfahren -mittels öffentlichen Verkehr dienlich sind. Das sind zusätzlich drei Parkplatzanlagen im 21. und 22. Wiener Bezirk. Die in Abbildung 43 dargestellte Anzahl aller Wiener Park Garagen beinhaltet alle öffentlichen und halböffentlichen Garagen in Wien, wie innerstädtische Sammelgaragen, Garagen bei Einkaufszentren, Bürozentren, Krankenhäuser und Park & Ride Anlagen. Es sind auch einige private Wohngaragen inkludiert, allerdings nicht alle, da es darüber keine Aufstellungen gibt.

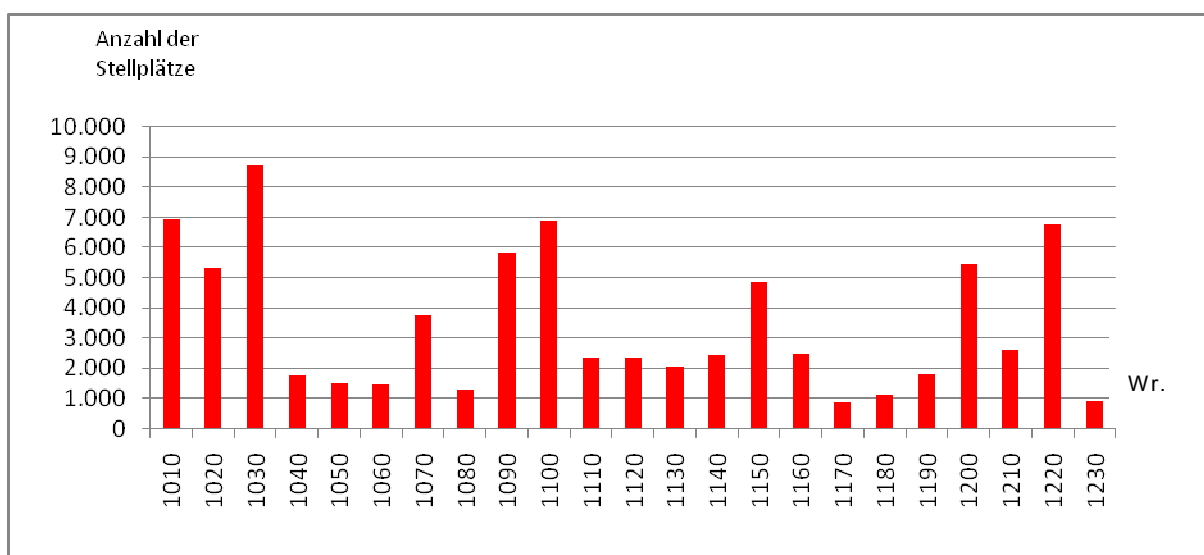


Abbildung 43: Anzahl der Garagenstellplätze in Wien | Parken in Wien Website

In Wien wurden, je nach Definition, 92% (der kostenpflichtigen Park & Ride Garagen) bzw. 82% (der Garagen und Großparkplätze nahe von U-Bahn und S-Bahn Stationen) der für Park & Ride zur Verfügung stehenden Stellplätze untersucht. Aufgrund der großen Stichprobe kann für alle Park & Ride Anlagen in der Region, die hauptsächlich den Erwerbsverkehr dienen, ein ähnliches Verhalten – im Sinne der Stehzeiten und Fahrweiten - angenommen werden.

Trotz der geringeren Stichprobe bei den niederösterreichischen Park & Ride Plätzen entlang der Bahnlinien können für alle Park & Ride Plätze die Eigenschaften der kurzen zurückgelegten Weglänge zu den Park & Ride Anlagen und die längeren Stehzeiten angenommen werden. Beide Eigenschaften wirken sich positiv auf das Vehicle to Grid System aus, als auch auf eine politisch gewünschte Modal Split Verlagerung auf den öffentlichen Verkehr.

Im Vergleich zu allen Wiener Garagenstellplätzen (nicht alle privaten Wohngaragen sind inkludiert) sind 9,4% der Wiener Stellplätze untersucht worden. Theoretisch ist das Potenzial von Pendlern und V2G-Nutzern im Raum Wien sehr groß. Sämtliche PKW Benutzer mit kurzen Wegen und vor allem 105.000 Wienpendler und der Großteil der 197.000 Binnenpendler mit PKW – wie im Kapitel 4.2.5 erwähnt – sind für V2G geeignet. Die Vorteile von Vehicle to Grid kann für einen Großteil dieser Nutzergruppe die Benutzung von Garagen bzw. Park & Ride Garagen attraktivieren. Vor allem der kombinierte Verkehr (PKW + öffentlicher Verkehr) kann dadurch profitieren.

5 Technische und ökonomische Auswirkungen für den Energielieferanten

In diesem Kapitel gilt es vor allem die ökonomischen Auswirkungen einer möglichen Einführung des Vehicle to Grid Systems zu untersuchen. -Zuerst wird die grundlegende Struktur des Strommarkts und des österreichischen Energiesystems vorgestellt. Des Weiteren werden mögliche V2G-Kundengruppen, ihre Anzahl und ihr Fahrverhalten prognostiziert. -Anschließend werden unter Festlegung weiterer technischer Restriktionen das mögliche Lastverlagerungspotenzial von Elektrofahrzeugflotten unter Zuhilfenahme verschiedener Szenarien dargestellt.

Der zweite Teil dieses Kapitel bezieht sich auf mögliche Einnahmequellen durch die Teilnahme am Strommarkt.

5.1 Grundlagen

5.1.1 Bilanzgruppenmodell

Eine Bilanzgruppe ist definiert als die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung und

Abgabe von Energie erfolgt. Sie stellt somit die kleinste Ebene des Energieausgleichs innerhalb des Systems dar. Die Funktionsweise der Bilanzgruppe unterstellt, dass auch die Leistungsbilanz in der gesamten Regelzone ausgeglichen ist, wenn alle Bilanzgruppen innerhalb einer Regelzone eine ausgeglichene Leistungsbilanz vorweisen (Maubach, 2008, S.32). Die Struktur einer Regelzone ist in nachstehender Abbildung dargestellt.

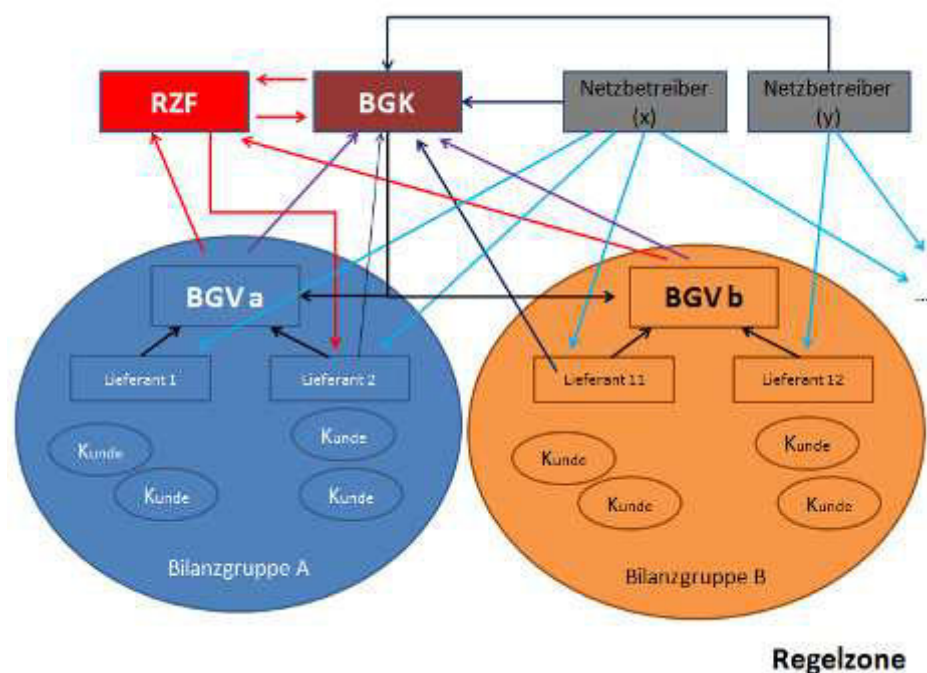


Abbildung 44: Bilanzgruppenmodell, Legende: BGK=Bilanzgruppenkoordinator, BGV: Bilanzgruppenverantwortlicher, RZF: Regelzonenführer (eigene Darstellung nach Verbund, 2010)

Die Lieferanten einer Bilanzgruppe prognostizieren für jede Viertelstunde des Folgetages den Verbrauch ihrer Kunden und erstellen für die Stromverbrauchsdeckung Fahrpläne für ihre Kraftwerke. Fehlende Energiemengen werden dabei von anderen Lieferanten besorgt, überschüssige Mengen an andere Lieferanten veräußert (Verbund, 2010). In § 7 EIWOG (EIWOG, 2008) wird der Begriff „Fahrplan“ als diejenige Unterlage definiert, die angibt, in welchem Umfang elektrische Leistung oder Energie als prognostizierter Leistungsmittelwert in einem konstanten Zeitraster (Messperiode) an bestimmten Netzpunkten eingespeist und entnommen wird. Grundlage der Fahrplanerstellung sind Prognosen über mögliche Lieferungen und über den Stromverbrauch innerhalb einer Bilanzgruppe.

Abbildung 45 verdeutlicht die Abdeckung der prognostizierten Tageslastganglinie- oder auch Tagesdauerlinie genannt - in den Fahrplänen. Ein Großteil der Tagesdauerlinie ist demzufolge relativ sicher zu prognostizieren und kann durch lang- oder mittelfristige Verträge abgefangen werden (Grundlast). Nach Ritzau (2005) können je nach Lastprofil und Prognose 70%-90% der benötigten Mengen im Voraus beschafft werden, der Rest wird erst kurzfristig über Spot- und Regelenenergiemärkte bezogen.

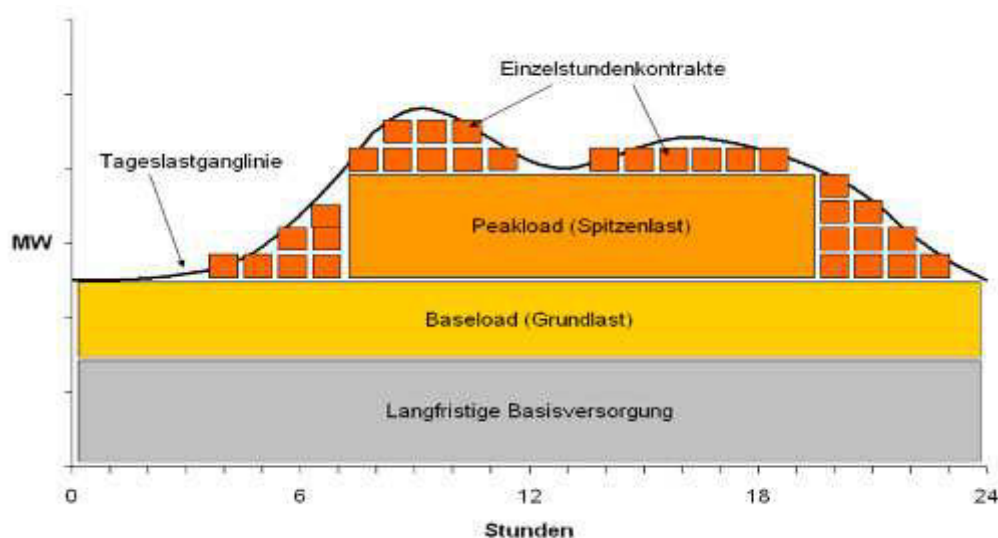


Abbildung 45: Abdeckung der prognostizierten Tagesdauerlinie (Gerstbach, 2004, S.3)

Der Bilanzgruppenkoordinator erhält von den Bilanzgruppenverantwortlichen am Vortag die Bilanzgruppenfahrpläne, die abgesehen vom Intra-Day-Handel (Handel über den Spotmarkt am Tag der Lieferung) den erwarteten Verlauf der Last und der Erzeugung wiedergeben und überprüft diese auf Stimmigkeit (Weißbach, 2009, S.47). Der Bilanzgruppenkoordinator aggregiert aus diesen Fahrplänen Austauschfahrpläne mit anderen Bilanzgruppen, um die Versorgung innerhalb der Bilanzgruppe auszugleichen. Zudem haben die Lieferanten die Möglichkeit, freie Erzeugungskapazitäten als kurzfristige Reserveleistung (Tertiärregelung) dem Bilanzgruppenkoordinator anzubieten. Der Bilanzgruppenkoordinator reiht diese Angebote nach dem Angebotspreis und stellt die so genannte Merit Order Liste dem Regelzonenführer zur Verfügung, der diese bei Regelenergiebedarf abrufen. Da die Bilanzgruppenverantwortlichen ihre Energiefahrpläne bereits am Vortag abgeben müssen, haben sie die Aufgabe, ihre Energienachfrage und ihr Energieangebot genau zu prognostizieren und ihre Lasten möglichst günstig abzudecken. Ein Hilfsmittel für die Prognostizierung der Lastgänge stellt die Price Forward Curve dar.

Die Price Forward Curve (PFC) prognostiziert für jede Einzelstunde den Marktpreis zu dem zu einem zukünftigen Zeitpunkt die erforderliche Energie gehandelt wird. Eingangsgrößen zur Erstellung einer solchen Kurve sind historische Stundenpreise am Spotmarkt. Dabei werden aus Daten vorheriger Handelsjahre Standardtagesprofile für Werktage, Samstage und Sonntage entwickelt. Eine weitere Eingangsgröße sind aktuelle Börsennotierungen von Peak und Base. Diese werden über einen Schlüssel in Quartals- und Monatswerte für Base und Peak bestimmt. Durch die Aneinanderreihung der Standardtagesprofile und unter Berücksichtigung einer entsprechenden Gewichtung entsteht somit der Jahresverlauf der PFC. Aus den Abweichungen von historischen Vergleichen kann ein Risikoaufschlag ermittelt werden, der die zukünftig zu erwartenden Preisungenauigkeiten im Mittel auf viele Bepreisungsvorgänge ausgleicht (Mull, 2007, S.15). Insgesamt können durch dieses Bottom-up-System Base und Peak relativ risikolos beschafft werden. Die verbleibenden Stundenkontrakte tragen dabei den Risikoaufschlag (vgl. Abbildung 46).

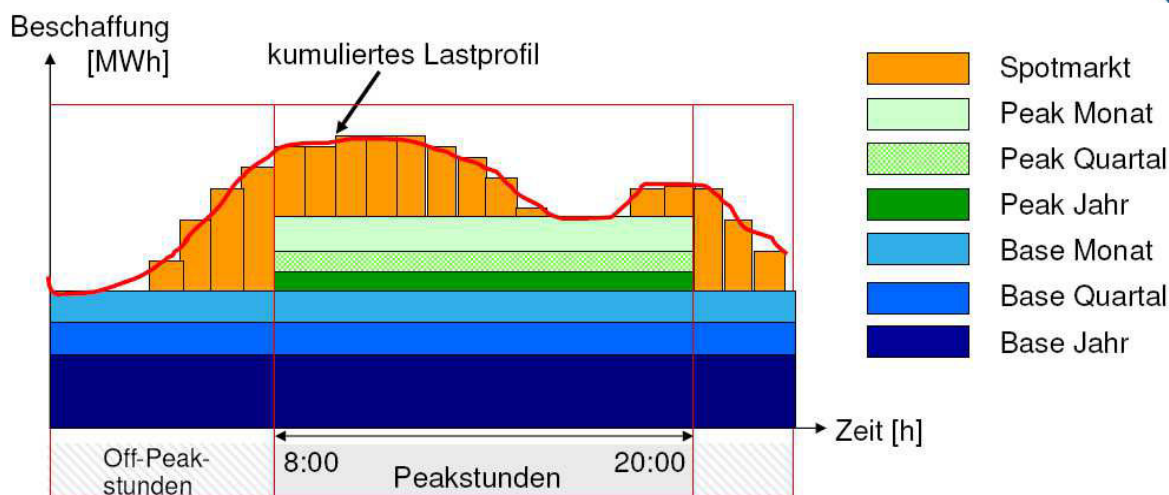


Abbildung 46: Beschaffung der notwendigen Energiemengen für ein Lastprofil (Mull, 2007, S.16)

Eine andere Möglichkeit für die Energiebedarfsdeckung ist das so genannte Hedging. Hier werden bestimmte Stunden bewusst mit den Standardprodukten Peak und Base überdeckt, um die nicht hedgebaren Anteile zu minimieren (vgl. Abbildung 46).

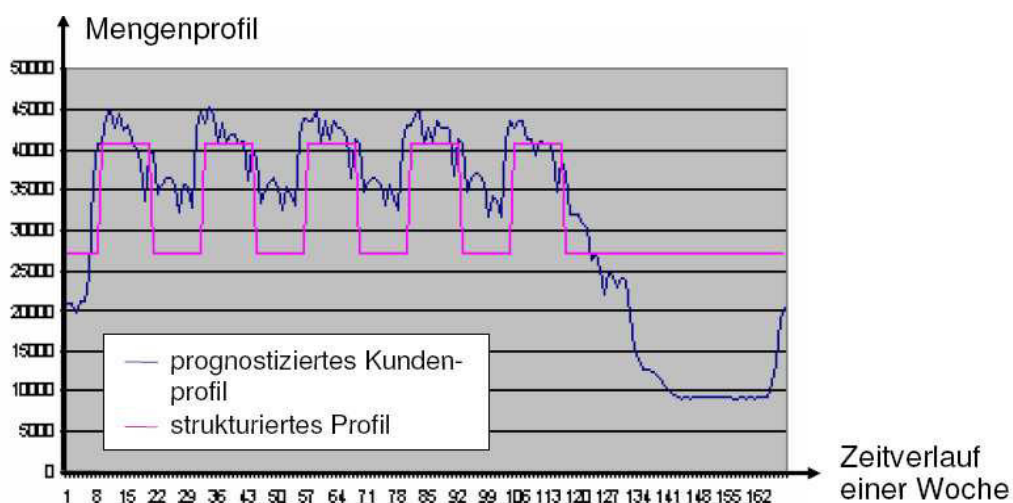


Abbildung 47: Energiebereitstellung über Hedging (Mull, 2007, S.17)

Zur Tagesanpassung muss die Differenz zwischen der ursprünglichen Bestellprognose und der Nachkorrektur mittels einer „day-ahead“ Prognose am Vortag der Lieferung durch Verkauf von zu viel geplanter Menge und durch den Nachkauf von nicht eingeplanter Menge je Stunde am Spotmarkt erfolgen. Risiken hierbei entstehen vor allem durch Preisschwankungen am Spotmarkt und durch Abweichungen des tatsächlichen Verbrauchs vom prognostizierten Profil (Mull, 2007, S.18). Je dichter also der Zeitpunkt der Prognose am Zeitpunkt des Verbrauchs liegt, desto kleiner ist der Prognosefehler. Daher werden die Fahrpläne ständig angepasst und bestmöglich mit dem kurzfristig abzuschließenden Stromhandel erfüllt. Die kleinste Einheit, die im Rahmen der Fahrplanänderungen gehandelt werden kann, ist Energie in Stundenblöcken bis 75 Minuten vor dem tatsächlichen Einsatz (Sternner et al., 2010, S.55). Weicht auch

die aktualisierte Prognose vom tatsächlichen Verbrauch ab oder kommt es zu unvorhersehbaren Ausfällen von Energieerzeugungsanlagen, wird Regelleistung benötigt. Dabei wird die Differenz zwischen der „day-ahead“ Prognose und dem tatsächlich eingetretenen Ist-Bedarf angeglichen. Dies bedeutet, dass zu viel geplante Mengen pro ¼ Stunde beim Netzbetreiber verkauft, nicht geplante Mengen pro ¼ Stunde zugekauft werden. Der Preis für diese Energie steht dabei erst nach der Lieferung fest, da die Ausgleichsenergie erst nach einem Clearing weiterverrechnet wird. Das Risiko, das hierbei für den Energielieferanten besteht, ist die Tatsache, dass der Preis für die Ausgleichsenergie nicht im Voraus bekannt ist (Mull, 2007, S.20). Abbildung 48 verdeutlicht die Anpassung einer Vollversorgung an den tatsächlichen Verbrauch mittels Ausgleichsenergie.

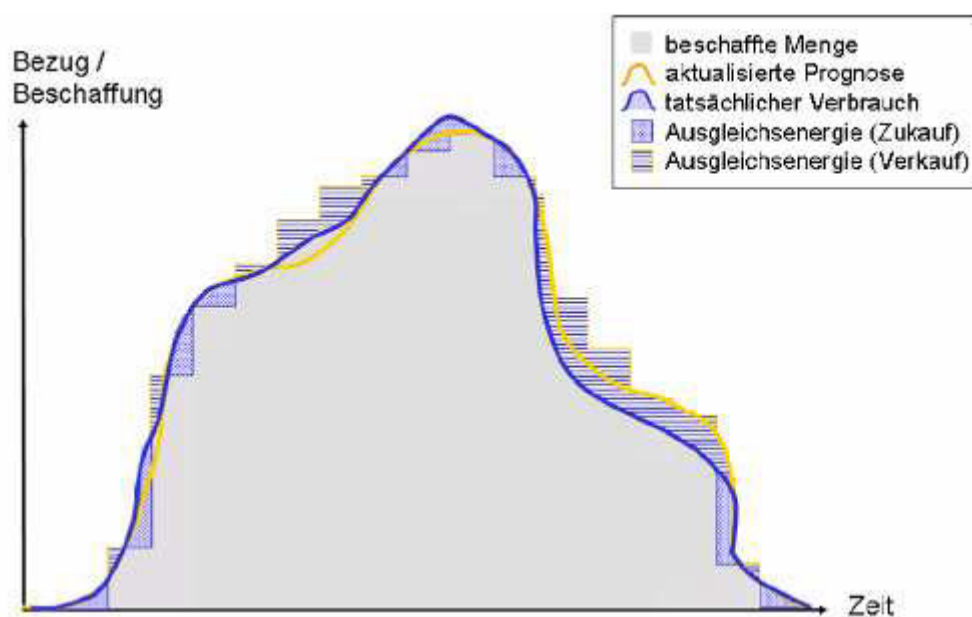


Abbildung 48: Anpassung der Vollversorgung an den tatsächlichen Verbrauch mittels Ausgleichsenergie (Mull, 2007)

Die Regelzonenführer berechnen im Vorhinein die Strommengen, die aufgrund der Lieferverträge über die Grenzen der Regelzonen fließen sollen. Dann werden die Austauschleistungen an den Kuppelleitungen zu den angrenzenden Regelzonen gemessen und mit den beabsichtigten Austauschprogrammen der Bilanzgruppen verglichen. Um einen ungewollten Austausch zwischen Bilanzgruppen und Regelzonen zu minimieren, wird über die Sekundärregelung ein automatischer Ausgleich herbeigeführt. Ist die Sekundärregelung nicht ausreichend um die Frequenzhaltung (Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch) aufrecht zu erhalten, wird über die Merit Order Liste die Tertiärregelung abgerufen. Die Ausgleichsenergie einer Viertelstunde entspricht demnach

- der Summe der Erzeugung aus der Sekundärregelung und Tertiärregelung
- und dem ungewollten Austausch mit anderen Regelzonen (Verbund, 2010).

Der Regelzonenführer misst den aktuellen Verbrauch innerhalb der Regelzone und gibt diesen an den Bilanzgruppenkoordinator weiter, der aus der Differenz zu seiner Prognose die Höhe der Ausgleichsenergie berechnet. Außerdem wird die Differenz zwischen den Prognosen der Bilanzgruppenverantwortlichen und den tatsächlich von den Netzbetreibern gemessenen Werten bestimmt. Das Bilanzgruppensystem setzt daher voraus, dass innerhalb der Regelzone jeder zähltechnisch erfasste Einspeise- und Entnahmepunkt in einem öffentlichen Netz direkt (oder indirekt über einen Lieferanten) einer Bilanzgruppe zugeordnet ist (Verbund, 2010).

5.1.2 Großhandels- und Regelenenergiemarkt

Seit der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätssektors haben sich innerhalb Europas organisierte Stromhandelsplätze gebildet (z.B. EEX, Nord Pool, APX, Powernext, OMEL, EXAA). In Österreich stellt die EXAA den primären Handelsplatz für Strom dar. Die Leitbörse für Energiepreise ist die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig, die sowohl die teilnehmer- als auch umsatzstärkste Strombörse darstellt (Redl & Haas, 2007).

Der Stromhandel an der Börse gliedert sich in Terminmarkt, Spotmarkt und Intradaymarkt. Der sich an der Strombörse EEX einstellende Strompreis für kurzfristige („Day Ahead“ / Spotmarkt) und längerfristige Stromlieferungen (Terminmarkt) ist gleichzeitig der Referenzpreis für den Preis außerhalb der EEX (z.B. Vollversorungsverträge) gehandelten Stroms (Jungbluth & Borchert, 2008). Die Marktstruktur an der Börse wird in Abbildung 49 dargestellt.

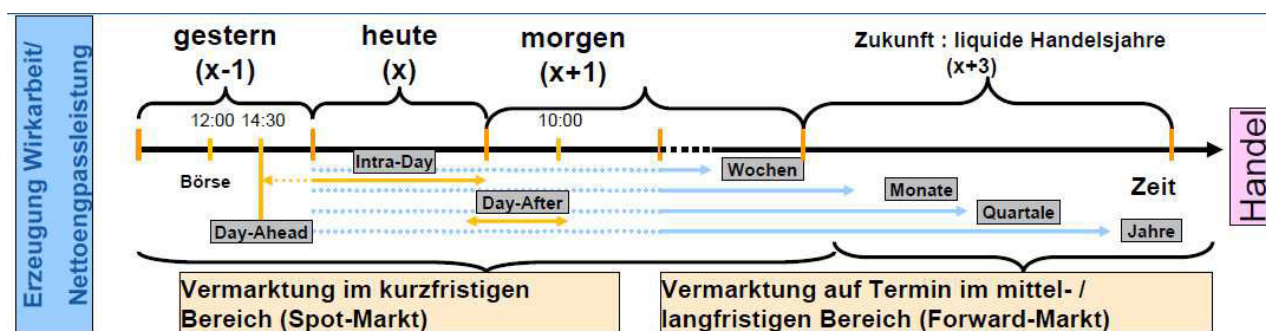


Abbildung 49: Preisbildung am Großhandelsmarkt (Hassa 2009, S.9)

Sowohl Produzenten als auch Konsumenten von Strom gehören so genannten Bilanzgruppen an. Die Kraftwerke einer Bilanzgruppe tragen dabei essentiell zur Strompreisbildung bei, da sie sowohl die Produktionsmengen (Kapazitätsbegrenzungen) als auch durch ihre Kostenstruktur die Angebotspreise vorgeben.

Der sich einstellende Marktpreis an der Börse hängt von verschiedensten Parametern ab (vgl. Abbildung 50). Viele dieser Parameter wie die Preisentwicklung auf den Rohstoffmärkten, der Emissionszertifikatspreis oder die Kraftwerksverfügbarkeit tragen maßgeblich zu den Grenzkosten der Kraftwerke bei. Letztere ergeben sich aus den jährlichen Vollaststunden, den Wartungs- und Instandhaltungskosten, den

Beschaffungskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe, dem Wirkungsgrad, Brennstoffpreisen und CO₂-Kosten.

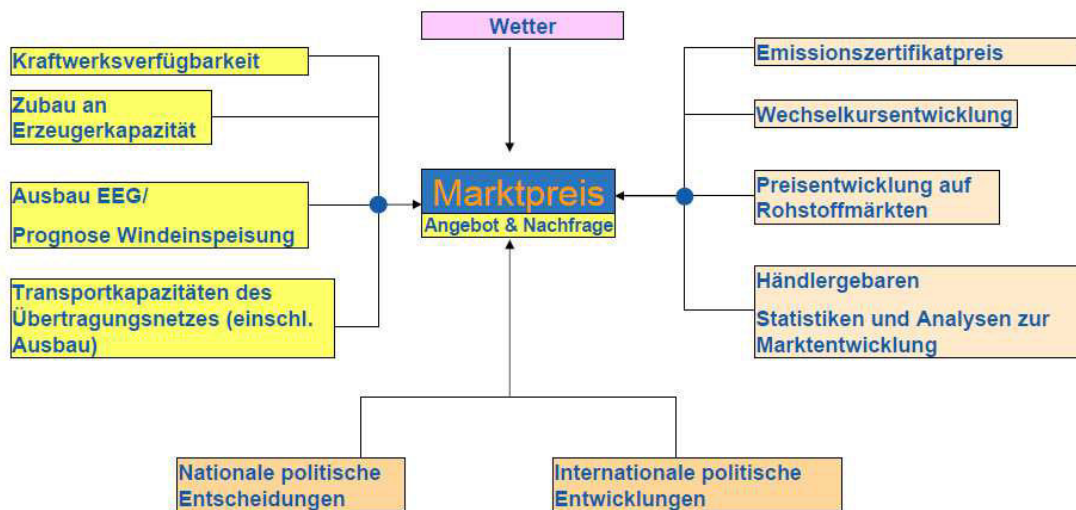


Abbildung 50: Parameter Strompreisbildung(Hassa, 2009, S.10)

Der Kraftwerkseinsatz folgt der so genannten Merit Order Kurve. In dieser Kurve sind alle Kraftwerke nach ihren Grenzkosten und ihrer installierten Leistung geordnet. Der Einsatz orientiert sich an dem Schnittpunkt zwischen Nachfrage und Angebot. Die untere Abbildung verdeutlicht die Merit Order Kurve für Deutschland. Demnach werden alle Kraftwerke eingesetzt, die sich links des Schnittpunkts von Angebot und Nachfrage befinden. Bei dem auf fast allen europäischen Börsen angewandten zweiseitigen Auktionsverfahren erhalten alle Kraftwerksbetreiber den Preis des höchsten Angebots unterhalb des Schnittpunkts.

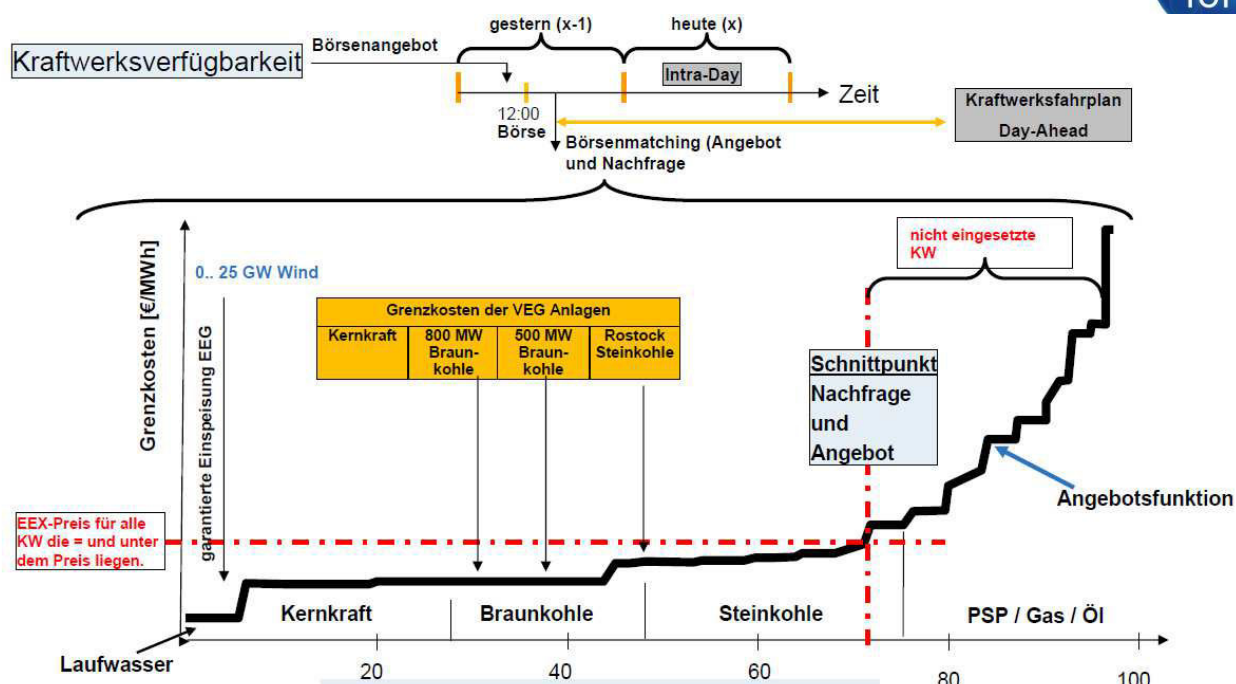


Abbildung 51: Kraftwerkseinsatz nach der Merit Order (Hassa, 2009, S.19)

Das kleinste Gebot, das auf der Börse getätigt werden kann beträgt 1 MW bei Blöcken und 0,1 MW bei Einzelstunden (Kox, 2009, S.18). Somit kann der Belastungsablauf innerhalb der Bilanzgruppen gut abgedeckt werden. Generell sind die Preise auf Strommärkten aufgrund der preisunelastischen Nachfrage sehr volatil. Die Marktteilnehmer sind daher einem hohen Preisrisiko ausgesetzt, da stark schwankende Preise die Prognose künftiger Einnahmen erschweren (Nolde, 2009, S.8).

Eine zweite Form des Strommarkts stellt der Regelenergiemarkt dar. Dieser ist zuständig für die Aufrechterhaltung der Frequenz im Netz, wobei drei verschiedene Arten von Regelenergie auftreten: Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve/Tertiärregelung.

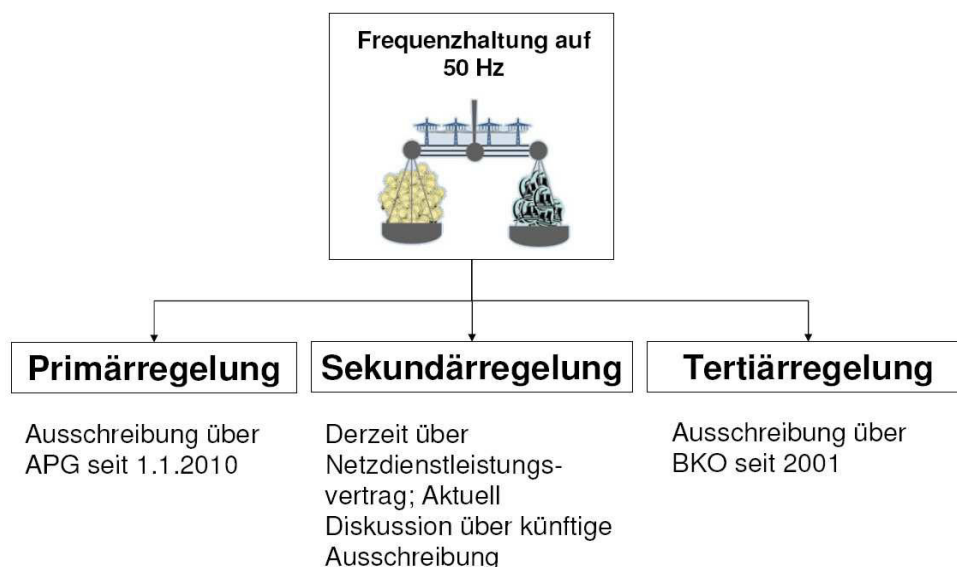


Abbildung 52: Leistungs-/Frequenzhaltung in Österreich (Regelzone APG) (Kaschnitz, 2010, S.34)

Der Regelzonenführer (RZF) ist dazu verpflichtet, durch primäre und sekundäre Frequenz- und Wirkleistungsregelung größere Ungleichgewichte in seiner Regelzone innerhalb von 15 Minuten zu kompensieren und das für die Regelzone vorgeschriebene Leistungsband für die Primär- und Sekundärregelung durch den rechtzeitigen Einsatz von Tertiärregelung wieder einsatzbereit zu machen (APCS, 2005). Der Ablauf des Einsatzes erfolgt nach folgendem Schema:

- Bei Frequenzschwankungen $>10\text{mHz}$ vom Sollwert (50 Hz) setzt automatisch die Primärregelleistung ein. Die Vergütung dieser Regelleistung erfolgt über einen Leistungspreis (Kox, 2009, S.26). Am Ende des Angebotszeitraums werden die Angebote der Erzeuger nach ihren Leistungspreisen gereiht, bis die ausgeschriebene Menge an Primärregelleistung erreicht ist. Dann erhält jeder Anbieter fix den angebotenen Leistungspreis vergütet, zu dem er die Bereitstellung von Primärregelleistung angeboten hat (Regelleistung.net, 2010).
- Bei der Sekundärregelung werden sowohl ein Arbeits- als auch ein Leistungspreis vergütet. Derzeit kann in der Regelzone APG aufgrund eines bilateralen Vertrages allerdings nur die APT (Austrian Power Trading AG) Sekundärregelleistung liefern. Ab März 2011 soll die Teilnahme am Sekundärregelungsmarkt allerdings auch für andere Anbieter geöffnet werden. In diesem Markt wird die Lieferung wöchentlich ausgeschrieben, wobei sie sich bei ca. 210 MW für Lieferung und Bezug beläuft. Die angebotene Menge für die Sekundärregelung soll dabei für 12-Stunden-Blöcke (8-20 Uhr, 20-8 Uhr) gewährleistet werden. Der Zuschlag wird anhand des Leistungspreises gegeben, der Abruf erfolgt nach dem Angebotspreis. Das minimale Angebot für die Sekundärregelung beträgt 10 MW (APCS, 2010a).
- Die Anbieter der Tertiärregelung stellen sicher, dass die von ihnen angebotene Energie mit der angegebenen Leistung 10 Minuten nach Anforderung durch den RZF tatsächlich eingespeist oder entnommen werden kann. Die Ausschreibung der Minutenreserve geschieht für die so genannten Market Maker wöchentlich,

wobei für die Lieferung 250 MW, für den Bezug 125 MW ausgeschrieben werden. Die Market Maker garantieren die Bereitstellung der angebotenen Leistungen für die ganze Woche. Für diese Leistungsbereitstellung wird zusätzlich zum Arbeitspreis ein Leistungspreis ausgezahlt. Die Abrufreihenfolge erfolgt aber nach dem angebotenen Arbeitspreis. Darüber hinaus existiert auf dem Minutenreservemarkt noch ein Day Ahead Markt. Hier wird täglich eine Menge von ca. 100 MW für Lieferung/Bezug von Minutenreserven ausgeschrieben. An die Teilnehmer am Day Ahead Markt wird jedoch kein Leistungspreis für die Bereitstellung der Leistung ausgezahlt (APCS, 2010a). Die Angebote für die Minutenreserve sind in Blöcken zu vier Stunden, jeweils für die Zeitintervalle 0:00 Uhr bis 4:00 Uhr, 4:00 Uhr bis 8:00 Uhr, 8:00 Uhr bis 12:00 Uhr usw. abzugeben. Dabei kann je Anbieter und Angebotsdauer ein Angebot zwischen 10 MW und 50 MW als Block gelegt werden. Zusätzliche Angebote vom selben Anbieter für dasselbe Zeitintervall haben in einem Umfang zwischen 25 und 50 MW zu erfolgen. Der maximale Angebotspreis beträgt 3.000 Euro. Für die Übernahme von Ausgleichsenergie werden pro MWh maximal 500 Euro an den Anbieter gezahlt (APCS, 2005).

Insgesamt kann gesagt werden, dass sich die Regelenenergiemärkte in der Preisbildung stark von der Strombörse unterscheiden. Die Anbieter werden zwar nach der Merit Order -gereiht, allerdings werden alle Anbieter, die nach der Merit Order den Zuschlag erhalten, nach den angebotenen Preisen ausgezahlt (APCS, 2010a). Für das Vehicle to Grid System sind beide Märkte interessant.

5.2 Ermittlung möglicher Kundengruppen und deren Lastverlagerungspotenziale

5.2.1 Zielgruppen von Elektromobilität

Die Prognose der möglichen Nutzergruppen und ihr Potenzial für die Teilnahme am V2G-System sind stark von dem Motorisierungsgrad der Nutzergruppe und einigen für die Elektromobilität essentiellen Parameter abhängig. Laut Statistik Austria beläuft sich die Zahl der zum Verkehr zugelassenen Fahrzeuge im Jahr 2009 auf insgesamt 5,98 Mio. Kraftfahrzeuge, wovon 72,9% PKW sind (insgesamt 4,36 Mio. PKW) (Statistik Austria, 2009). Alle diese Fahrzeuge könnten theoretisch ein Elektrofahrzeug mit V2G-Applikationen sein. Allerdings eignen sie sich nicht gleichermaßen für die Nutzung der Akkus als Netzdienstleister oder als Stromspeicher. Vor allem zu Beginn der Elektrofahrzeugdurchdringung sind bestimmte Nutzergruppen prädestiniert für den Kauf eines EVs und der Teilnahme am V2G- System. Folgende Eigenschaften sollten die potenziellen Elektrofahrzeugbesitzer, der am V2G-System teilnimmt, aufweisen:

- Die Anzahl der Fahrten und die Länge der Fahrwege sollte nur moderat sein
- Die Fahrten sollten relativ gut prognostizierbar sein
- Die Fahrzeugbesitzer sollten möglichst eine Garage oder einen privaten Parkplatz besitzen (für Ladestationen).

In städtischen Agglomerationen parken viele Fahrzeuge auf der Straße. Um die Elektromobilität zu fördern, gilt es auch hier eine geeignete Infrastruktur aufzubauen, damit diese Fahrzeuge durch V2G-EV ersetzt werden können. Da die Infrastrukturplanung und der Bau öffentlicher Infrastruktur meist sehr lange Planungs- und Genehmigungszeiten beansprucht, ist in den nächsten Jahren nicht mit einer flächendeckenden, öffentlichen Ladeinfrastruktur an Straßen zu rechnen. Die Systemnutzergruppe wird somit stark eingeschränkt. Da diese -Studie allerdings die grundsätzlichen Möglichkeiten der Elektromobilität mit V2G-System analysiert, sollen auch diese Fahrzeuge in die Berechnungen einbezogen werden bzw. diesbezüglich keine Unterscheidung gemacht werden.

Bei einer Analyse des österreichischen Mobilitätsverhaltens können Vollzeit-Berufstätige als die am stärksten autoorientierte Bevölkerungsgruppe identifiziert werden: In Österreich pendeln jeden Tag 2.101.624 Menschen ausschließlich mit Auto, Motorrad und Moped zur Arbeit (Statistik Austria, 2007). Nicht inkludiert sind allerdings Wege, die in Kombination mit dem öffentlichen Verkehr durchgeführt werden, d.h. z.B. Berufspendler die Park & Ride Stationen nutzen, sind der Statistik des öffentlichen Verkehrs zugeordnet. Die Anzahl der gesamten PKW-fahrenden erwerbstätigen Pendler (inklusive Mitbenutzer des öffentlichen Verkehrs) wird auf ca. 2.170.000 Personen geschätzt (Klamer, 2010). Dies entspricht etwa 26% der Gesamtbevölkerung, somit ist die Gruppe Pendler als sehr nutzerstarke Gruppe einzuschätzen.

Eine Studie des BMVIT (März 2010) zeigt das Potenzial vor allem bei folgenden Gruppen auf: Pendler, Taxis, öffentliche Flotten, betriebliche Flotten, Umsetzungsregionen, (jugendliche) Benutzer von einspurigen Elektrofahrzeugen.⁴³ Für das Vehicle to Grid System kommen die Benutzer von einspurigen Fahrzeugen und Taxis aufgrund fehlender Stehzeiten nicht in Frage. Für folgende Zielgruppen ist das Vehicle to Grid System mit seinen Vor- und Nachteilen in der Mobilität besonders attraktiv.

- Tagespendler zu Park & Ride Anlagen oder anderen Sammelgaragen

Die wahrscheinlich aussichtsreichste Gruppe sind Tagespendler, deren Wege in Sammelgaragen enden. Ihre Wege führen sie von ihrem Wohnort, in dem sie über Nacht ihr Fahrzeug mit billigem Strom aufladen, bis hin zu Sammelgaragen (Park & Ride oder Großgaragen in Wien, Niederösterreich), in denen mehrere Anschlüsse an das Stromnetz günstig installiert werden können und das Fahrzeug untertags für Rückspeisungen zu Verfügung steht. Wenn die Fahrzeuge die Garagen nachmittags oder abends wieder verlassen, steht ihnen genauso viel Energie zu Verfügung wie benötigt, addiert mit einem (individuell einstellbaren) Sicherheitsfaktor, wodurch die Heimfahrt und eventuelle kurze Umwege problemlos bewältigt werden können. Steckt das Fahrzeug wieder am hauseigenen Anschluss kann das EV in der Nacht wieder mit günstigem Strom aufgeladen werden.

Vorteile dieser Zielgruppe sind, dass sie die Wege relativ regelmäßig durchführen und die große Zahl von Fahrzeugen in den Garagen eine weitere Sicherheit für tägliche

⁴³ BMVIT, Strategie und Instrumente sowie prioritäre Anwender- und Einsatzbereiche für den Nationalen Einführungsplan Elektromobilität, März 2010, Seite 74

Einspeisungen bietet. Aufgrund guter Datenlage konnten 92% der Stellplätze von Wiener Park & Ride Anlagen auf das Stehverhalten (Einfahrts- Ausfahrtszeit, Stehlänge und Herkunft) untersucht und die potenziell eingespeiste Energie von einzelnen Anlagen geschätzt werden. Außerdem ist die Installation von mehreren Anschlüssen in einem konzentrierten Bereich wie Garagen, die aufgrund ihrer Lage meist auch an das höherrangige Stromnetz angeschlossen sind, günstiger.

Vor allem niederösterreichische Wienpendler aus dem Wiener Umland, die mit dem privaten PKW unterwegs sind und in Wiener Park & Ride Anlagen oder Niederösterreichischen Park & Ride Anlagen oder an Bahnhöfen stehen, könnten potenziell Energie einspeisen. Ca. 143.000 Personen pendeln täglich mit PKW nach Wien, vorwiegend aus dem Umkreis von bis zu 50 km⁴⁴.

- Private und betriebliche Flotten

Eine weitere potenzielle Nutzergruppe, die für das Vehicle to Grid System in Frage kommt und für die das System auch profitabel sein kann, sind Unternehmen mit Fahrzeugflotten. Diese haben oft einen gemeinsamen Ausgangspunkt (Unternehmens-, Filialensitz) und einen ähnlichen Tagesverlauf, abhängig von der Art des Unternehmens. Während Zulieferer oder die Post vorwiegend morgens und vormittags unterwegs sind, kann nicht benötigte Energie aus dem Akku an nachmittäglichen Stehzeiten für die Einspeisung in das Stromnetz verwendet werden. Eingespeist werden kann unter anderem auf zentralen Unternehmensparkplätzen oder an Tankstellen.

- Einkaufsverkehr (zu Einkaufszentren etc.)

Der Einkaufsverkehr hat eine hohe und zukünftig weiter steigende Bedeutung am Anteil der Gesamtwege. Aufgrund der relativ geringen Stehzeiten eignet sich diese Nutzungsform allerdings nur bedingt für ein V2G-System. Fachmarkt- und Einkaufszentren haben große Ressourcen an Parkplätzen und weisen zu bestimmten Tageszeiten eine starke Auslastung auf. Im Schnitt stehen die Fahrzeuge 1,5 bis 3 Stunden an solchen Parkplätzen. Verfügt der Parkplatz über genügend Stellflächen, kann ein gewisser Prozentsatz an Elektrofahrzeugen sicher prognostiziert werden, die somit am V2G-System teilnehmen könnten. Da die verschiedenen Einkaufsgeschäfte grundsätzlich in Konkurrenz stehen, kann eine zusätzliche Attraktivitätssteigerung durch Einnahmen von Strom- Einspeisungen der Kunden als Wettbewerbsvorteil generiert werden.

Weitere Zielgruppen haben zwar die nicht Vorteile der Konzentration von Auflade- und Einspeise- Vorrichtungen und weiters den Nachteil, dass sie sowohl in Zahl als auch in Bezug von Fahrt- und Stehzeiten schwerer abschätzbar sind. Allerdings zeichnen sie sich dadurch aus, dass ihre Mobilitätsbedürfnisse fast zur Gänze von Elektrofahrzeugen -abgedeckt werden können. Diese Gruppen beinhalten:

- Stadtautofahrer (kurze Strecken im dicht besiedelten Gebiet)

⁴⁴ Eigene Berechnung aus Statistik Austria, Pendlerstatistik 2001

Der klassische Stadtautofahrer fährt vorwiegend kurze Strecken innerhalb des Stadtgebiets, für die Wegzwecke „Arbeit“, „Einkauf“, „Erledigungen“ sowie „Freizeit“, die ihn manchmal etwas weiter führen, als die durchschnittlich Wegeweite, die in Wien bei 7,5km liegt.⁴⁵

- **Zweitwagenbesitzer**

In Niederösterreich sind 10% aller KFZ Zweitwagen, das bedeutet, dass in einem Haushalt mehr als ein KFZ angemeldet ist.⁴⁶ Da die meisten Wege in Niederösterreich sehr kurze Weiten aufweisen (Durchschnittliche Wegelänge in Niederösterreich: 15km), können die meisten Elektrofahrzeuge diese Distanzen problemlos zurücklegen ohne erneut aufgeladen zu werden. Problematisch sind die Wegelängen, die weit darüber hinausgehen wie Wege zu Freizeit- oder Urlaubsdestinationen. Zweitwagen werden kaum für derartige Wege verwendet. Relevant ist, dass ein Fahrzeug im Haushalt Wege, die Elektrofahrzeuge nicht ohne viele Ladevorgänge schaffen würden, zurücklegen kann. Das ist in Niederösterreichs Haushalten gegeben, da sich der größte Nachteil von Elektrofahrzeugen, die kürzere Reichweite pro Ladevorgang, hier durch das Vorhanden sein eines weiteren KFZ im Haushalt relativiert.

5.2.2 Fahrprofile der Nutzergruppen

Zu Beginn der Marktpenetration der Elektromobilität wird sich diese vor allem auf bestimmte First-Mover-Nutzergruppen konzentrieren. Des Weiteren ist ein V2G-System nur für -einige Nutzergruppen mit bestimmten Fahrverhalten vorrangig geeignet. Im Zuge der weiteren Betrachtungen wird nicht unmittelbar auf die Wien-Pendler eingegangen, obwohl diese großes Potenzial bieten. Die Möglichkeit mehrere, auch dezentral angesiedelte Fahrzeuge, zu poolen und gemeinsam, unabhängig vom Standort abzufragen, macht die Ortsbeschränkung nicht mehr zwingend notwendig. Generell wird aber die Nutzergruppe der Berufspendler weiterhin als Hauptnutzergruppe des V2G-Systems angesehen: Berufspendler legen für einen Weg durchschnittlich ca. 12,5 km zurück. Dienstliche Wege sind mit durchschnittlich 21,1 km weiter, der Durchschnitt über alle Wege beträgt 9,5 km (Herry et al., 2007, S.93), die durchschnittliche Weglänge eines PKW-Fahrers beträgt 13,5 km (Herry et al., 2007, S. 93). Werden am Tag ca. 2 Wege mit dem Fahrzeug vollzogen, ergibt dies eine Tageswegstrecke von 27 km.

Neben der gesamten Weglänge ist für die Umsetzung eines Vehicle to Grid Systems und die Nutzung der Akkus als Energiespeicher in der Bilanzgruppe eine Vorausplanung der Fahrenergie und der Fahrzeiten unabdingbar. So ergeben sich Freiheitsgrade, die bei der Koordination der einzelnen Ladevorgänge genutzt werden und die EV in ihrem Netzabschnitt als steuerbare Verbraucher oder Erzeuger aktiv in das Lastmanagement einbinden können (Reiner et al, 2009). Obige Erläuterungen bezüglich der Pendlerfahrten haben allerdings gezeigt, dass sich diese recht gut prognostizieren

⁴⁵ Stadt Wien Website - Verkehr

⁴⁶ NÖ Verkehrskonzept, Chancen für Elektrofahrzeuge, Band 11

lassen. Die Vorausplanung kann dabei durch den Fahrzeugbenutzer direkt oder durch Fahrverhaltensbeobachtungen und Schätzungen erfolgen (Reiner et al, 2009).

Für die Abschätzung eines möglichen Einflusses des Vehicle to Grid Systems auf die Stromwirtschaft sind vor allem die Stehzeiten der Fahrzeuge relevant. Abgesehen von den Stehzeiten an den P&R-Anlagen sollen hier Fahrprofile für die verschiedenen Nutzergruppen erstellt werden. In Abbildung 53 sind die werktäglichen Beginnzeiten der Wege pro Tag nach Wegzweck dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine kumulierte Flächenkurve, d.h. die Fläche unter der Freizeitlinie stellt 100 % dar. Um 7:00 Uhr beginnen demnach 12% des Gesamttagesaufkommens ihren Weg. Um 7:00 Uhr beginnen demnach 12 % der Teilnehmer des Gesamtverkehrsaufkommens, sich auf den Weg zu machen.

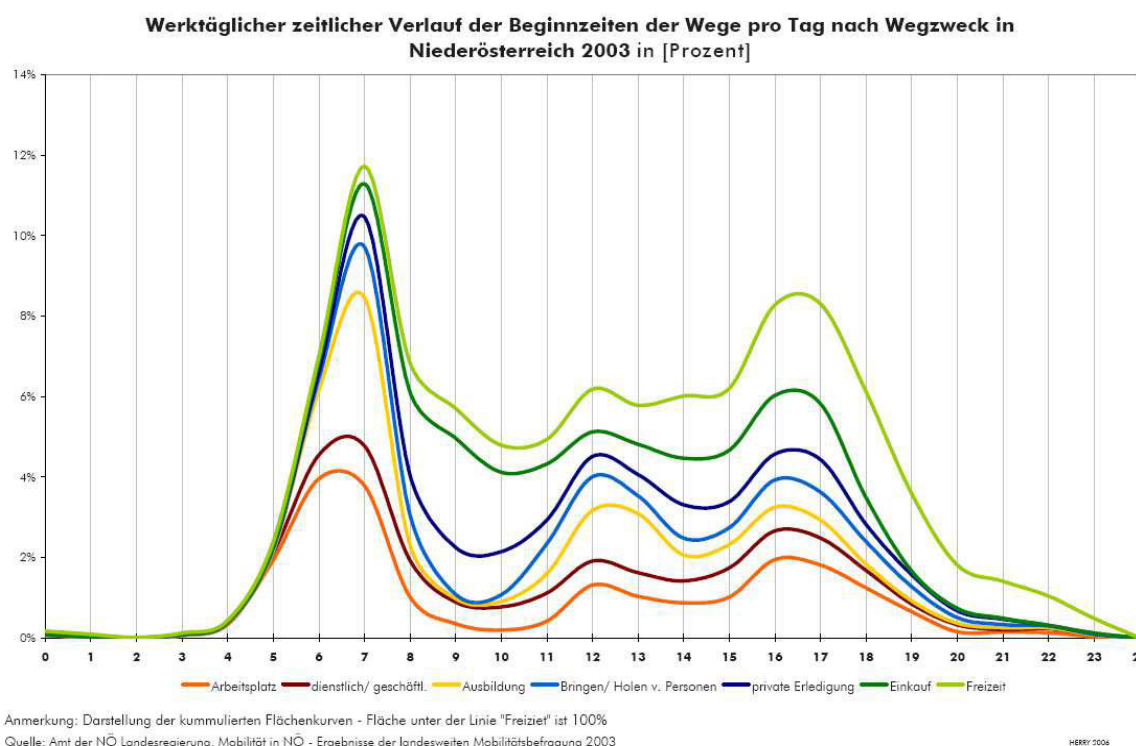


Abbildung 53: Werktäglich Verlauf der Beginnzeiten der Wege pro Tag nach Wegzweck in Niederösterreich 2003 (Herry et al., 2007)

Da obige Abbildung alle am Tag begonnenen Wege abbildet, ist für eine Erstellung der Fahrprofile der Modal Split interessant. Im Jahr 2004 wurde dieser in Salzburg untersucht, welcher folgend als Referenz für ganz Österreich angenommen wird. In diesem Modal Split sind die Nutzergruppen Pendler, Freizeit und Einkauf diejenigen Gruppen mit dem höchsten Anteil am motorisierten Individualverkehr. Dienstflotten sind ebenfalls eine relevante Nutzergruppe mit hohem Motorisierungsgrad, allerdings machen sie nur 5,7% am gesamten Verkehrsaufkommen aus, können also für die Betrachtung des Einflusses auf die Stromwirtschaft vernachlässigt werden. Pendler zum Arbeitsplatz haben einen Anteil von 25,7% am gesamten Verkehrsaufkommen, wobei ca. 60% dieser Wege als PKW-Lenker ausgeführt werden. Der Anteil der Gruppe Freizeit am

Verkehrsaufkommen beträgt 23,5%, wobei 32% dieser Wege mit dem Fahrzeug erledigt werden. Die dritte Nutzergruppe, der Einkaufsverkehr, hat einen Anteil von 19,6% am Gesamtverkehrsaufkommen mit einem Motorisierungsgrad von 37% (Herry et al., 2007, S.100). Die Gruppen Pendler, Einkauf und Freizeit können somit als Hauptnutzergruppen für die Elektromobilität ausgemacht werden. Hier ist anzumerken, dass die Gruppen nicht homogen sind, somit können Personen z.B. tagsüber als Pendler fungieren, abends dennoch dem Freizeitverkehr angehören. Somit ist also auch ein kombiniertes Fahrprofil der Nutzergruppen interessant.

Aus den Kurven der Abbildung 54 und dem Modal Split können eigene Fahrprofile für die Beginnzeiten der Fahrten pro Nutzergruppe erstellt werden. In Abbildung 4-9 ist der Verlauf der Beginnzeiten für die spezifischen Nutzergruppen über den Tag (0:00 Uhr bis 24:00 Uhr) in ihrem Anteil zum Gesamtverkehr dargestellt. Auffällig ist, dass der Pendlerverkehr vor allem in den Morgenstunden, Einkäufe am späten Vormittag und Wege im Freizeitbereich vor allem nachmittags bzw. abends getätigt werden.



Abbildung 54: Verlauf der Fahrbeginnzeiten der Nutzergruppen Pendler, Einkauf und Freizeit sowie des gesamten Verkehrsaufkommens (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)

Die nachfolgenden Abbildungen stellen den Verlauf der Beginnzeiten der ausgewählten Nutzergruppen und den Anteil der PKW-Fahrer in der jeweiligen Nutzergruppe dar. Die Ordinate beschreibt den Anteil am Gesamtverkehr in Prozent über 24 Stunden.

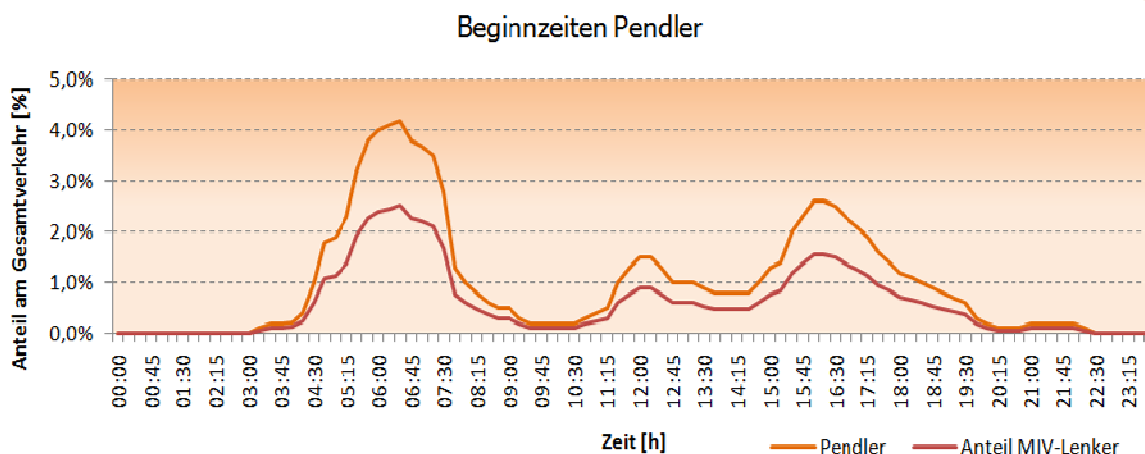


Abbildung 55: Verlauf der Fahrbeginnzeiten der Nutzergruppe Pendler (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)



Abbildung 56: Verlauf der Fahrbeginnzeiten der Nutzergruppe Einkauf (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)

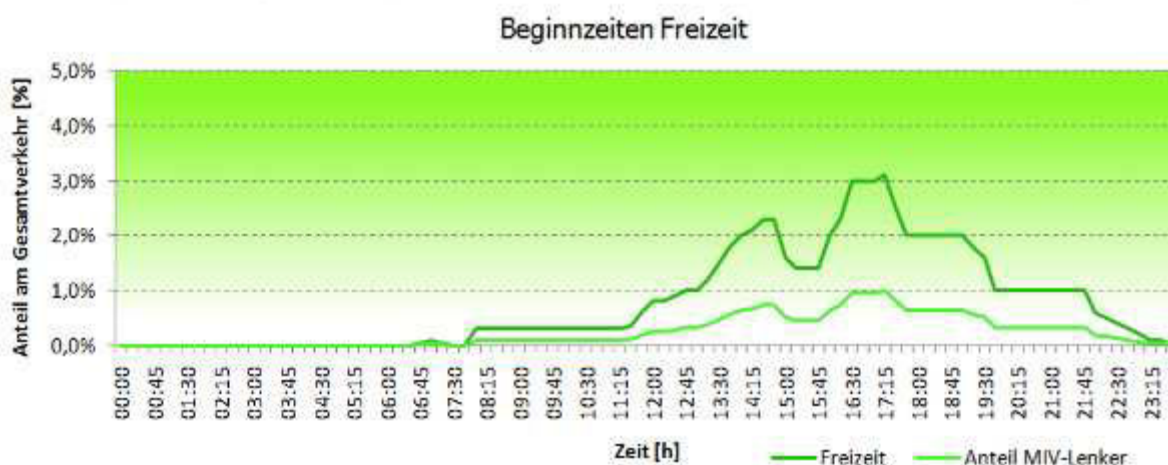


Abbildung 57: Verlauf der Fahrbeginnzeiten der Nutzergruppe Freizeit (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)

Der Vergleich der Fahrprofile verdeutlicht die unterschiedlichen Charakteristiken der Nutzergruppen. Werden die Fahrprofile der Nutzergruppen unter Berücksichtigung des jeweiligen Motorisierungsgrades aufaddiert, ergibt sich ein Profil nach Abbildung 58, das Fahrprofil des in weiterer Folge genannten Nutzergruppenkollektivs.

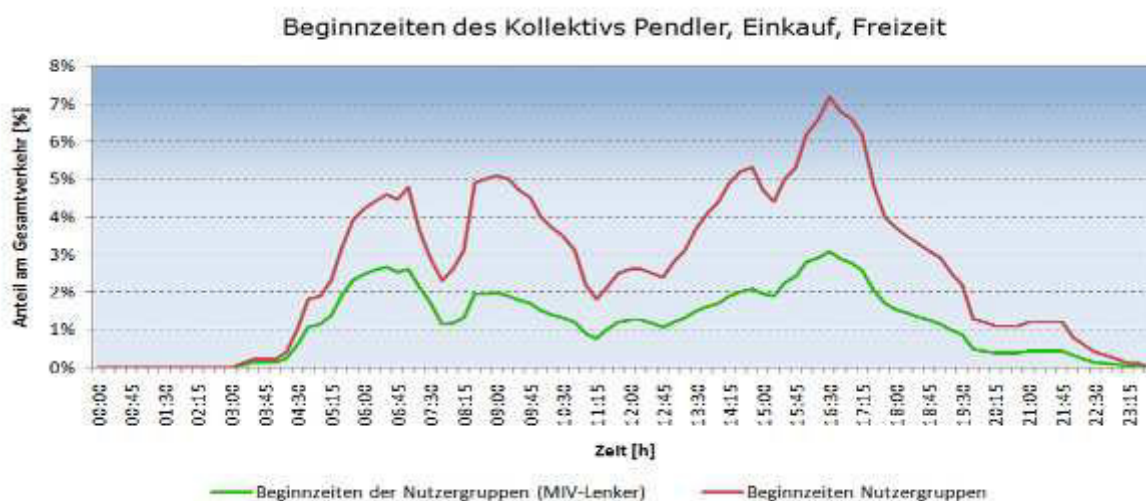


Abbildung 58: Verlauf der Fahrbeginnzeiten des Nutzergruppenkollektivs (eigene Darstellung, Datenbasis Herry et al., 2007)

Relevant für die nachfolgenden Berechnungen sind vor allem die Nicht-Verfügbarkeiten der V2G-EV der Nutzergruppen, nicht die Nicht-Verfügbarkeiten des Gesamtverkehrs. Somit wurde für die Nutzergruppe Pendler und für das Nutzergruppenkollektiv aus Pendlern, Einkauf und Freizeit ein kumuliertes Profil erstellt. Die Flächen unter den Kurven ergeben somit 100%.

In Abbildung 59 zeigt sich, dass zu keiner Stunde mehr als 11% der gesamten Fahrten des Nutzergruppenkollektivs getätigt werden.

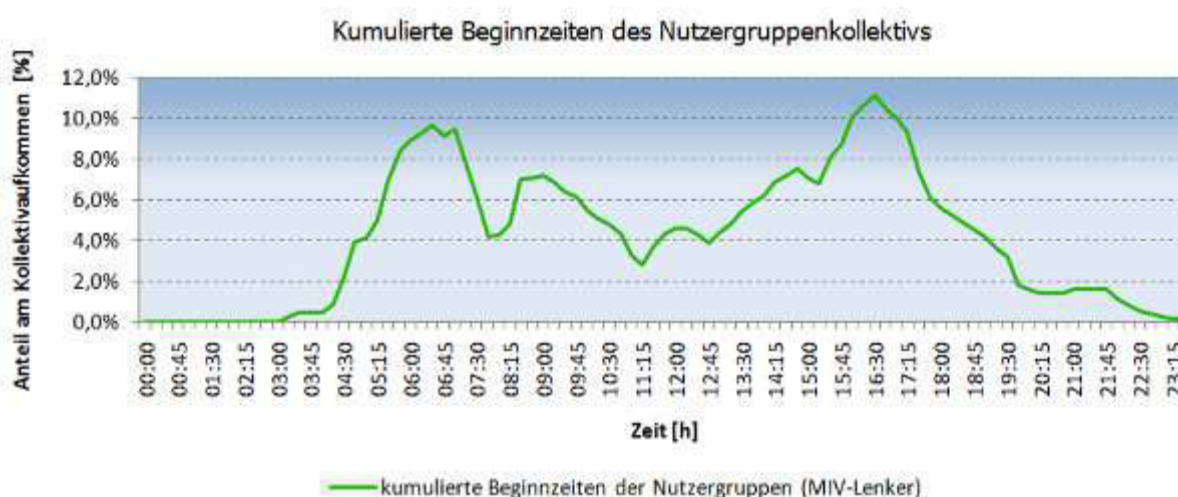


Abbildung 59: Kumulierter Verlauf der Beginnzeiten des Nutzergruppenkollektivs aus dem motorisierten Pendler-, Einkaufs- und Freizeitverkehr (eigene Darstellung)

Beschränkt man sich ausschließlich auf die Nutzergruppe Pendler, die anfangs sicherlich Hauptnutzergruppe des V2G-Systems sein wird, ergibt sich ein kumuliertes Profil nach Abbildung 60. Zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr beginnen über 17% der Gruppe ihren Fahrweg, zwischen 7:45 Uhr und 16:00 Uhr liegt der Anteil der begonnenen Fahrten in der jeweiligen Stunde unter 7%.

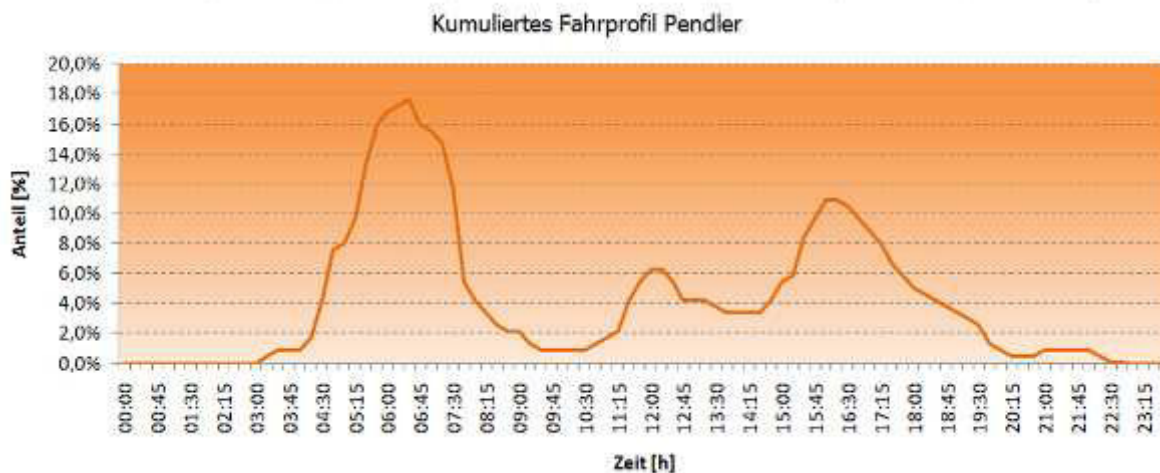


Abbildung 60: Kumulierter Verlauf der Beginnzeiten der Nutzergruppe Pendler (eigene Darstellung)

Insgesamt geht aus den Analysen hervor, dass zu keiner Zeit über 12% der insgesamt am Tag zurückgelegten Wege begonnen werden. Dies bedeutet weiters, dass, wenn die Wege auf den MIV-Verkehr umgelegt werden, mindestens 88% der Fahrzeuge nicht in Bewegung sind. Werden die Fahrprofile Pendler, Einkauf und Freizeit unter Berücksichtigung ihres jeweiligen Anteils am Verkehrsaufkommen und des MIV-Lenker-Anteils zusammengefasst, ergibt sich ein ähnliches Ergebnis. In keiner Stunde beginnen über 12% der Nutzer ihren Weg mit dem Kraftfahrzeug. Ist der Anteil der V2G-EV unter den Berufspendlern bedeutend höher als unter den anderen Nutzergruppen, muss das Profil der Pendler herangezogen werden. Hier sind die Hauptverkehrsströme zwischen 5:30 Uhr und 7:30 Uhr zu sehen, in denen über 10% bis zu knapp 18% der Fahrten begonnen werden. Aufgrund der geringen Fahrwege (durchschnittliche Weglängen im MIV 13,5 km) kann zudem davon ausgegangen werden, dass die begonnenen Fahrten in der jeweiligen Stunde auch beendet werden.

Die Nutzergruppe Pendler wird aufgrund der festen Arbeits- und Dienstzeiten am besten zu prognostizieren sein. Außerdem ist davon auszugehen, dass die Standzeiten der Fahrzeuge an einem Punkt länger andauern werden als bei anderen Nutzergruppen, sodass mehr Zeit für mögliche Vehicle to Grid Leistungen zur Verfügung steht. Des Weiteren ist das Nutzerpotenzial aufgrund des hohen Pendleranteils am MIV und der P&R-Nutzung größer als bei anderen Nutzergruppen, sodass diese Gruppe als Hauptzielgruppe des Vehicle to Grid Systems definiert werden kann.

Die Vorhersage, wann wieviele Fahrzeuge mit dem Netz gekoppelt sind, ist je nach Nutzergruppe mit mehr oder weniger großen Abweichungen verbunden. Laut Herry Consult lässt sich das Fahrprofil der Nutzergruppe Pendler mit einer Genauigkeit von 80% vorhersagen (Tomschy, 2010). Für die Verfügbarkeit der Fahrzeuge sind außerdem die Faktoren Regionstyp (Land, Kleinstadt, Großstadt), Tagestyp (Werktag, Samstag,

Sonntag) und Jahreszeit (Winter, Sommer, Übergangszeit) relevant (Liu et al., 2010). An Sonntagen sind die Fahrten sehr wahrscheinlich mit der geringsten Genauigkeit zu prognostizieren.

5.2.3 Penetrationsprognosen von Elektrofahrzeugen und V2G

In diesem Kapitel soll die Penetration von EV (mit Vehicle to Grid Funktion) abgeschätzt werden, da die Anzahl der zukünftig in Österreich bewegten EV großen Einfluss auf den Strommarkt haben. Die Aussagen über eine mögliche Elektrofahrzeugpenetration in Österreich variieren stark, da die Entwicklung dieser von verschiedenen Faktoren abhängt, die entweder begrenzend oder fördernd wirken. So hängt die Anzahl von (V2G-)EV maßgeblich

- vom technischen Fortschritt der Fahrzeuge, Akkus und Ladestationen,
- von wirtschaftlichen Gesichtspunkten (Fahrzeugkosten),
- von der politischen Unterstützung und Förderung,
- von Standardisierungsprozessen und
- von der Nutzerfreundlichkeit und gesellschaftlichen Annahmefähigkeit ab.

Deshalb ist es äußerst schwierig, die Entwicklungen in Sachen Elektromobilität vorherzusagen. In diesem Kapitel sollen Referenzszenarien entwickelt und bisher erstellte Prognosen unterschiedlicher Institute vorgestellt werden.

In einer Studie unter der Leitung der TU Wien (ALTANKRA/ELEKTRA) werden Szenarien der (volks)wirtschaftlichen Machbarkeit alternativer Antriebe und Kraftstoffe bis 2050 erstellt. Die Kernaussage betreffend EV und ihrer Marktdurchdringung ist, dass rein elektrisch betriebene Fahrzeuge (die für V2G in Frage kommen) bis 2020 wohl nur einen marginalen Anteil haben werden. Der Anteil der Hybridfahrzeuge teilt sich nach dieser Studie in 3-4% Vollhybride, 15% Mildhybride und 25% Mikrohybride (BMVIT, 2010, S. 24). Allerdings kommen für das Vehicle to Grid System ausschließlich Vollhybride mit Plug-in Möglichkeit in Frage, da Mildhybride über zu geringe Akkukapazitäten verfügen. Die Österreichische Luftschadstoffinventur 2008 forciert einen Einsatz von 1% rein elektrisch betriebene Fahrzeuge bis 2020, was insgesamt 63.000 EV entsprechen würde. Die Energiestrategie Österreichs (Umweltministerium) strebt bis 2020 einen Einsatz von 250.000 Elektrofahrzeugen (EV und PHEV) an, was 5% der für 2020 prognostizierten Fahrzeuganzahl entspricht (BMVIT, 2010, S.25). Da die Energiestrategie als Referenz für die zukünftigen Entwicklungen auf dem Energiemarkt Österreichs verwendet werden soll, wird in dieser Studie von diesen Annahmen ausgegangen.

Ein grundlegendes Ziel dieser Studie ist die Abschätzung möglicher Auswirkungen eines V2G-Systems auf den österreichischen Strommarkt. Um diese Auswirkungen beurteilen zu können gilt es verschiedene Szenarien zu untersuchen, um einen möglichst breiten Rahmen unter den gegebenen Rahmenbedingungen abzustecken. Unter einem Szenario

wird dabei die Beschreibung einer möglichen zukünftigen Situation verstanden, da nicht nur eine plausible Entwicklung in der Zukunft vorstellbar ist. Daher sind alternative zukünftige Entwicklungen zu betrachten. In dieser Studie sollen die Auswirkungen zwei verschiedener Elektrofahrzeuganzahlen untersucht werden:

- Szenario A: 250.000 EV (Energiestrategie)
- Szenario B: 434.000 EV (20% aller Pendlerfahrzeuge).

Szenario B wurde aus dem Grund ausgewählt, da die Gruppe Pendler im vorigen Kapitel als Hauptnutzergruppe identifiziert wurde. Dieses Szenario stellt ein alternatives, zukünftiges Szenario dar, das hier als positivster Fall der V2G-EV-Durchdringung angenommen wird.

Da aufgrund einer fehlenden Ladeinfrastruktur sehr wahrscheinlich nicht alle EV die Möglichkeit haben werden, tagsüber (wenn das Fahrzeug nicht zu Hause geparkt ist) Strom ins Netz einzuspeisen, werden noch zwei weitere Szenarien untersucht. In Szenario C wird davon ausgegangen, dass 20% der EV aus Szenario A tagsüber Strom einspeisen können, in Szenario D wird mit 10% gerechnet. Somit ergeben sich folgende Betrachtungen:

- Szenario A: 250.000 V2G-EV (Energiestrategie): 100% V2G
- Szenario B: 434.000 V2G-EV (20% aller Pendlerfahrzeuge): 100% V2G
- Szenario C: 50.000 V2G-EV, 250.000 EV insgesamt: 20% V2G
- Szenario D: 25.000 V2G-EV, 250.000 EV insgesamt: 10% V2G

Der Zeithorizont, bis wann diese Penetrationen wirklich erreicht werden könnten, ist in dieser Untersuchung nicht relevant, da sich die Berechnungen zu den Auswirkungen ausschließlich auf heutige oder vergangene Strommarktdaten beziehen.

5.2.4 Gesicherte Anlagenverfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

Basis für die Abschätzung der Auswirkungen von V2G-EV auf den Strommarkt ist die Erhebung der gesicherten Anlagenverfügbarkeit der EV. Diese ist von verschiedenen Faktoren, wie z.B. der technischen Anlagenverfügbarkeit, Fahrprofilen und Prognosegenauigkeiten abhängig. In diesem Kapitel soll ausschließlich die technische Anlagenverfügbarkeit betrachtet werden, welche durch z.B. Reparaturen begrenzt ist. Insgesamt werden zwei verschiedene Szenarien verglichen:

- Szenario I: Einzelanlagenverfügbarkeit 90%
- Szenario II: Einzelanlagenverfügbarkeit 80%.

Der Leistungsnutzen (gesicherte Anlagenverfügbarkeit von Anlagenkollektiven) kann durch Verfahren der Wahrscheinlichkeitsrechnung (Binomialverteilung) berechnet werden und beträgt höchstens den Wert der Einzelanlagenverfügbarkeit.

In einem ersten Schritt wird von einer technischen Einzelanlagenverfügbarkeit von 90% ausgegangen (Szenario I). Dieser Wert stellt eine äußerst positive Betrachtung zugunsten der Anlagentechnologie (V2G-EV-Fahrzeuge) dar. Wird eine Mindestverfügbarkeitsanforderung in Anlehnung an die durchschnittlichen Verfügbarkeiten im Mittelspannungsnetz (99,99%) (Consentec, 2004, S.19) vorgeschrieben, ergibt sich ein Leistungsnutzen gemäß Abbildung 61. Bei 25 Fahrzeugen stehen also 16 Fahrzeuge mit einer Sicherheit von 99,99% zur Verfügung. Es zeigt sich zudem, dass sich erst ab fünf Fahrzeugen ein mit zunehmender Kollektivgröße wachsender Leistungsnutzen ergibt. Da z.B. bei sieben Fahrzeugen trotz des Hinzukommens eines weiteren Fahrzeugs keine größere Zahl an Fahrzeugen sicher zur Verfügung steht, stellt sich der Leistungsnutzen als Treppenfunktion dar. In diesem Fall ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Leistung von drei Anlagen sicher zur Verfügung steht, zwar gestiegen, allerdings wird die Mindestverfügbarkeitsgrenze von 99,99% nicht überschritten.

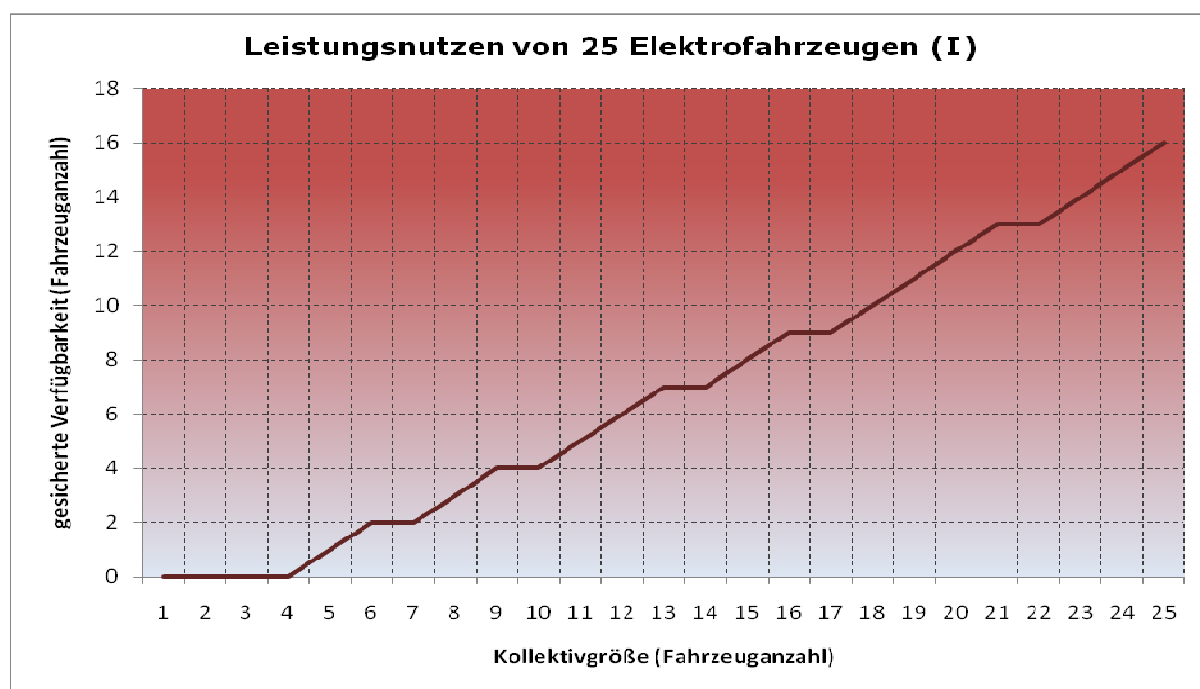


Abbildung 61: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Elektrofahrzeugen (bis 25 V2G-EV) bei einer Einzelverfügbarkeit von 90% (eigene Berechnung)

In der nächsten Abbildung ist der relative Leistungsnutzen, d.h. der Anteil der installierten Leistung (V2G-EV) mit dem jedes Fahrzeug zum Leistungsnutzen beiträgt, dargestellt. Aufaddiert ergibt sich der gesamte Leistungsnutzen des Kollektivs. Die Berechnungen verdeutlichen, dass sich erst ab 5 V2G-EV ein zunächst deutlich wachsender Leistungsnutzen zeigt, dessen Steigung mit zunehmender Fahrzeuganzahl abnimmt und bei 25 Fahrzeugen 64% beträgt. Die Knicke in der Kurve sind darauf zurückzuführen, dass an diesen Stellen trotz wachsender Kollektive die Anzahl der sicher zur Verfügung stehenden Fahrzeuge nicht zunimmt, der relative Leistungsnutzen

bezogen auf die in dem jeweiligen Kollektiv installierte Leistung also rechnerisch abnimmt. Insgesamt nähert sich der Leistungsnutzen des Kollektivs immer mehr der Einzelanlagenverfügbarkeit von 90% an.

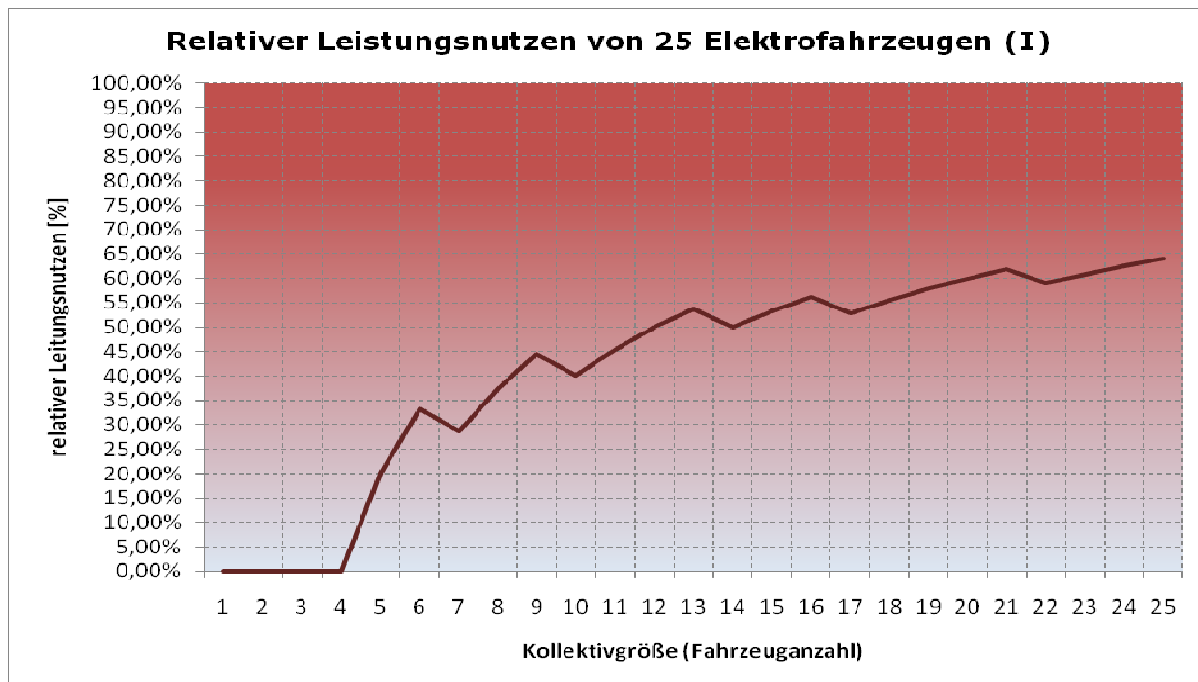


Abbildung 62: Relativer Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive (bis 25 V2G-EV) von Elektrofahrzeugen bei einer Einzelverfügbarkeit von 90% (eigene Berechnung)

Abbildung 63 stellt den relativen Leistungsnutzen bei 800 V2G-EV dar. Der Leistungsnutzen liegt hier bei 85,9%. Die Berechnung des relativen Leistungsnutzens des Anlagenkollektivs der zu betrachtenden Szenarien (Szenario A: 250.000 V2G-EV, Szenario B: 434.000 V2GEV, Szenario C: 50.000 V2G-EV und Szenario D: 25.000 V2G-EV) übersteigt aufgrund des hohen Berechnungsaufwandes den Rahmen dieser wissenschaftlichen Untersuchung. Durch die vorliegenden Ergebnisse kann allerdings davon ausgegangen werden, dass der relative Leistungsnutzen jeweils der Einzelanlagenverfügbarkeit entspricht.

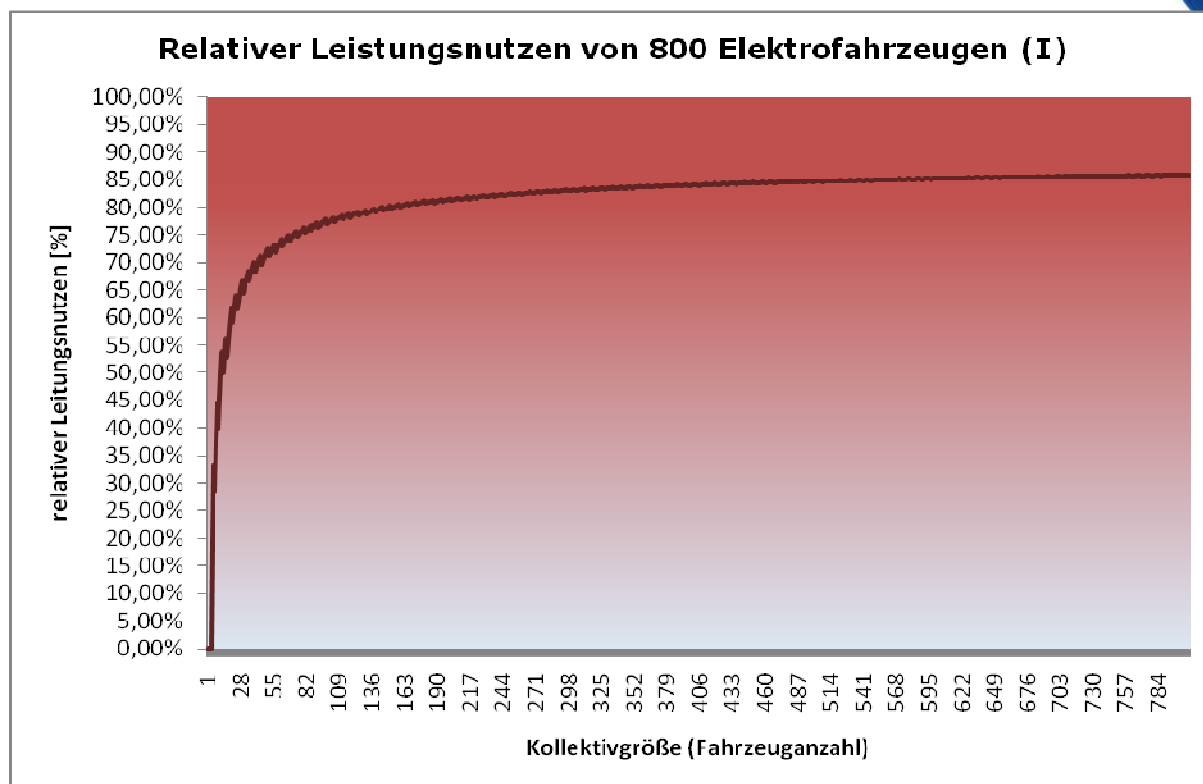


Abbildung 63: Relativer Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive (bis 800 V2G-EV) von Elektrofahrzeugen bei einer Einzelverfügbarkeit von 90% (eigene Berechnung)

Die vorliegenden Analysen sind insbesondere für die weiteren Betrachtungen, aber auch für die Planung und Auslegung von z.B. P&R-Stationen mit (V2G-fähigen) Ladestationen oder für den Einsatz der V2G-EV am Strommarkt von Bedeutung. Wird im ersten Fall eine Auslastung der Ladestationen mit einer Sicherheit von 99,99% bestrebt, kann bei einem Kollektiv von sechs V2G-Kunden gesagt werden, dass zwei Fahrzeuge mit der bestrebten Wahrscheinlichkeit sicher zu den geplanten Zeiten zur Verfügung stehen (Nicht-Verfügbarkeiten durch nicht prognostizierbare Fahrten sind nicht berücksichtigt). Bei sieben Kunden lohnt es sich nicht, in eine weitere Ladestation zu investieren, wenn die bestrebte Mindestverfügbarkeit 99,99% ist.

Da eine Einzelverfügbarkeit von 90% der Technologie sehr zuvorkommt, wird im Szenario II eine Einzelverfügbarkeit von 80% angenommen. Der sich ergebene Leistungsnutzen wird in den Abbildungen Abbildung 64 und Abbildung 65 dargestellt. Es wird deutlich, dass sich bei einer Einzelanlagenverfügbarkeit von 80% und einer Mindestverfügbarkeit von 99,99% erst bei 6 Fahrzeugen ein Leistungsnutzen ergibt. Bei 25 V2G-EV stehen 12 Fahrzeuge sicher zur Verfügung, was im Vergleich zum Szenario I ein Minus von vier sicher zur Verfügung stehenden Fahrzeugen bedeutet. Folglich ergibt sich im Vergleich zum Szenario I auch ein insgesamt geringerer Kollektivleistungsnutzen. Dieser beträgt bei 25 Fahrzeugen ca. 46%.

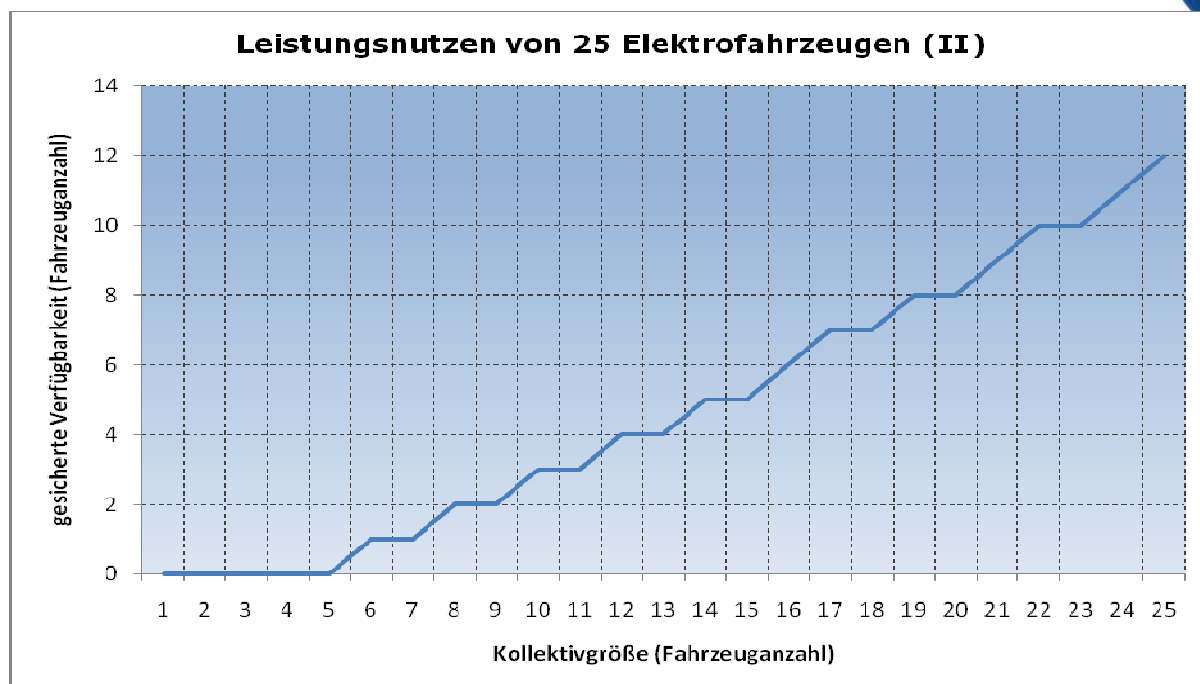


Abbildung 64: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Elektrofahrzeugen (bis 25 V2G-EV) bei einer Einzelverfügbarkeit von 80% (eigene Berechnung)

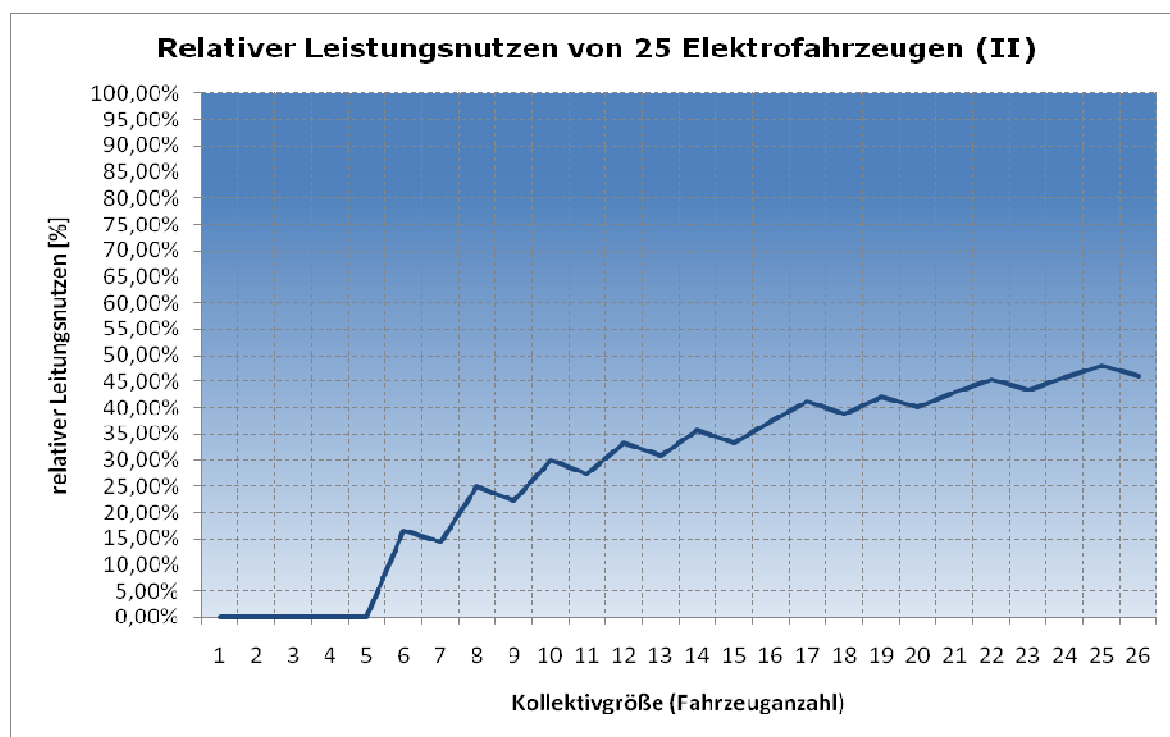


Abbildung 65: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Elektrofahrzeugen (bis 25 V2G-EV) bei einer Einzelverfügbarkeit von 80% (eigene Berechnung)

Die folgende Abbildung stellt den relativen Leistungsnutzen von 800 V2G-EV dar. Dieser ergibt sich zu 74,6%. Im Szenario I betrug der relative Leistungsnutzen bei 800 V2G-EV 85,9%. Auch hier nähert sich der Leistungsnutzen des Kollektivs der Einzelverfügbarkeit

von 80% an, sodass gesagt werden kann, dass in den zu betrachtenden Szenarien A, B, C und D der Kollektivleistungsnutzen mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit bei ca. 80% liegen wird.

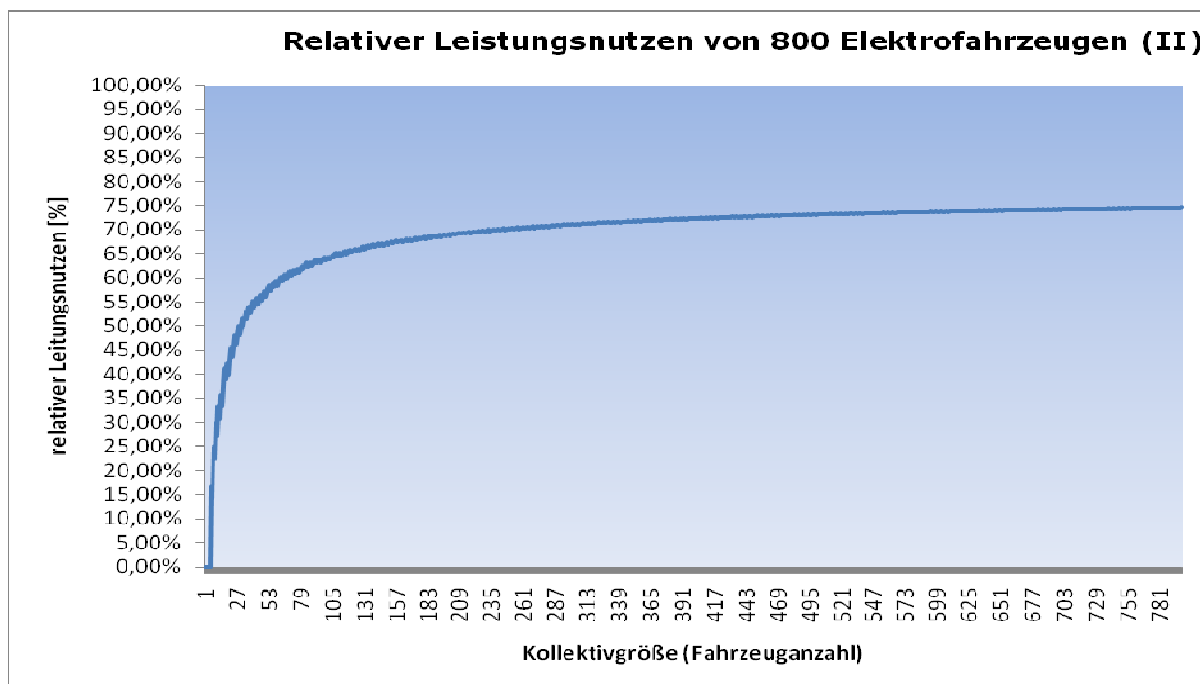


Abbildung 66: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Elektrofahrzeugen (bis 800 V2G-EV) bei einer Einzelverfügbarkeit von 80% (eigene Berechnung)

5.2.5 Auswirkungen auf den österreichischen Belastungsablauf und der Leistungsdauerlinie

5.2.5.1 Annahmen

In diesem Kapitel sollen die Veränderungen des österreichischen Strommarkts durch ein mögliches V2G- Systems modellhaft und theoretisch abgebildet werden.

Für die Abschätzung einer möglichen Beeinflussung des österreichischen Strommarkts durch EV mit V2G-Funktion werden verschiedene Szenarien mit unterschiedlicher Marktdurchdringung der EV untersucht:

- Szenario A: 250.000 V2G-EV (100% V2G)
- Szenario B: 434.000 V2G-EV (100% V2G)
- Szenario C: 250.000 EV (20% V2G)
- Szenario D: 250.000 EV (10% V2G).

Für die Berechnungen des Potenzials des V2G-Systems zur Beeinflussung des österreichischen Belastungsablaufs sind einige Annahmen zu treffen, da die Forschungsaktivitäten in diesem Bereich, vor allem bezüglich der Technik (Akkus und Fahrzeug), heute noch nicht abgeschlossen sind.

In Europa ist Dänemark Vorreiter in der Entwicklung von Speichertechnologien wie Akkumulatoren von EV: Ab 2011 sollen Elektrofahrzeuge auf der Insel Bornholm dafür sorgen, Windkraftfluktuationen auszugleichen. Die in Dänemark anvisierten technischen Kennwerte sollen in dieser Studie für die Berechnungen eines möglichen Lastverlagerungspotenzials übernommen werden. Die EV, die zukünftig in das dänische Energieversorgungssystem integriert werden sollen, verfügen über einen standardisierten Stecker, der das Fahrzeug mit 230 Volt bis 380 Volt auflädt. Die Anschlussleistung am Stecker ist dabei verantwortlich für die Dauer der Beladung, wobei die Entwickler zunächst von einer Anschlussleistung von ca. 10 kW ausgehen, mittelfristig wird sie bis zu 43 kW und mehr betragen. Die Ladezeit der Fahrzeuge beträgt demnach zwischen zwei Stunden und 20 Minuten (Schröder, 2009). In den folgenden Berechnungen zur Beeinflussung des österreichischen Lastgangs und damit des Strommarkts durch EV wird im Rahmen dieser Studie von einer Anschlussleistung von 10 kW ausgegangen. Dies begründet sich u.a. darin, dass es aktuell in Europa auch noch keine durchgängige Standardisierung der Steckvorrichtungen für die EV gibt.

Einschränkend für die Nutzung des Akkus ist anzumerken, dass der Arbeitsbereich der aktuell verfügbaren Akkutechnologien zwischen 20% und 80% der Kapazität liegt (Liu et al., 2010). Laut Sauer (2010) sind die Akkus aber grundsätzlich zwischen 0% und 100% SOC (State of Charge) nutzbar. Allerdings verkürzen hohe Ladezustände die Lebensdauer deutlich, tiefe Ladezustände unterhalb von 20% SOC wirken sich nicht so immens auf die Lebensdauer aus. Daher sei es laut Sauer hilfreich, den Ladezustand aus Gründen der Lebensdauer auf 80% zu begrenzen. Faktoren, die das zu berechnende Lastverlagerungspotenzial des V2G-Systems zusätzlich zu der Kapazitätsbegrenzung limitieren, sind die Durchdringungsraten von EV, die notwendige Infrastruktur (Verfügbarkeit der Lade-/Entladestationen), Netzkapazitäten, die Anschlussleistung und die Anschlussdauer.

Für die Abschätzungen der Beeinflussung des Belastungsablaufs Österreichs durch V2G-EV dienen die im Kapitel „Penetrationsprognosen“ genannten Elektrofahrzeugzahlen (Szenario A, B, C und D), die angenommene Anlagenverfügbarkeit (Szenario I (90%), Szenario II [80%]) sowie die erstellten Fahrprofile. Für die Szenarien A, C und D werden die Fahrprofilannahmen für das Nutzerkollektiv Pendler, Einkauf, Freizeit herangezogen. Für das Szenario B mit 434.000 EV (20% der Pendlerflotte) gelten spezifische Annahmen für Pendlerfahrten.

Grundsätzlich wurde von folgenden Annahmen ausgegangen:

- Die für Pendlerfahrten freizuhaltende Akkureserve beträgt 3,75 kWh pro Fahrzeug (12,5 km Wegstrecke pro Fahrt, Energieverbrauch 15 kWh/100 km).
- Hält man zusätzlich für private Erledigungen wie Einkauf 10 km und für die Freizeit 16 km frei, beträgt die freizuhaltende Reserve 7,65 kWh pro Fahrzeug.

- Aufgrund des negativen Einflusses eines vollgeladenen Akkus auf die Lebensdauer wird der maximale Akkustand auf 80% SOC begrenzt (Sauer, 2010). Abzüglich der für Fahrten freizuhaltenden Reserve und der SOC-Einschränkung ergibt sich ein freier Energiegehalt von 16,35 kWh pro Fahrzeug für die V2G-Dienstleistungen beim Nutzerkollektiv (Szenario A, C, D). Beim Szenario B können 20,25 kWh pro Fahrzeug genutzt werden (ausschließlich Pendlerfahrten).
- Die im Kapitel 4.3 vorgestellten Lade- und Entladekurven der Lithiumionenakkus werden aufgrund eines angenommenen weitergehenden Technologiefortschritts nicht berücksichtigt. Die Lade- und Entladeleistungen werden somit als konstant über die Lade-/Entladezeit angenommen.
- Um einen angenommen leeren Akku wieder auf 80% SOC aufzuladen werden bei 10 kW Anschlussleistung 2,4 Stunden benötigt. Da in den Szenarien C und D ausschließlich Fahrenergie verloren geht, wird für die Aufladung von 7,65 kWh knapp eine Stunde benötigt.
- Bei einer Anschlussleistung von 10 kW kann jedes Fahrzeug für eine Dauer von 1,7 Stunden (Szenario A, C, D) bzw. für 2,0 Stunden (Szenario B) Strom einspeisen.

Die nachstehende Tabelle gibt noch einmal die wichtigsten Parameter für die nachfolgenden Berechnungen wider.

	Freizuhaltende Reserve (kWh)	Lademenge pro Fahrzeug (kWh)	Einspeisung pro Fahrzeug (kWh)
Szenario A (250.000 V2G-EV)	7,65	24	16,35
Szenario B (434.000 V2G-EV)	3,75	24	20,25
Szenario C (250.000 EV, 20% V2G)	16,35 (-)	24 (7,65)	16,35 (-)
Szenario D (250.000 EV, 10% V2G)	16,35 (-)	24 (7,65)	16,35 (-)

Tabelle 14: Parameter für Berechnung der Auswirkungen eines V2G-Systems auf den österreichischen Strommarkt. Werte in Klammern: Parameter der EV ohne V2G. (eigene Darstellung)

5.2.5.2 Auswirkungen Szenario A: 250.000 V2G-EV

Um das Lastverlagerungspotenzial unter den obigen Annahmen abzuschätzen wurden die Lastprofile herangezogen. Zur Potenzialabschätzung wird die vereinfachte Annahme getroffen, dass die berechnete freie Energiemenge von 16,35 kWh (Nutzergruppenkollektiv) vollständig für die Senkung der Lastspitzen herangezogen wird. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass alle V2G-EV eine Fahrstrecke von 51 km fahren (s. Annahmen oben), sodass die Fahrzeuge am Abend (durch Fahrten und

Einspeisung) komplett entladen sind und zu Zeiten niedriger Last wieder auf 80% SOC geladen werden müssen (Lademenge 24 kWh).

Hierbei handelt es sich um sehr vereinfachte Annahmen, da sicherlich nicht alle Fahrzeuge die gleichen Fahrstrecken fahren, zu jeder Zeit laden oder entladen werden können und die Akkus am Abend nicht vollständig leer sein werden. Allerdings ist die genaue, realitätsnahe Abbildung der Lastverlagerung nicht Ziel dieser Untersuchung. Ferner gilt es, das Potenzial zur Lastverlagerung in vereinfachter Form abzuschätzen.

Im ersten Schritt wurde davon ausgegangen, dass die V2G-EV 24 Stunden mit dem Netz in Verbindung stehen. Das unter diesen Annahmen (vereinfachte) Lastverlagerungspotenzial wird in den nachfolgenden Abbildungen gezeigt. In Blau ist das Standardlastprofil dargelegt, der durch das Laden und Einspeisen von Elektrofahrzeugen veränderte Belastungsablauf ist in transparenter Form grün dargestellt. Das Lastverlagerungspotenzial in Szenario I (90% Anlagenverfügbarkeit) trägt einen schwarzen Rahmen, das Szenario II (80% Anlagenverfügbarkeit) ist in einem orangenen Rahmen dargestellt. Die hellgrünen Färbungen geben somit die Erhöhung der Last durch Ladevorgänge wieder. Die blauen Teilbereiche stellen die durch das V2G-System nun nicht mehr benötigte Leistung dar, die Differenz zwischen der blauen und der dunkelgrünen Kurve charakterisiert folglich die Stromeinspeisung durch die V2G-EV.

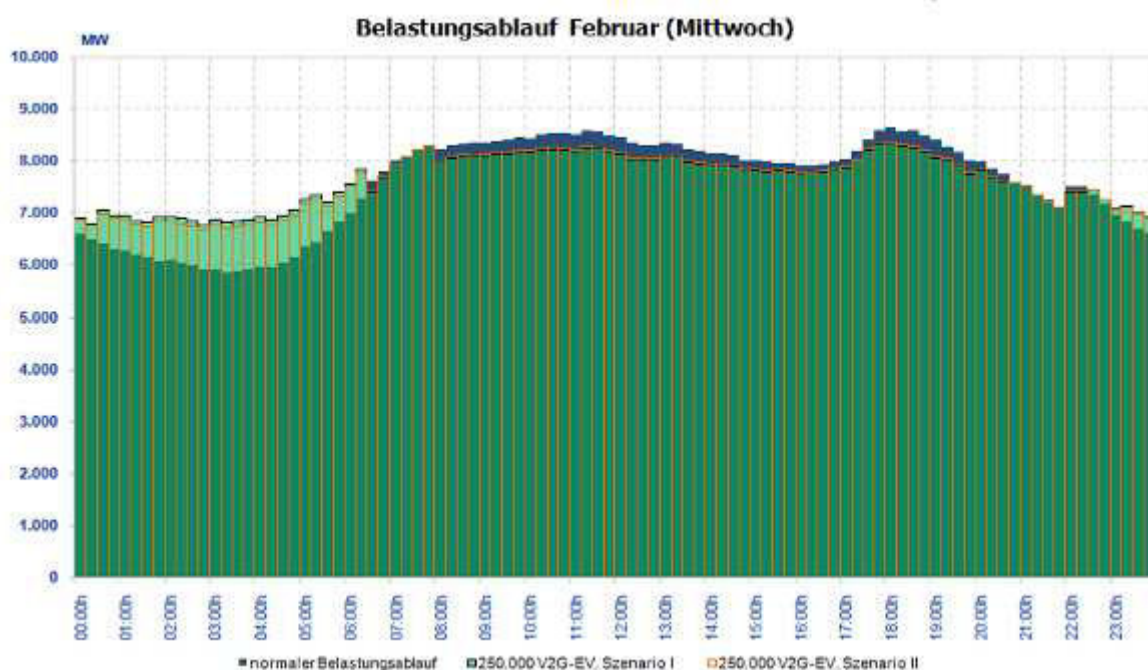


Abbildung 67: Vereinfachte Lastverlagerung im Februar, Szenario A (250.000 V2G-EV).
Blau: normaler Belastungsablauf, grün: Szenario I, orange: Szenario II
(eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

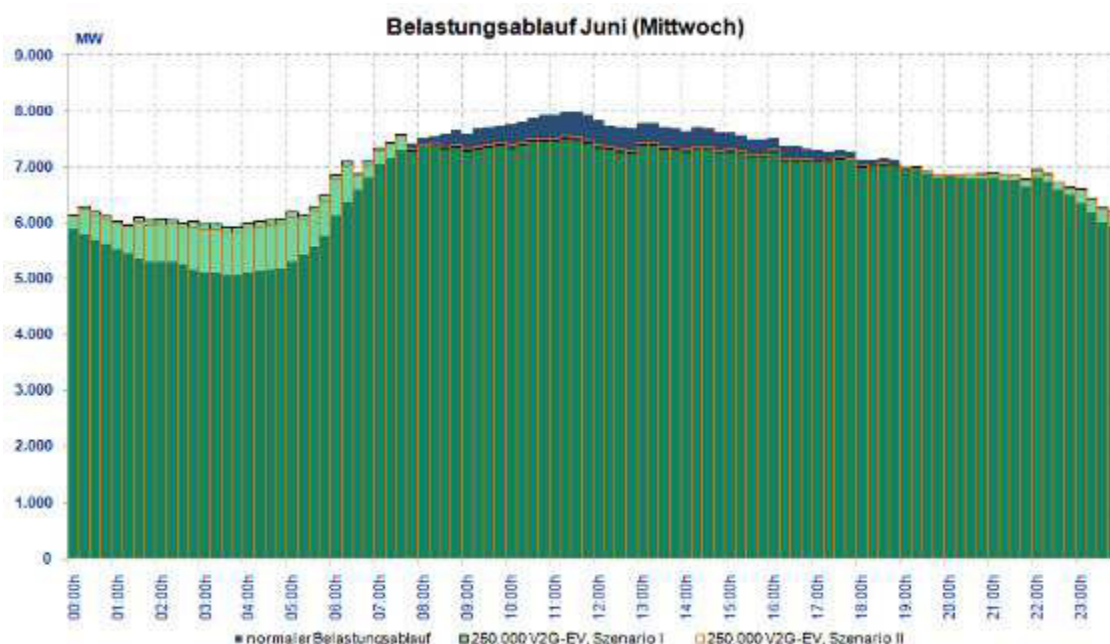


Abbildung 68: Vereinfachte Lastverlagerung im Juni, Szenario A (250.000 V2G-EV).
Blau: normaler Belastungsablauf, grün: Szenario I, orange: Szenario II
(eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Eine Verlagerung des Belastungsablaufs ist in beiden Abbildungen deutlich zu erkennen. Die Täler werden aufgefüllt, die Lastspitzen des ursprünglichen Belastungsablaufs werden am Nachmittag durch Stromeinspeisung geglättet. Bei einem Vergleich der Szenarien I und II, die den unterschiedlichen Leistungsnutzen beschreiben, fällt nur ein sehr geringer Unterschied auf.

Außer durch die technische Anlagenverfügbarkeit oder nicht vorhandene Lade- oder Einspeisemöglichkeiten (letztere werden hier nicht betrachtet), ergeben sich Einschränkungen in der Fahrzeugverfügbarkeit durch die während des Tages getätigten Fahrten. Somit ist die dargestellte Verlagerung noch durch das Fahrprofil des Nutzerkollektivs Pendler, Einkauf und Freizeit einzuschränken. Da kein großer Unterschied im Lastverlagerungspotenzial zwischen den Anlagenverfügbarkeitskollektiven besteht, wird für die folgenden Abschätzungen die Anlagenverfügbarkeit auf 80% (Szenario II) festgelegt. Des Weiteren wird aufgrund der Prognoseungenauigkeit der Fahrprofile ein Abschlag auf die Verfügbarkeit der Fahrzeuge (Stehzeiten) gesetzt. Das Fahrprofil wird folglich mit einer angenommenen Ungenauigkeit von 30% beaufschlagt. Genauer gesagt bedeutet dies, wenn laut Fahrprofil z.B. 4,2% der Fahrten begonnen werden, 5,5% der Fahrzeuge als nicht-verfügbar einberechnet werden. Die folgenden Abbildungen stellen die Veränderungen im Verlagerungspotenzial durch Nicht-Verfügbarkeiten bei Fahrten dar. In beiden Belastungsabläufen ist nur ein geringer Unterschied (vor allem in den Morgenstunden und am Nachmittag) zum Belastungsablauf ohne Fahrprofil zu erkennen. Dieser Aspekt beruht darauf, dass zu jeder Zeit inklusive Abschlag mehr als 86% der Fahrzeuge zur Verfügung stehen.

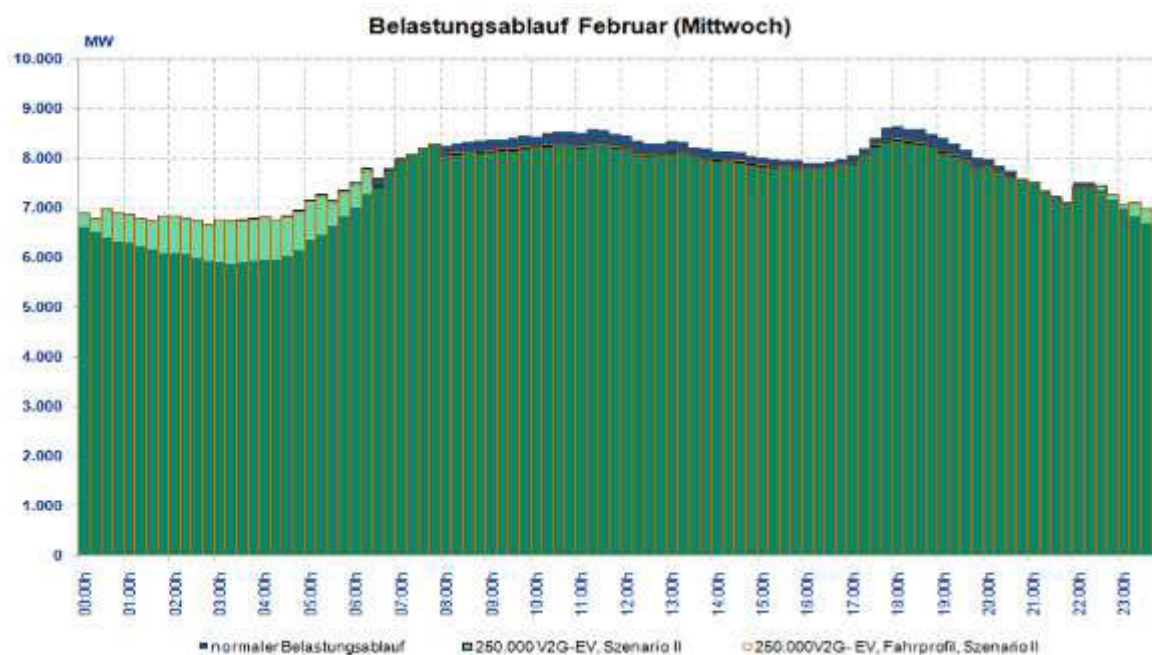


Abbildung 69: Vereinfachte Lastverlagerung unter Einbezug der Fahrprofile im Juni, Szenario A (250.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, grün: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

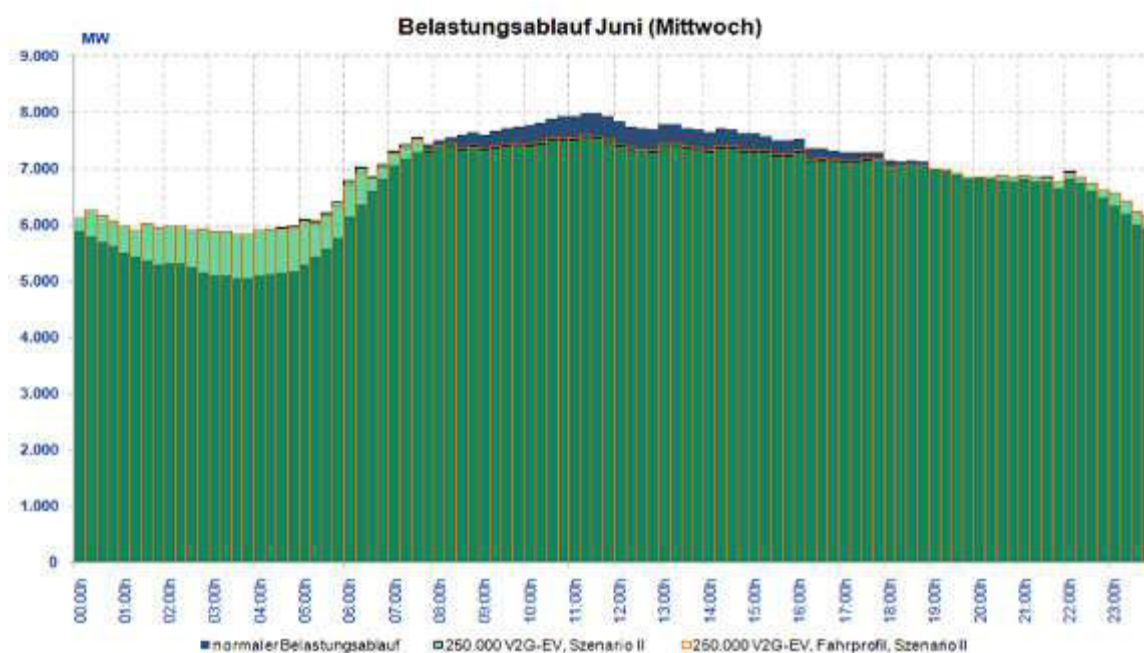


Abbildung 70: Vereinfachte Lastverlagerung unter Einbezug der Fahrprofile im Juni, Szenario A (250.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, grün: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Die im Belastungsablauf dargestellten Veränderungen lassen sich auch durch die Leistungsdauerkennlinien veranschaulichen, welche in den nächsten Abbildungen unter Berücksichtigung der oben angeführten Annahmen dargestellt sind.

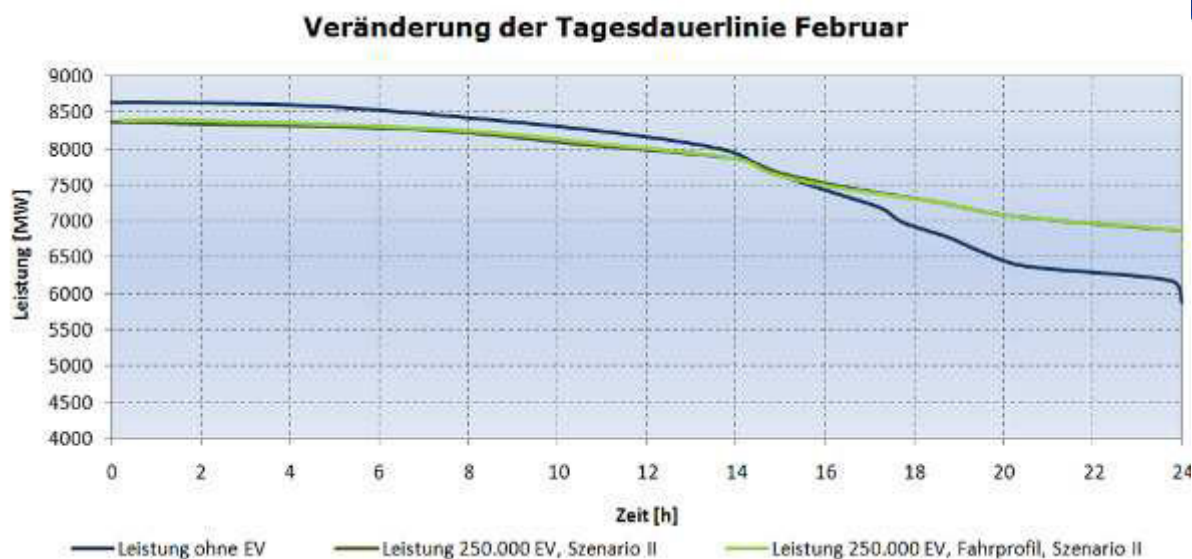


Abbildung 71: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario A (250.000 V2G-EV) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Für den Monat Februar als typischen Wintermonat ergibt sich unter Berücksichtigung der angeführten Annahmen eine Minimierung der Lastspitze um ca. 3%. Die minimal benötigte Last wird jeweils um 13% angehoben, der gesamte Stromverbrauch steigt allerdings lediglich um einen Wert von unter 1%.

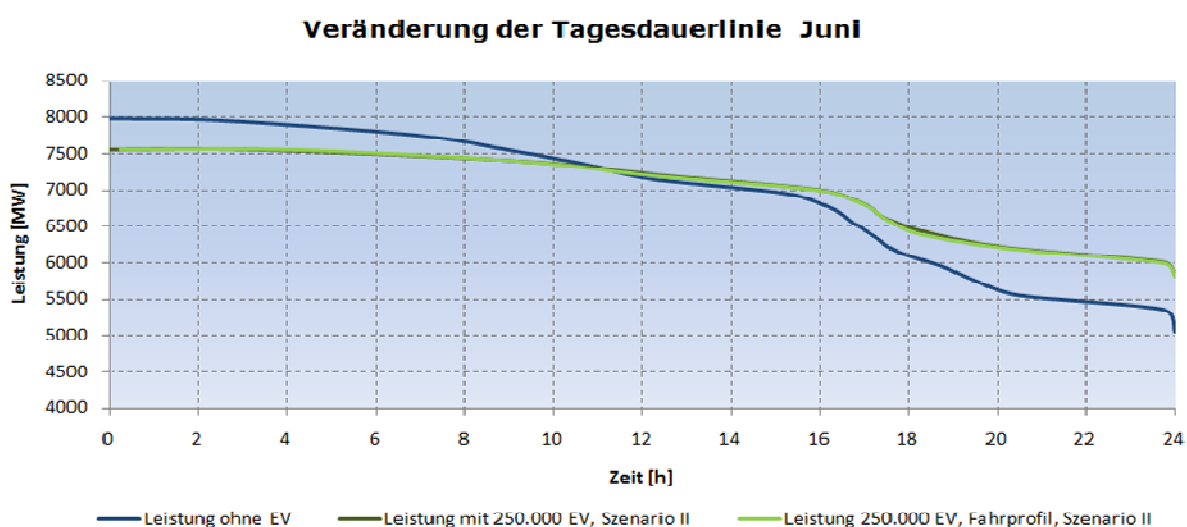


Abbildung 72: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Juni, Szenario A (250.000 V2G-EV)(eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Die Tagesdauerlinie für den Monat Juni zeigt unter den oben getätigten Annahmen eine Minimierung der Tagesspitzenlast um 5%, die minimale Last, die über 24 Stunden geliefert werden muss, steigt um 15%. Der Stromverbrauch an diesem Beispieltag steigt durch die Elektromobilität in diesem Szenario wiederum um ca. 1%.

Diese Ergebnisse zeigen, dass unter den obigen Annahmen schon eine Penetration von 250.000 EV, wie sie von der Energiestrategie Österreich bis zum Jahr 2020 forciert wird,

zu großen Veränderungen auf dem Strommarkt führen kann, falls alle Fahrzeuge mit bidirektionalen Anschlüssen versehen sind und eine ausreichende Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht.

5.2.5.3 Auswirkungen durch das Pendlerszenario (Szenario B): 434.000 V2G-EV

Das zweite Szenario, das in dieser Studie untersucht werden soll, bezieht sich auf die angenommene Hauptnutzergruppe des Systems, die PKW-Pendler. Hier wird angenommen, dass 20% der heutigen Pendlerflotte durch V2G-fähige EV ersetzt werden, wobei die oben beschriebenen Annahmen übernommen werden. Hier werden nur Fahrten zum Arbeitsplatz einberechnet und das Fahrprofil der Pendler herangezogen.

Wie auch im Szenario A wird im ersten Schritt angenommen, dass die Fahrzeuge 24 Stunden mit dem Netz in Verbindung stehen und in der Nacht vollständig auf 80% SOC geladen werden müssen. Da in dieser Nutzergruppe weniger Fahrten unternommen werden (reines Pendlerfahrzeug), kann mehr Energie in das Netz gespeist werden.

Die Veränderungen im Belastungsablauf durch dieses Szenario werden in den folgenden Graphiken dargestellt. Die hellroten Flächen stellen die Energiemengen dar, die durch Ladevorgänge zusätzlich nachgefragt werden. Die dunkle (blaue) Fläche verdeutlicht den Belastungsablauf ohne EV. Die Differenz zwischen blauer und roter Fläche während der Tageszeit ergibt die Entladeleistungen der V2G-EV.

Im Szenarienvergleich (80% / 90% Anlagenverfügbarkeit) ist wiederum ein geringer Unterschied zu erkennen, der sich vor allem in den Morgenstunden, in denen die Ladeleistung sehr hoch ist, bemerkbar macht. Die Differenz der Szenarien stellen jene Fahrzeuge dar, die nicht mit mindestens 99,99%iger Sicherheit für den Lastausgleich zur Verfügung stehen.

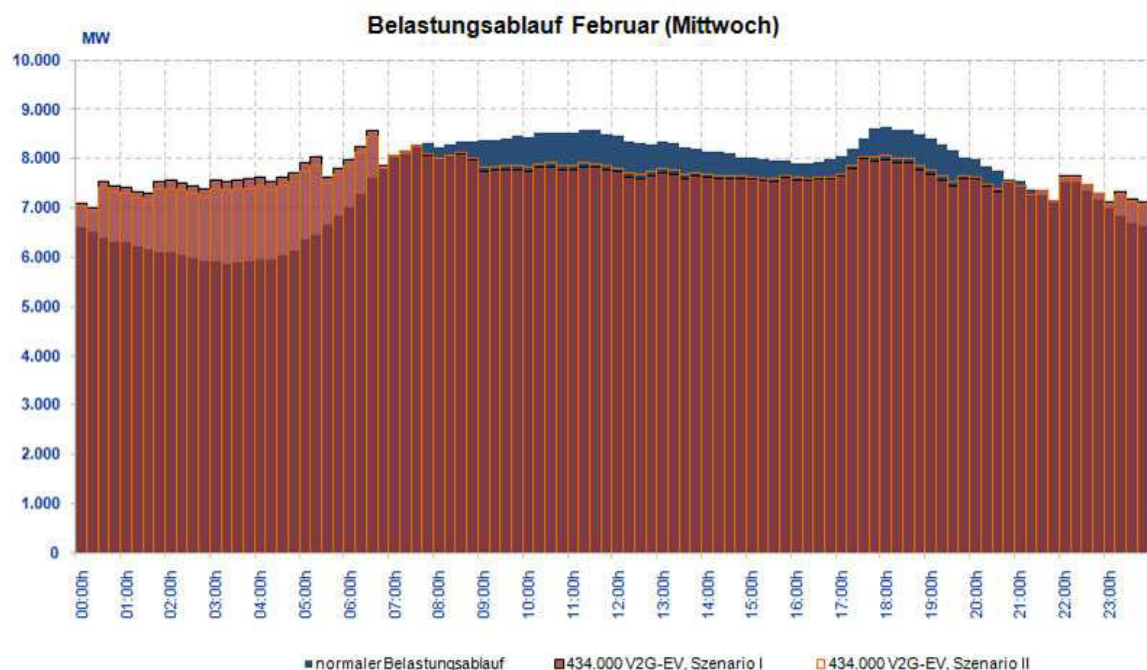


Abbildung 73: Vereinfachte Lastverlagerung im Februar, Szenario B (434.000 V2G-EV).
Blau: normaler Belastungsablauf, rot: Szenario I, orange: Szenario II
(eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

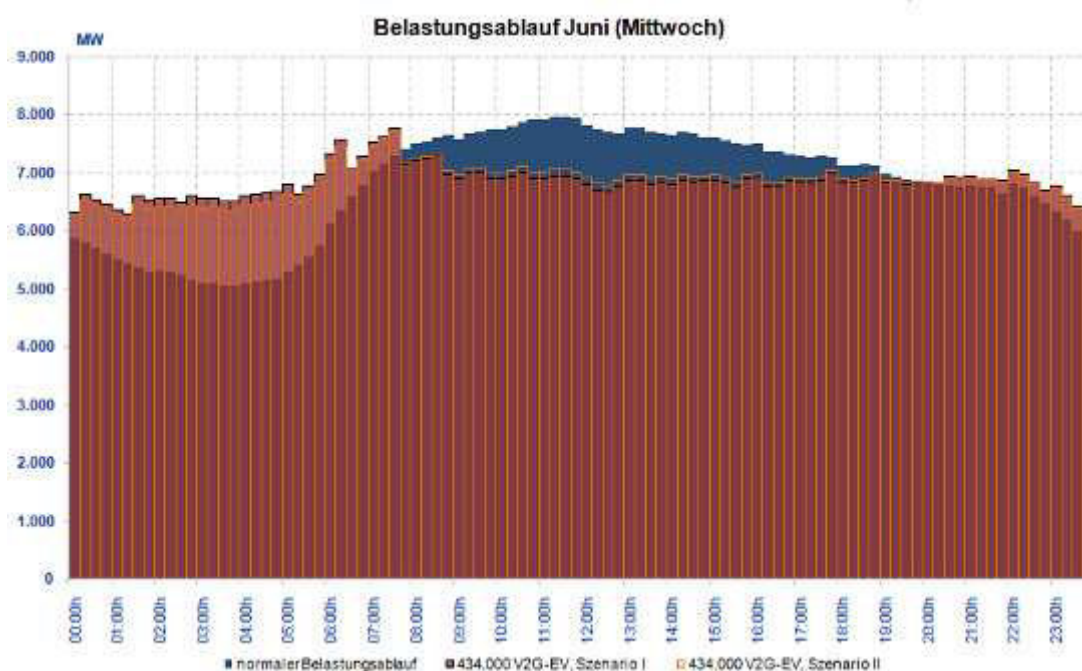


Abbildung 74: Vereinfachte Lastverlagerung im Juni, Szenario B. Blau: normaler Belastungsablauf, rot: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Aufgrund der Wahl des Mittelwertverfahrens bei der Berechnung der zu ladenden Fahrzeuge kommt es wegen der starken Steigung des Belastungsablaufs im Februar in den Morgenstunden zu einer kurzzeitigen neuen Lastspitze. Diese müsste manuell auf vorherige Viertelstunden verteilt werden, um den Belastungsablauf vollständig zu

glätten. Ziel dieser Studie ist allerdings nicht die exakte Darstellung der Verlagerung, sondern eine Abschätzung des Einflusses auf den Belastungsablauf, was durch diese vereinfachten Berechnungen ausreichend erfüllt wird.

Wichtig für das Vehicle to Grid System sind die Zeiten, an denen die Fahrzeuge nicht bewegt werden, sie also mit dem Netz in Verbindung stehen. Somit gilt es, die Auswirkungen auf den Belastungsablauf mit dem Pendlerfahrprofil zu koppeln. Auch bei diesem Szenario wird auf das Fahrprofil ein Sicherheitsabschlag von 30% vorgenommen. Ergebnis ist ein Belastungsablauf nach den folgenden Abbildungen.

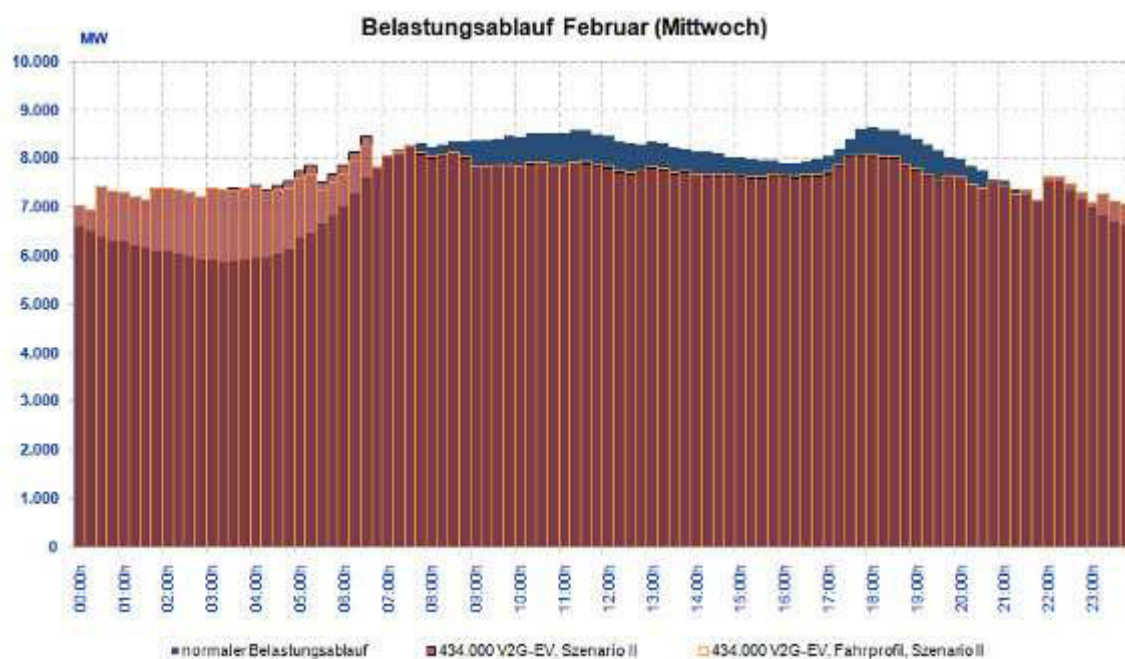


Abbildung 75: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Februar, Szenario B (434.000 V2G-EV). Blau: normaler Belastungsablauf, rot: Szenario II, orange: Szenario II mit Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

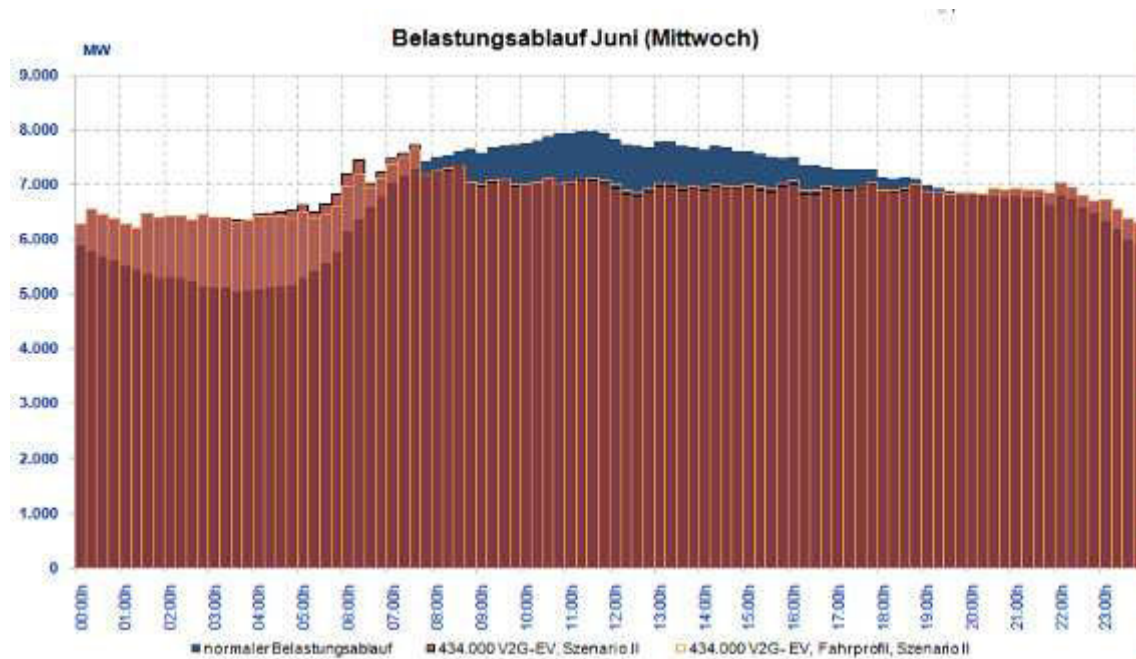


Abbildung 76: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Februar, Szenario B (434.000 V2G-EV). Blau: normaler Lastverlauf, rot: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Szenario B ergibt eine Nicht-Verfügbarkeit durch Pendlerfahrten in den Morgenstunden von bis zu 23% inklusive Sicherheitsabschlag. Diese nicht verfügbaren Fahrzeuge müssten schon in den Stunden zuvor geladen werden. Durch Zufall fällt die Fahrtzeit direkt in die Stunden, in denen die neue Lastspitze aufgrund der Ungenauigkeiten im Berechnungsverfahren auftritt. Somit ergibt sich eine weniger ausgeprägte neue Lastspitze durch das Vehicle-to-Grid Konzept, welche in der Realität nicht auftreten würde.

Noch deutlicher werden die Veränderungen durch die Auswirkungen des V2G-Systems auf die Leistungsdauerlinie. Die Tagesdauerlinie für Februar und Juni ist unter den oben getätigten Annahmen in den nächsten Graphiken dargestellt.

Veränderung der Tagesdauerlinie Februar

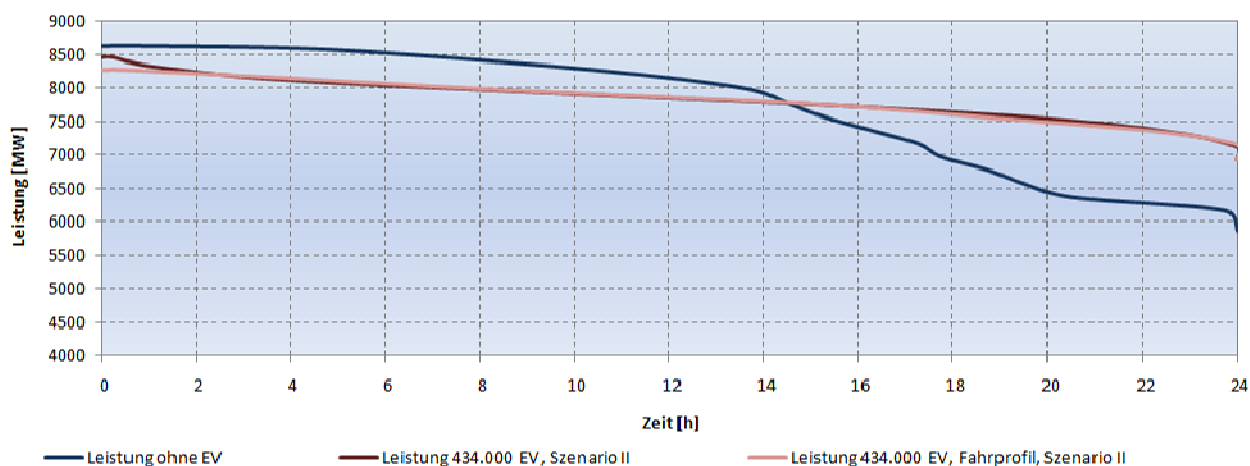


Abbildung 77: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario B (434.000 V2G-EV) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Im Februar wird bei einem V2G-EV- Anteil von 20% an der Pendlerflotte und den oben angeführten Annahmen die Spitzenlast durch die Einspeisung von Strom um 4% gesenkt. Die Leistungskennlinie ohne Berücksichtigung der Fahrprofile zeigt eine Anomalie in der Spitzenlast. Diese ergibt sich, wie oben bereits erläutert, durch die Wahl des Berechnungsverfahrens. Die Ladevorgänge, die zu einer neuen Lastspitze führen, sind in die Grundlastzeiten zu verschieben, sodass mit einer Spitzenlast von ca. 8.200- 8.300 MW anstelle der 8.632 MW (ohne EV) gerechnet werden kann. Die Minimallast wird um ca. 18% angehoben, der Stromverbrauch steigt unter den obigen Annahmen auch in diesem Szenario um ca. 1%, da weniger Energie für Fahrten verbraucht wird.

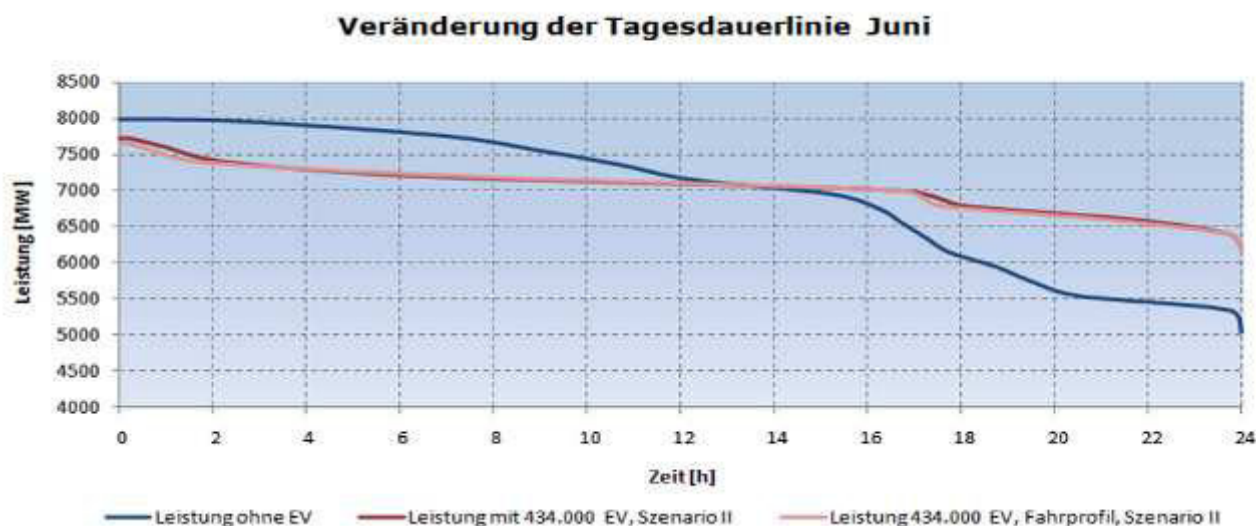


Abbildung 78: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Juni, Szenario B (434.000 V2G-EV) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Im Juni ergibt sich ein ähnliches Bild wie im Februar. Die Lastspitze wird unter den getätigten Annahmen um ca. 4% von 7.980 MW auf 7.650 MW reduziert. Die Grundlast wird allerdings noch stärker angehoben: Die Minimallast steigt um knapp 23% von 5.050 MW auf 6.200 MW. Der Stromverbrauch erhöht sich wiederum um knapp 1%.

Insgesamt kann wie auch beim Szenario A von einer deutlichen Änderung im Strommarkt gesprochen werden. Die Stromverbrauchserhöhung ist in beiden Szenarien ähnlich. Dies ergibt sich durch die geringeren Fahrwege der Nutzergruppe Pendler, wodurch sich der Verbrauch durch die höhere Anzahl an Fahrzeugen wieder relativiert.

5.2.5.4 Auswirkungen durch Szenario C: 250.000 EV, 20% V2G

Szenario C ähnelt stark dem ersten Szenario. Allerdings wird hier von einer geringeren Verfügbarkeit an V2G-fähigen Ladestationen bzw. Elektrofahrzeugen ausgegangen. Somit müssen zwar 250.000 EV in der Nacht geladen werden, allerdings sind nur 50.000 Fahrzeuge fähig bidirektional zu laden und Strom ins Netz zurückzuspeisen. Auch hier wird von dem nutzergruppenkombinierten Fahrprofil ausgegangen.

Ohne Einbezug des Fahrprofils ergeben sich im Szenario C Veränderungen im Belastungsablauf, die in den nächsten Abbildungen dargestellt werden. Auch in diesem Szenario gelten die oben getroffenen Annahmen bezüglich Parameterfestlegung. Die hellen Flächen stellen die Energiemengen, die durch Ladevorgänge zusätzlich nachgefragt werden, dar. Die dunkle (blaue) Fläche verdeutlicht den Belastungsablauf ohne EV. Die Differenz zwischen blauer und violetter Fläche während der Tageszeit ergibt die Entladeleistungen der V2G-EV.

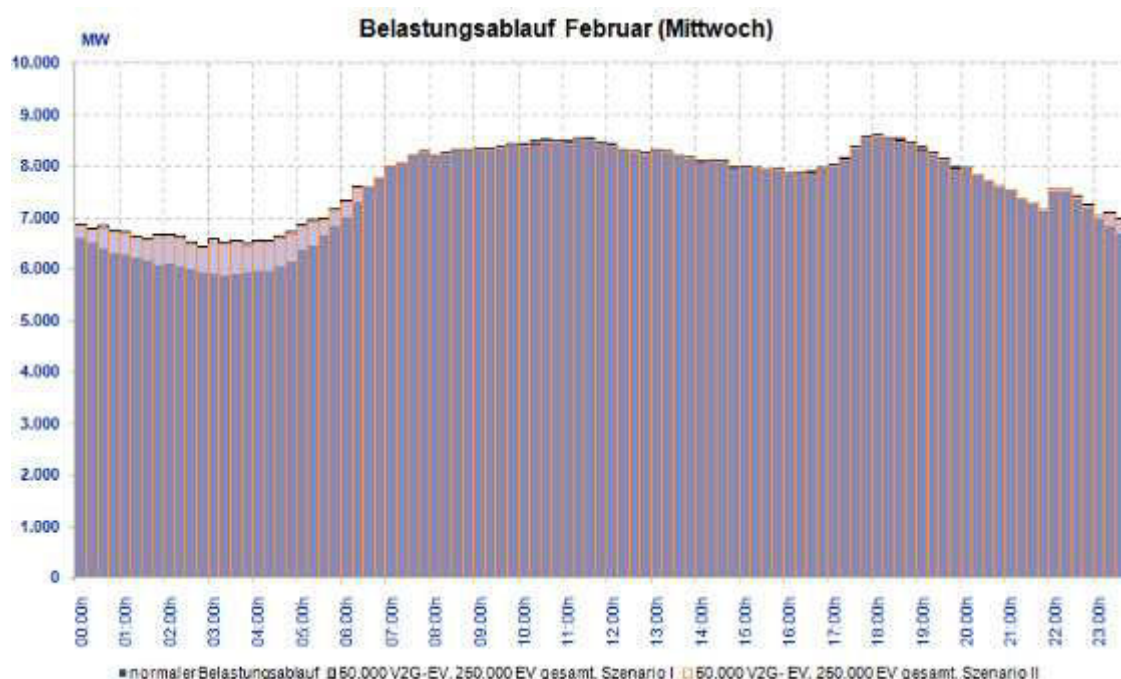


Abbildung 79: Vereinfachte Lastverlagerung im Februar, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, violett: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

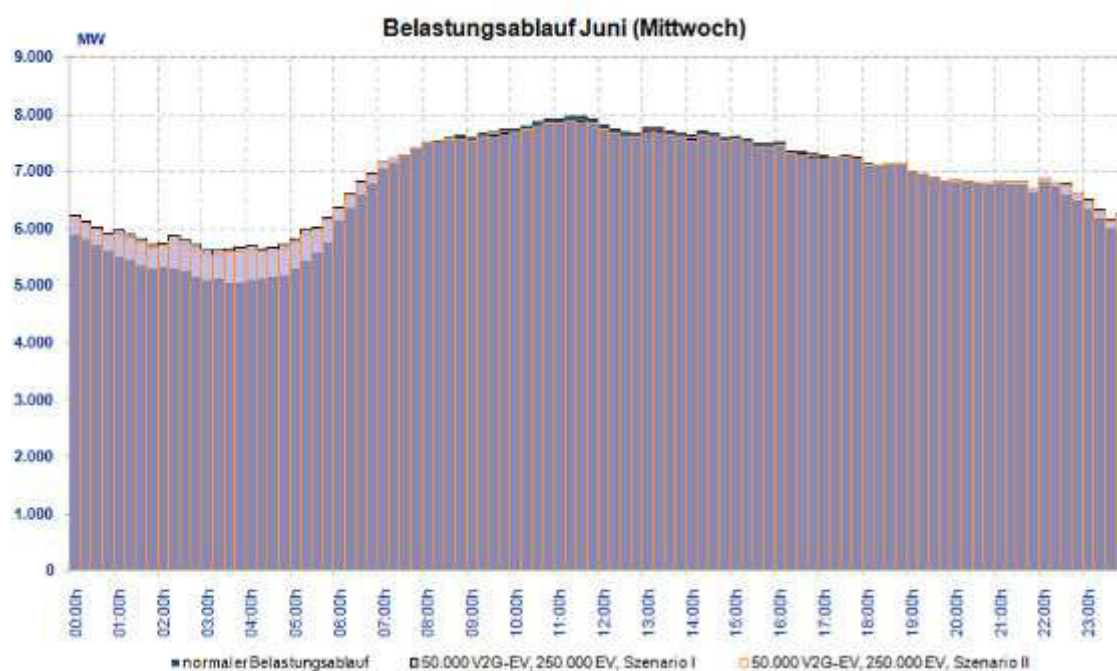


Abbildung 80: Vereinfachte Lastverlagerung im Juni, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, violett: Szenario I, orange: Szenario II (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

In den Abbildungen ist zu erkennen, dass die Reduktion der Lastspitze deutlich geringer ausfällt. Auch die Anhebung der Grundlast ist geringer, da nicht mehr alle Fahrzeuge den Akku voll aufladen müssen: 80% der EV-Fahrzeugflotte lädt in der Nacht ausschließlich die am Tag verbrauchte Fahrenergie auf, sodass sich hier eine geringere

Erhöhung der Grundlast ergibt. Diese Veränderungen im Belastungsablauf werden durch den Einbezug des Fahrprofils geringfügig verändert, was in den Abbildungen 6-15 und 6-16 verdeutlicht wird.

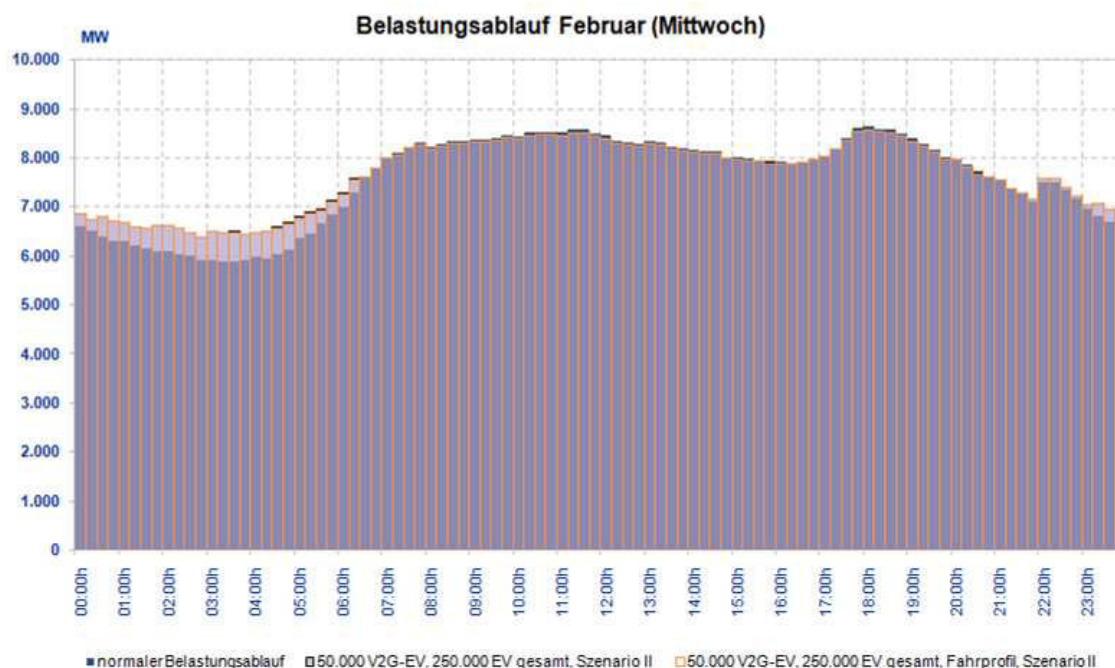


Abbildung 81: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Februar, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, violett: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

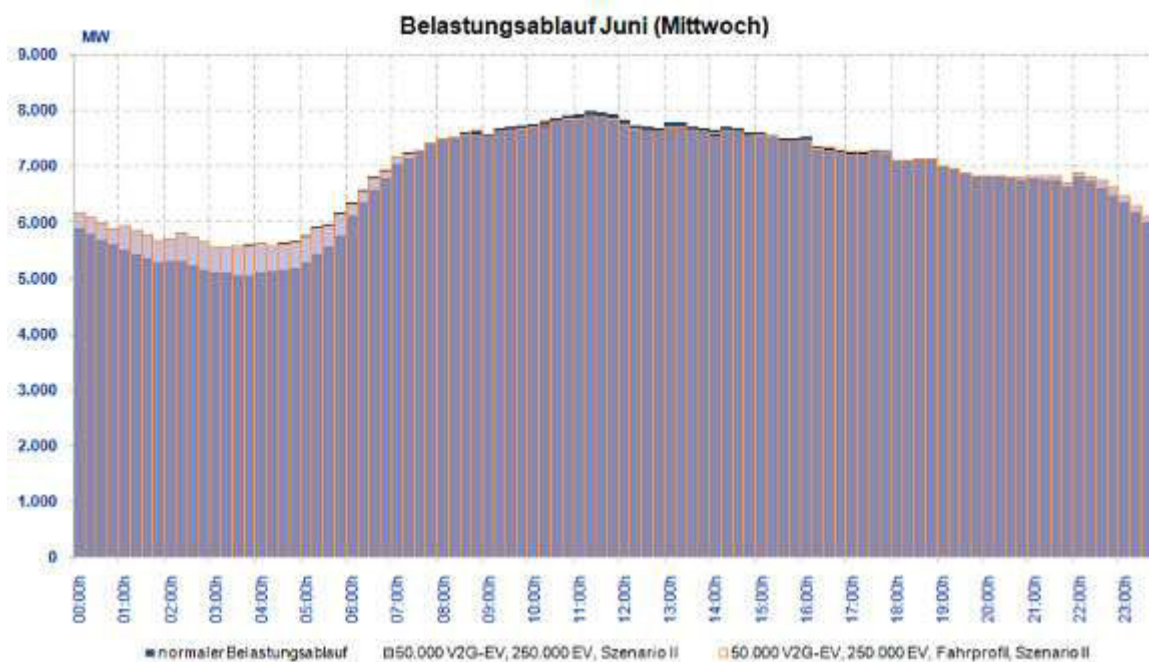


Abbildung 82: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Juni, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, violett: Szenario

II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Der Unterschied zwischen dem normalen Belastungsablauf und dem Lastverlauf durch V2G-EV ist im Vergleich zu den vorherigen Szenarien stark zurückgegangen, vor allem die Glättung der Lastspitzen durch Einspeisung ist gering. Aufgrund der relativ geringen Anzahl an V2G-fähigen Elektrofahrzeugen sind kaum mehr Unterschiede zwischen den Szenarien mit oder ohne Fahrprofil zu erkennen. Auf lokaler Ebene wird für die Planung von der durch V2G-EV zur Verfügung gestellten Energie, je kleiner die Fahrzeugkollektive ausfallen, der Bedarf nach einer guten Prognosegenauigkeit der Fahrten zunehmen, da der Anteil an sicher zur Verfügung stehenden Fahrzeugen mit der Größe des Fahrprofils abnimmt.

Die Veränderungen in der Tagesdauerlinie verdeutlichen unter den obigen Annahmen den Anstieg der Grundlast, der sich, wie zuvor bereits angemerkt, unterhalb der Werte des Szenarios A befindet. Die Erhöhung des Gesamtstromverbrauchs bleibt naturgemäß ident zum Szenario A und liegt bei ca. 1%. Dies resultiert aus der analog benötigten Fahrenergie in beiden Szenarien. Es sei angemerkt, dass Wirkungsgradverluste durch das Entladen beim V2G-System nicht berücksichtigt sind.

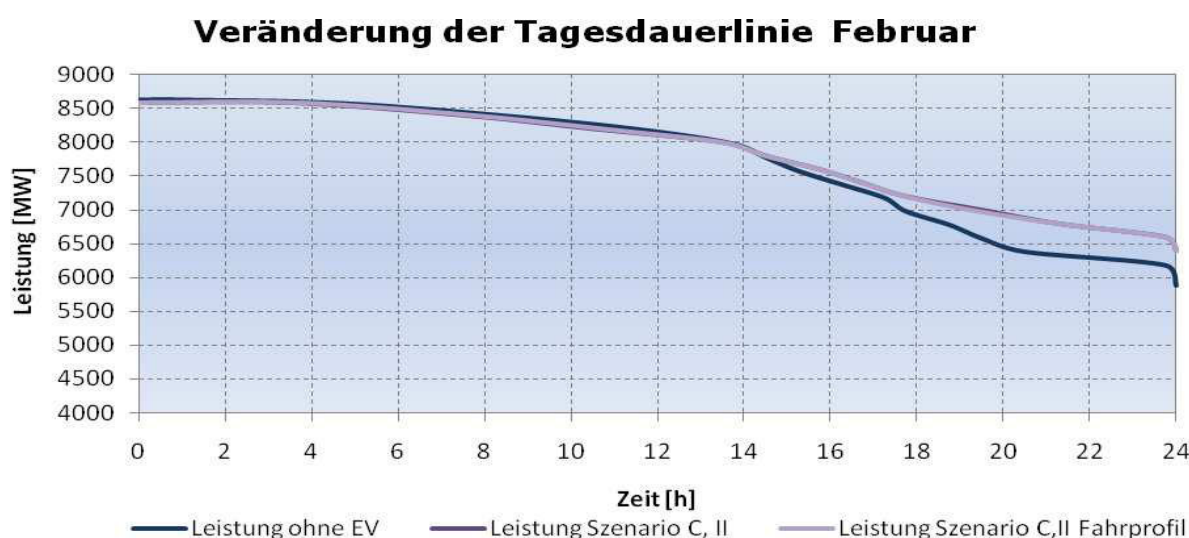


Abbildung 83: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G) (eigene Darstellung)

Veränderung der Tagesdauerlinie Juni

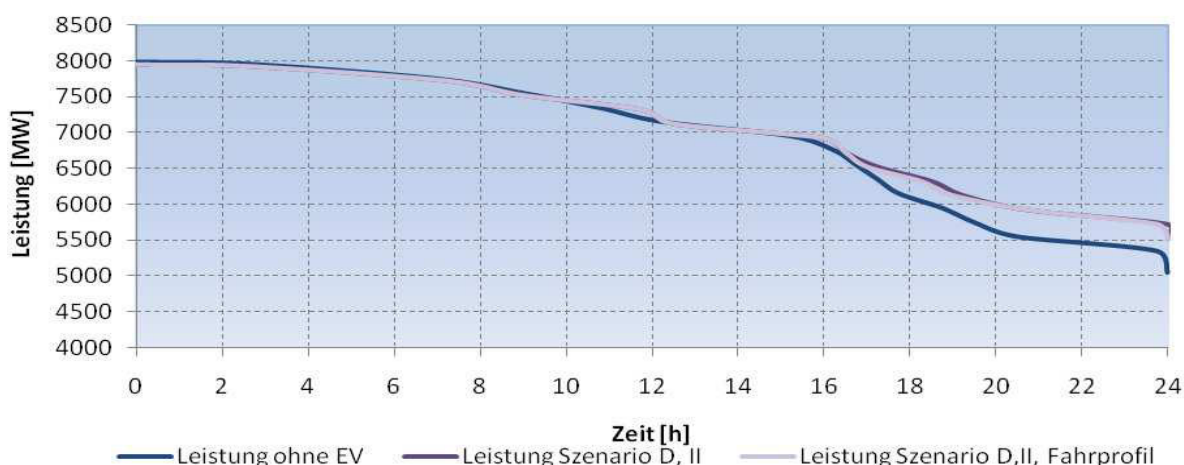


Abbildung 84: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario C (250.000 EV, 20% V2G) (eigene Darstellung)

In Abbildung 83 ist zu erkennen, dass unter den gegebenen Annahmen die Lastspitze nur sehr geringfügig um ca. 0,6% reduziert werden kann. Da nur 20% der Fahrzeuge fähig sind Energie ins Netz einzuspeisen, beläuft sich die Reduktion auf 20% des Wertes aus Szenario A. Die Minimallast erhöht sich um 9%, welche demzufolge um 5% geringer als im Szenario A ist.

In Abbildung 84 wird die Veränderung der Tagesdauerlinie für den Monat Juni dargestellt. Hier kann die Lastspitze unter den gegebenen Annahmen stärker geglättet werden, die Reduktion beläuft sich auf ca. 1%. Die Minimallast wird von 5.052 MW um ca. 10% auf 5.550 MW angehoben.

Die Ergebnisse dieses Szenarios verdeutlichen das theoretische Potenzial des Vehicle to Grid Systems, Lasten günstig zu verlagern. Haben nur 20% der EV die Möglichkeit Strom ins Netz zu speisen, kann die Lastspitze kaum geglättet werden. Auch die Erhöhung der Grundlast fällt etwas geringer aus, eine Vergleichmäßigung des Belastungsablaufs ist aber dennoch zu erkennen. Die Relevanz dafür, dass die EV mit V2G-Funktion ausgestattet und genügend Ladestationen für das V2G zur Verfügung gestellt werden, wird in diesem Szenario sehr deutlich.

5.2.5.5 Auswirkungen durch Szenario D

Wird die Anzahl der Fahrzeuge, die Strom ins Netz speisen können noch weiter reduziert, ergeben sich folglich noch geringere Veränderungen im Belastungsablauf. Dieses Szenario könnte vorerst das bis 2020 realistischste darstellen.

Im Szenario D wird angenommen, dass nur 10% der für das Jahr 2020 anvisierten Elektrofahrzeuganzahl V2G-fähig sind und auch tagsüber die Möglichkeit haben, mit bidirektionalen Ladestationen verbunden zu sein.

In diesem Szenario werden die gleichen Annahmen wie im Szenario C getroffen, wobei hier nur 25.000 Fahrzeuge als V2G-fähig angenommen werden. Die folgenden vier Abbildungen stellen den Belastungsablauf für die Monate Februar und Juni (inklusive einberechnetes Fahrprofil) sowie die Veränderungen in der Tagesdauerlinie dar. Die hellblauen Flächen stellen die Energiemengen, die durch Ladevorgänge zusätzlich nachgefragt werden, dar. Die dunkle (blaue) Fläche verdeutlicht den Belastungsablauf ohne EV. Die Differenz zwischen dunkelblauer und blauer Fläche während der Tageszeit ergibt die Entladeleistungen der V2G-EV, die in den Abbildungen allerdings kaum mehr zu erkennen sind.

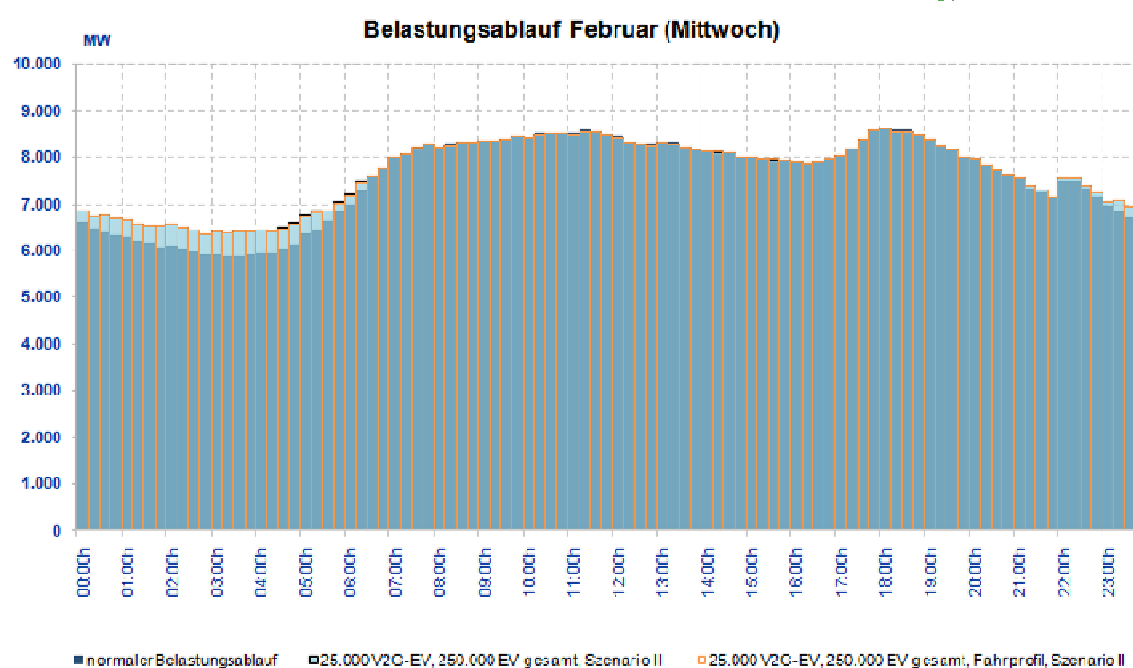


Abbildung 85: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Februar, Szenario D (250.000 EV, 10% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, hellblau: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Veränderung der Tagesdauerlinie Februar

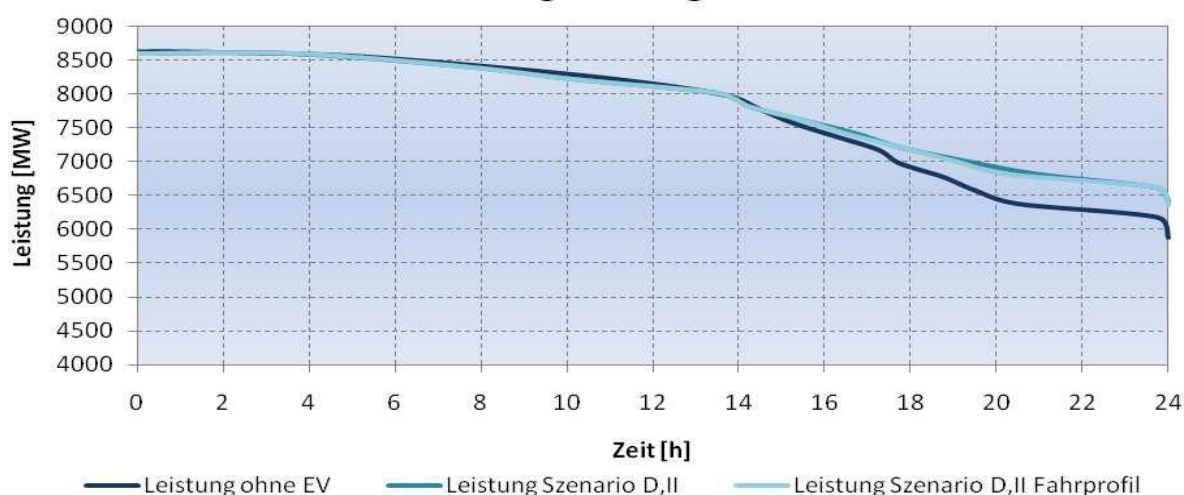


Abbildung 86: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Februar, Szenario D (250.000 EV, 10% V2G) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

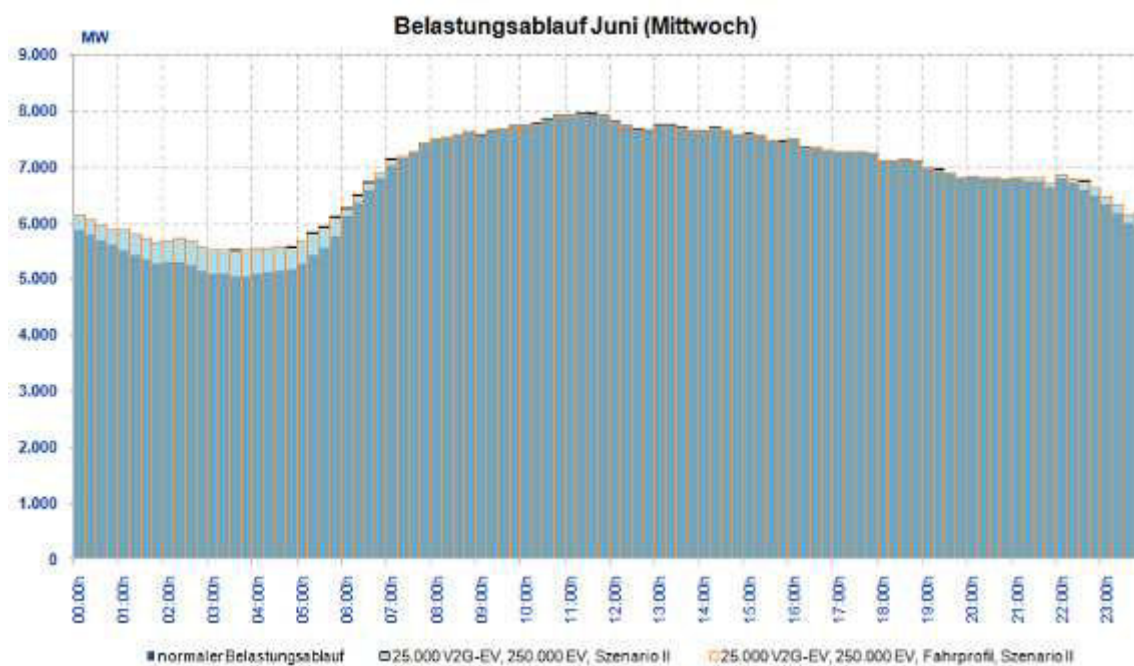


Abbildung 87: Vereinfachte Lastverlagerung inklusive Fahrprofil im Juni, Szenario D (250.000 EV, 10% V2G). Blau: normaler Belastungsablauf, hellblau: Szenario II, orange: Szenario II inklusive Fahrprofil (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Veränderung der Tagesdauerlinie Juni

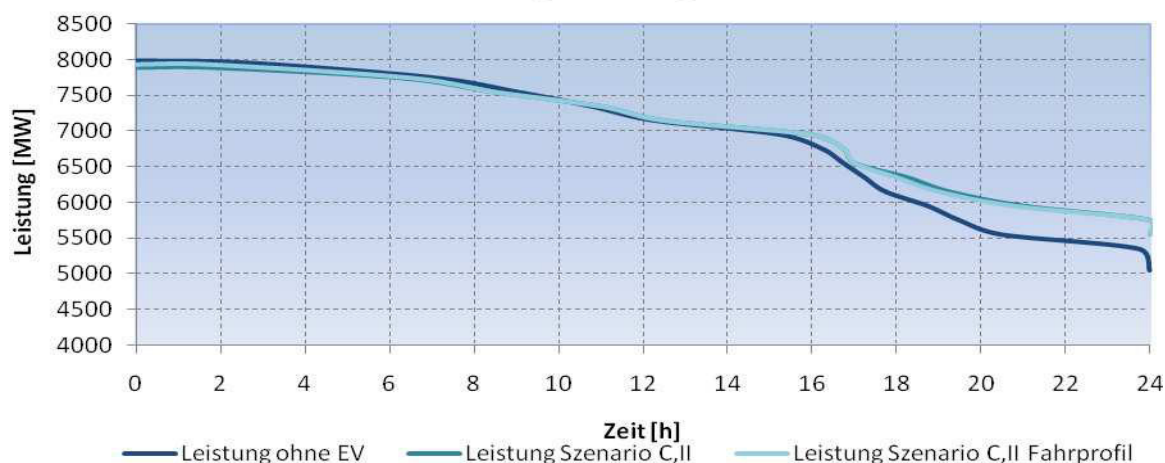


Abbildung 88: Vereinfachte Veränderung der Tagesdauerlinie im Juni, Szenario D (250.000 EV, 10% V2G) (eigene Darstellung nach E-Control, 2007)

Die Abbildung 86 und Abbildung 88 zeigen unter den getätigten Annahmen kaum mehr eine Reduktion der Lastspitze. Auch in den Tagesdauerlinien ist diese nur im Juni zu erkennen. Im Februar beläuft sich die Lastreduktion auf ca. 0,3%. Im Juni beträgt sie ca. 0,5%. Die Minimallast wird im Februar um 8% erhöht, im Juni um 9%.

Obwohl nur noch die Hälfte der Fahrzeuge des Szenarios C V2G-fähig sind, befindet sich die Grundlast auf einem ähnlichen Niveau wie im Szenario C. Die Spitzenlastreduktion fällt allerdings noch geringer aus.

5.2.5.6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Ergebnisse aus den Szenarien sind in nachfolgender Tabelle dargestellt.

	Szenario A (250.000 V2G-EV)		Szenario B (434.000 V2G-EV)		Szenario C (250.000 EV, 20% V2G)		Szenario D (250.000 EV, 10% V2G)	
	Februar	Juni	Februar	Juni	Februar	Juni	Februar	Juni
Glättung der Lastspitze [%]	3	5	4	4	0,6	1	0,3	0,5
Anhebung der minimalen Last [%]	13	15	18	23	9	10	8	9

Tabelle 15: Zusammenfassung der Auswirkungen der Szenarien auf den österreichischen Belastungsablauf

Obwohl im Szenario B von mehr als der doppelten Fahrzeuganzahl (+57%) ausgegangen wurde, ist die Grundlast nur um weitere 38% (Februar), bzw. 53% (Juni) gestiegen. Im Szenario A wurde die minimale Last unter den gegebenen Annahmen um bis zu 861 MW angehoben, in Szenario B um 1.144 MW. Die Lastspitzglättung ist in beiden Szenarien ähnlich, wobei darauf hingewiesen wird, dass eine Ungenauigkeit, die durch das Berechnungsverfahren bedingt ist, die weitere Lastspitzensenkung im Szenario B verhindert. Die Lastspitzensenkung beläuft sich auf jeweils ca. 400 MW.

Die Szenarien C und D verdeutlichen die hohe Relevanz einer genügend großen Anzahl an Ladestationen. Können nur 20% oder 10% der EV tagsüber zum Lastausgleich beitragen, verringert sich die Lastspitzenglättung gleichermaßen. In allen Szenarien ändert sich der gesamte Stromverbrauch kaum. Dieser erhöht sich jeweils nur um ca. 1%, was mit dem geringen Energieverbrauch der EV (15 kWh/100 km) und den kurzen Tagesweglängen erklärt werden kann.

5.3 Mindestgröße eines V2G-Systems (netz- und tarifseitig)

Die Mindestgröße eines V2G-Systems hängt essentiell von ökonomischen, technischen und rechtlichen Parametern ab. Da die Technologieentwicklung derzeit noch in den Anfängen steht, können bezüglich der Mindestgröße des Systems nur bedingt Aussagen getroffen werden.

Technisch gesehen existieren netzseitig keine Mindestanforderungen für eine Einführung des Systems. Tarifseitig wird auf der Börse ein Mindestgebot von $\pm 0,1$ MWh/h vorausgesetzt (Stundenkontrakte), für Blockkontrakte gilt eine Mindestmenge von 1 MWh/h.

Ohne Berücksichtigung von Lade-/Entladekurven und Anlagenverfügbarkeit werden folgende Fahrzeuganzahlen für die Bereitstellung von 0,1 MW benötigt:

- 3,6 kW Netzanschluss (Haushaltsanschluss): 28 EV

- 10 kW Netzanschluss: 10 EV
- 22 kW Netzanschluss (Starkstrom): 5 EV.

Wird eine technische Verfügbarkeit von 80% angenommen, ergeben sich folgende Fahrzeugzahlen, die die Leistung zu 99,99% sicher zur Verfügung stellen:

- 3,6 kW Netzanschluss: 48 EV
- 10 kW Netzanschluss: 22 EV
- 22 kW Netzanschluss: 14 EV.

Diesbezüglich ist zu erwähnen, dass die nötigen Fahrzeuge für mindestens eine Stunde mit dem Netz in Verbindung stehen müssen. Die Fahrprofile von EV einer Bilanzgruppe, die diese im V2G-System einsetzen möchte, sind folglich genau zu prognostizieren, festzulegen oder eine ausreichende Anzahl an zusätzlichen Fahrzeugen als Puffer bereitzuhalten.

Aus ökonomischer Sicht wird eine Koordination so kleiner Fahrzeugkollektive in einer Bilanzgruppe nicht rentieren, das Energieangebot und damit die notwendigen Fahrzeuganzahlen müssen folglich erhöht werden. Hierbei sind vor allem die Kosten der Lade- und Kommunikationsinfrastruktur, aber auch z.B. die auf P&R-Parkplätzen zusätzlich notwendige Netzinfrastuktur zu berücksichtigen. So müssten bei z.B. 625 EV mit 3,6 kW Anschlussleistung auf einem P&R-Parkplatz 4 Standard-Ortsnetztrafos mit 630 kVA zusätzlich installiert werden, wenn alle EV gleichzeitig laden/entladen sollen. Bei der Planung der Lade- und Netzinfrastuktur ist zusätzlich der Leistungsnutzen des Kollektivs zu bedenken, der sich mit zunehmender Kollektivgröße immer stärker der technischen Verfügbarkeit der EV annähert und eine so genannte Treppenfunktion aufweist.

Für die Bereitstellung von Regelenergie ist die Mindestgröße vom Regelmarkt (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelmarkt) und den hier angeforderten Leistungsvorhaltezeiten abhängig. Eine Abschätzung der Mindestgröße wird in diesem Kapitel für den Sekundär- und Tertiärregelenergiemarkt und einem Netzanschluss von 10 kW und einer Akkukapazität von 24 kWh (Ladung des Fahrzeugs: negative Leistungsbereitstellung) bzw. 16,35 kWh (positive Leistungsbereitstellung) angeführt.

Für den sekundären Regelenergiemarkt (10 MW Mindestangebot) werden folgende Mindestkollektive benötigt:

- 5.000 EV (negativ)
- 7.339 EV (positiv)

Für den Tertiärregelmarkt (Market Maker) ergibt sich eine erforderliche Kollektivgröße (10 kW Netzanschluss) von zumindest 1.666 EV.

5.4 Bestimmung relevanter betriebswirtschaftlicher und technischer Vorteile

5.4.1 Allgemein: Teilnahme an Strommärkten

In diesem Kapitel werden die grundsätzlichen Möglichkeiten und das ökonomische Potenzial der V2G-EV auf den Strommärkten beispielhaft dargestellt. Nicht berücksichtigt werden allerdings Fragen zur Kundenakzeptanz, Technologiebarrieren und Kostenentwicklungen sowie zu den allfälligen Anpassungen des Marktsystems. Diese könnten den Nutzen des Systems stark (negativ) beeinflussen.

Grundsätzlich könnten V2G-EV sowohl Teil einer bestehenden Bilanzgruppe sein als auch eine eigene Bilanzgruppe bilden. Sind die Fahrzeuge über ein intelligentes Kommunikationssystem an das Stromnetz mit dem Bilanzgruppenkoordinator verbunden, könnte dieser unter bestimmten Einschränkungen (die u.a. durch den Fahrzeughalter bewirkt werden) mit den Energiespeichern in den Elektrofahrzeugen handeln. Dabei wäre grundsätzlich sowohl der Einsatz der Fahrzeuge auf dem Strommarkt (Spot- oder Terminmarkt) als auch auf dem Regelenenergiemarkt möglich.

Essentiell für die Erstellung der Fahrpläne und für die Planung der benötigten Energiemengen sowie die ökonomische Verwertung dieser ist die Prognosegenauigkeit der Zeiten, zu denen die Fahrzeuge mit dem Netz in Verbindung stehen. Da bisher noch keine Erfahrungen diesbezüglich bestehen, kann das ökonomische Potenzial des V2G-Systems nur grob dargestellt werden. Auch über die Kosten des Einsatzes der Fahrzeuge als Energiespeicher (Grenzkosten) können aufgrund des aktuellen Forschungsstandes in der Technik noch keine zuverlässigen quantitativen Aussagen getroffen werden. Zu berücksichtigen sind ebenfalls die Entlade- und Ladezyklen bzw. deren Auswirkungen auf die Kapazität und Lebensdauer der Akkus. Auch Aspekte der Beeinflussung der Akkulebensdauer durch kurze Ladezyklen, wie sie bei einem Einsatz auf dem Regelenenergiemarkt vorkommen würden, können noch nicht eindeutig quantifiziert werden. Der Grund hierfür ist, dass die Zyklenfestigkeit je nach Zellchemie unterschiedlich zu beurteilen ist. Erste Abschätzungen gehen allerdings davon aus, dass die Abnutzung quadratisch erfolgt, d.h. wenn ein Akku nur zur Hälfte geladen/entladen wird, gilt dieser Zyklus in der Alterung als ein 25%-Zyklus usw. (Wolton et al., 2010, S.13). Die sich durch die Abnutzung ergebenden Kosten, die hauptsächlich verantwortlich für die Grenzkosten des V2G-Systems sind, werden somit wahrscheinlich eher gering sein. Hier sollen diese Kosten nicht einbezogen werden, es gilt lediglich die Strompreise der Märkte zu vergleichen.

In den nachfolgenden Berechnungen gelten ebenfalls die im Kapitel 3.3 getroffenen Annahmen. Auch die Lade- und Entladeleistungen werden aufgrund der Annahme einer Technologieweiterentwicklung über die Lade-, bzw. Entladeleistungen als konstant festgelegt.

5.4.2 Spotmarkt

Enthält eine Bilanzgruppe eine gewisse Anzahl von EV mit V2G-Funktion und dementsprechenden Netzverfügbarkeiten, kann die Ladung der V2G-EV so gesteuert werden, dass sie zu Zeiten eines geringen Strompreises geladen und der im Akku gespeicherte, nicht für Fahrten benötigte Strom zu Zeiten hoher Strompreise verkauft werden kann. Je nachdem, welches Marktprodukt gewählt wird und wie gut die Preise und Akkuverfügbarkeiten prognostiziert werden können, lassen sich unterschiedliche Erträge erzielen.

Die nächste Abbildung stellt die mittleren Baseloadpreise (Produkt Offpeak an der EXAA (1:00 Uhr - 8:00 Uhr und 21:00 Uhr - 24:00 Uhr) sowie das Verhältnis zwischen dem mittleren Basepreis (Mittelwert der Preise zu Zeiten des Produkts Offpeak) und dem mittleren Peakpreis (9:00 Uhr – 20:00 Uhr) im Jahr 2009 dar.

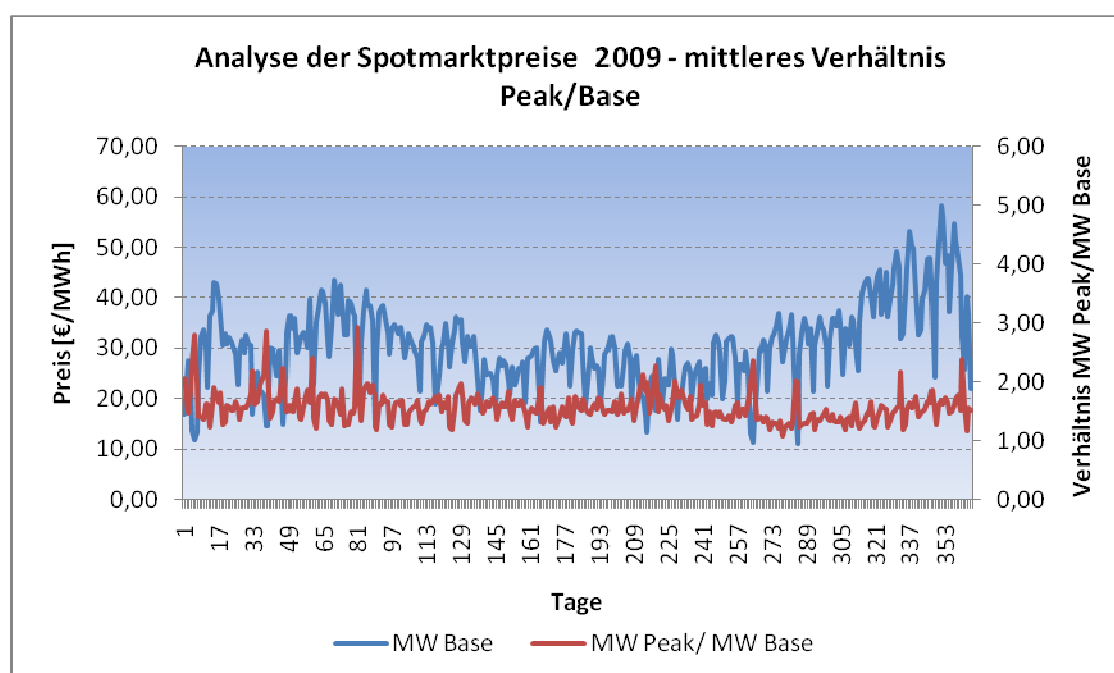


Abbildung 89: mittleres Verhältnis zwischen Peak- und Baseloadpreis im Jahr 2009
(eigene Darstellung nach EXAA, 2010a)

Entsprechend obiger Abbildung kann durch den Einkauf von Ladestrom in den Offpeakzeiten und den Verkauf des Stromes zu Peakzeiten ein Gewinn von durchschnittlich 50% des Offpeakpreises erzielt werden. Der durchschnittliche Basepreis zu diesen Zeiten schwankt zwischen 11 €/MWh und 60 €/MWh, wobei die Preise zum Jahresende hin ansteigen. Durchschnittlich liegt der Basepreis bei 30 €/MWh.

Wird die Energie in Stundenkontrakten gehandelt, ergeben sich deutlich höhere Gewinnspannen, wie die nächste Graphik verdeutlicht.

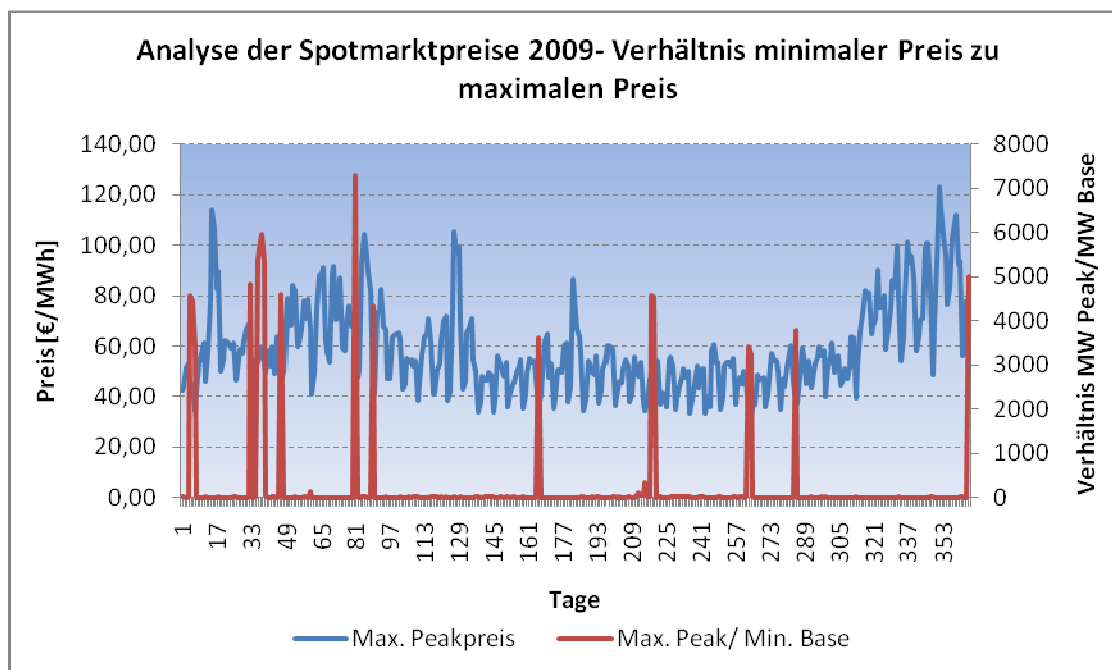


Abbildung 90: maximale Tagespreise und Verhältnis zwischen maximalem Tagespreis und minimalem Tagespreis im Jahr 2009 (eigene Darstellung nach EXAA, 2010a)

Der maximale Tagespreis schwankt zwischen 32 €/MWh und 123 €/MWh, im Mittel liegt er bei ca. 60 €/MWh. An einigen Tagen im Jahr können erheblich höhere Gewinne, bis über das 7.000-fache des minimalen Tagespreises, erzielt werden. Der Grund ist meist ein niedriger minimaler Tagespreis (0,01 €/MWh). Diese geringen Energiepreise resultieren unter anderem aus einer überdurchschnittlich hohen Stromproduktion durch z.B. Offshore-Windenergie aus Deutschland, für die eine Stromabnahmepflicht gilt. Die Folge sind extreme Strompreise. Ohne diese Abnormitäten beläuft sich das Verhältnis zwischen minimalem und maximalem Tagespreis auf das Sechsfache des Basispreis-Minimums.

Kann ein EV z.B. zu einem Preis von 25 €/MWh geladen werden, müsste unter Annahme des Szenarios A (24 kWh Lademenge/Fahrzeug) 0,60 €/Fahrzeug und Tag gezahlt werden. Würden zu Peakzeiten 16,35 kWh am Spotmarkt verkauft, könnten bei einem Preis von 60 €/MWh 0,98 €/Fahrzeug lukriert werden. Der tägliche Gewinn beträgt somit ca. 0,38 €/Tag/Fahrzeug, bzw. 12 €/Monat oder 142 €/Jahr. Diese Berechnungen werden durch Untersuchungen von Süß (2009), der die zu erzielenden Deckungsbeiträge pro Fahrzeuge auf wenige hundert Euro pro Jahr schätzt, bestätigt.

Das Poolen von EV bietet somit Stromhändlern und BGV die Möglichkeit, den Akku gewinnbringend auf dem Strommarkt einzusetzen, vorausgesetzt die Stehzeiten der Fahrzeuge können entsprechend prognostiziert werden, sodass die gehandelte Energie mit einer gewissen Sicherheit zur Verfügung steht.

5.4.3 Regelenergiemarkt

Eine weitere Möglichkeit des BGV einer Bilanzgruppe mit einem Pool von EV besteht in deren Einsatz auf den Regelenergiemärkten (Sekundär- und Tertiärregelenergiemarkt). Vorteil ist hier, dass ein fixer Leistungspreis (Sekundärregelung und Market Maker) gezahlt wird, nachteilig ist, dass die angebotene Leistung sicher zur Verfügung gestellt werden muss. Dieses Kapitel soll eine grobe Einschätzung über die auf diesen Märkten zu lukrierenden Erträge geben.

5.4.3.1 Sekundärregelmarkt

Preise auf dem Sekundärregelmarkt:

Ab März 2011 wird der Sekundärregelenergiemarkt in Österreich für alle Anbieter, die die Teilnahmeanforderungen erfüllen, geöffnet. Das minimale Angebot wird bei 10 MW liegen, das in Blöcken zwischen 8:00 Uhr - 20:00 Uhr und 20:00 Uhr - 8:00 Uhr angeboten werden kann und für jeden Tag einer Woche garantiert werden muss (APCS, 2010a). Die Merit Order wird auf diesem Markt nach dem angebotenen Arbeitspreis abgerufen.

Die im Folgenden angeführten Preise sind angebotene Leistungs- und Arbeitspreise für die Sekundärregelung aller Netzbetreiber Deutschlands. Da erst ab 2011 in Österreich eine Marktumstellung erfolgt, werden diese Preise für die Berechnungen als ident mit den zukünftigen Preisen in Österreich angenommen.

Anders als auf dem Spotmarkt werden die Systemdienstleistungen der zum Zuge gekommenen Angebote genau nach dem angebotenen Preis ausgezahlt, sodass jeder Anbieter einen anderen Leistungspreis/Arbeitspreis erhält (APCS, 2010a). Für die Bereitstellung von negativer Regelleistung, also für die Aufnahme von Energie, lagen die Grenzleistungspreise (die Preise, die gerade noch angenommen wurden) nach Tabelle 7-1 zu Niedertarifzeiten (NT = 20:00 Uhr - 8:00 Uhr) für die Monate Januar bis April zwischen 10.993 €/MW (392,61€/MW*Tag) und 15.879 €/MW (529,30€/MW*Tag). Zu Hochtarifzeiten schwankte der Leistungspreis für die Vorhaltung von negativer Regelleistung zwischen 604 €/MW im Monat und 1.232 €/MW. Für die positive Regelleistung zum Niedertarif lag der Grenzleistungspreis im Beispiel zwischen 3.873 €/MW (124,94 €/MW*Tag) und 4.936 €/MW (183,68€/MW*Tag). Die höchsten Leistungspreise werden für die Vorhaltung negativer Regelleistung zu Niedertarifzeiten erreicht.

Zusätzlich zum Leistungspreis kann im Falle eines Abrufs der Regelleistung noch ein Arbeitspreis lukriert werden. Die Arbeitspreise für April 2010 sind in Tabelle 16 dargestellt. Negative Preise bedeuten, dass diese an den Anbieter ausgezahlt werden, positive Preise bedeuten, dass diese vom Anbieter an den Netzbetreiber gezahlt werden. Zu erkennen ist, dass für die Aufnahme von Strom im Monat April bis zu 119 €/MWh vom Netzbetreiber gezahlt wurden. Für die Stromlieferung (positive Sekundärregelleistung) konnten Arbeitspreise bis zu 300 €/MWh erzielt werden.

Grenzleistungspreise Deutschland 2010				
	neg. HT	neg. NT	pos. HT	pos. NT
Januar [€/MW]	604	14.931	4.639	4.936
[€/MW*Tag]	19,48	481,65	149,65	159,23
Februar [€/MW]	570	10.993	5.143	4.195
[€/MW*Tag]	20,36	392,61	183,68	149,82
März [€/MW]	614	15.798	4.240	3.873
[€/MW*Tag]	19,81	509,61	136,77	124,94
April [€/MW]	1.232	15.879	4.164	3.896
[€/MW*Tag]	41,07	529,30	138,80	129,87

Tabelle 16: Grenzleistungspreise für Sekundärregelung 2010. NT = Niedertarif (20:00 - 8:00 Uhr), hat = Hochtarif (8:00 - 20:00 Uhr). (Regelleistung.net, 2010)

	Max. Arbeitspreis [€/MWh]	Min. Arbeitspreis [€/MWh]
neg. HT	-44	23,2
neg. NT	-119,00	16,20
pos. HT	-295,00	-74,50
pos. NT	-300,00	-65,00

Tabelle 17: Arbeitspreise für Sekundärregelung April, 2010 (Regelleistung.net, 2010)

Bereitstellung negativer Sekundärregelung (10MW) zu Niedertarifzeiten:

Im Folgenden soll eine (positive) Abschätzung bezüglich der auf dem Sekundärregelenergiemarkt zu lukrierenden Erträge gemacht werden, falls die Fahrzeuge in der Nacht (Niedertarif) am negativen Sekundärregelmarkt teilnehmen, d.h. dafür bereit stehen, überschüssige Leistung aufzunehmen. Dieser Markt fügt sich sehr gut in das V2G-System ein, da die EV ohnehin in der Nacht geladen werden sollten. Hier sei auch erwähnt, dass eine Teilnahme an diesem Markt auch mit EV möglich ist, die ausschließlich lade-, nicht aber entladefähig sind.

Mit einem Anschluss von 10 kW und einen für die Nachtzeit zur Verfügung stehenden Akku von 24 kWh (Nutzergruppenkollektiv) würden unter den gegebenen Annahmen knapp 5.000 Fahrzeuge benötigt, die innerhalb des Angebotszeitraums für 2,4 Stunden (Ladezeit eines EV) sicher zur Verfügung stehen müssten. Da die sicher zur Verfügung stehende Zahl von Fahrzeiten aber unter Anderem durch nicht prognostizierbare Fahrten sowie die technische Anlagenverfügbarkeit begrenzt ist, müsste mit einem größeren Fahrzeugpool gerechnet werden, um die Leistung von 10 MW mit der notwendigen Sicherheit zu garantieren. Hier wird fiktiv angenommen, dass ein Sicherheitsaufschlag von 30% ausreicht, um die Leistung der EV sicher zur Verfügung stellen zu können.

Die Berechnung der mindestens benötigten Fahrzeuganzahl ergibt sich folglich durch:

- Angebot von 10 MW für 12 Stunden = 120 MWh. Diese Energiemenge müsste theoretisch pro Tag durch die EV aufgenommen werden können.
- Jedes Fahrzeug lädt 2,4 Stunden mit 10 kW, nimmt also 24 kWh auf.

- Für die Ladung von 120 MWh werden somit 5.000 Fahrzeuge benötigt.

Plus angenommenen Sicherheitszuschlag für die Prognoseunsicherheit von 30% ergibt sich eine Fahrzeuganzahl von 6.500 EV, die über 12 Stunden eine Leistung von 10 MW garantieren könnte.

Die Berechnung der in diesem Markt zu lukrierenden Erträge ergibt für den Monat April 2010 folgendes Ergebnis:

- Soll mit 10 MW negativer Sekundärregelleistung (neg. NT) am Sekundärregelmarkt teilgenommen werden, könnten bis zu 158.790 € (vgl. Tabelle 7-1) fix lukriert werden (Leistungspreis).
- Eigene statistische Untersuchungen haben ergeben, dass die Sekundärregelung in Österreich zu ca. 90% der Zeit abgerufen wird, im April 2010 betrug die Abrufhäufigkeit knapp 97% (eigene Berechnungen nach APCS, 2010b). Die Häufigkeit zu der die negative Sekundärregelung abgerufen wird beträgt ca. 50% (April 2010: 54%).
- Wird die Leistung von 10 MW folglich für sechs Stunden am Tag abgerufen, käme ein zusätzlicher Ertrag von bis zu 221.340 € im Monat hinzu (vgl. Tabelle 7-2, maximaler Arbeitspreis).

Jedeseinzelne Fahrzeug der 6.500 EV würde für die Systemdienstleistung ca. 58 € im Monat erhalten, also einen Ertrag von 702 €/Jahr erzielen.

Ein weiterer Vorteil dieses Marktes ist, dass ca. 3.250 Fahrzeuge (50% des notwendigen Fahrzeugkollektivs) kostenlos geladen werden.

Müssten diese Fahrzeuge auf Basis der Spotmarktpreise geladen werden (Basetarif ca. 25 €/MWh), müsste jeder Fahrer pro Tag ca. 0,60 € zum Laden von 24 kWh Strom zahlen, was ca. 18,60 €/Monat entspricht. Dieser Betrag entfällt somit bei 50% des Kollektivs.

Das Kollektiv von 6.500 Fahrzeugen könnte somit einen Ertrag von ca. 49 €/Monat pro Fahrzeug erzielen (Aufladungsvorgänge am Spotmarkt inbegriffen).

Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung (10MW) zu Hochtarifzeiten:

Zusätzlich zur negativen Sekundärregelleistung könnten die V2G-EV auch für die positive Sekundärregelleistung – für die Einspeisung von Strom ins Netz mittels bidirektionaler Netzverbindung - zur Verfügung stehen.

Für den Monat April ergibt die Berechnung der zu lukrierenden Beträge und notwendigen Fahrzeuganzahl:

- Jedes Fahrzeug kann abzüglich der Fahrten (Nutzergruppenkollektiv) eine Energiemenge von 16,35 kWh ins Netz einspeisen (1,635 Stunden).

- Folglich ergibt sich unter den gegebenen Annahmen ein notwendiger Fahrzeugpool von 7.339 V2G-EV.
- Mit einem Sicherheitsaufschlag von 30% (s. Kapitel 2.3.1.2) ergibt sich eine notwendige Fahrzeuganzahl von 9.541 V2G-EV.
- Der zu lukrierende Fixpreis beträgt für 10 MW Leistungsbereitstellung 41.640 €/Monat (vgl. Tabelle 7-1, April 2010).
- Der maximal zu lukrierende Arbeitspreis liegt bei 295 €/MWh
- Wenn 50% der angebotenen Leistung abgerufen werden, können über den Arbeitspreis 548.700 €/Monat erzielt werden.
- Der insgesamt zu erzielende Ertrag durch die Stromeinspeisung beträgt somit für jedes EV 62 €/Monat, bzw. 742 €/Jahr.

Werden 60 MWh abgerufen (50% der 7.339 EV speisen 16,35 kWh ins Netz) müssen diese den Akku z.B. über den Spotmarkt aufladen. Auch die restlichen Fahrzeuge müssen die über den Tag verbrauchte Fahrenergie wieder aufnehmen. Bei einem Stromeinkauf über den Spotmarkt (25€/MWh) bleibt dem EV-Kollektiv ein Erlös von 54,60 €/Monat. Ein Teil dieses Fahrzeugpools könnte in der Nacht auch am negativen Sekundärregelmarkt teilnehmen, wodurch höhere Gesamterträge möglich wären.

5.4.3.2 Tertiärregelung

Eine weitere Möglichkeit für den ökonomischen Einsatz der EV besteht in der Teilnahme am Tertiärregelmarkt.

Anders als die Sekundärregelung wird die Tertiärregelung nur sehr selten abgerufen. Im April 2010 lag die Abrufhäufigkeit für die Regelzone APG für positive Tertiärregelung unter 1% der Zeit, für negative Tertiärregelung bei ca. 5% (APCS, 2010b). Hier ist also die Leistungsvorhaltung am interessantesten.

Die Auktion für Market Maker wird wöchentlich ausgeschrieben, wobei 10 bzw. 25 MW in 4-Stunden-Blöcke angeboten werden können. Für Österreich liegen die Leistungspreise für Market Maker, die die Leistung zu den jeweiligen Blöcken für jeden Tag einer Woche garantieren, bei ca. 118 €/MW*Tag.

In weiterer Folge wird beispielhaft der auf Basis des angegebenen Leistungspreises möglicherweise zu erzielende Ertrag bei einem Angebot von negativer Tertiärregelleistung (Aufnahme von Energie) berechnet:

- Um z.B. durch EV die Aufnahme von 10 MW Leistung über einen Zeitraum von 4 Stunden sicherzustellen (insgesamt 40 MWh), werden bei 10 kW Netzanschluss und 24 kWh freier Akkukapazität pro EV ca. 1.666 EV benötigt.
- Mit einem Sicherheitsaufschlag von 30% ergibt sich eine Fahrzeuganzahl von 2.166 EV.

- Der über den Leistungspreis zu erzielende Betrag beträgt somit zu 17 €/Monat oder ca. 203 €/Jahr

Die Wahrscheinlichkeit, dass der Akku der Fahrzeuge in diesen Stunden geladen wird, ist aufgrund der geringen Abrufhäufigkeit äußerst niedrig. Somit sind auch die zu lukrierenden Gewinne durch den Arbeitspreis sehr gering, was ein Nachteil im Vergleich zur Sekundärregelung ist und somit den möglichen Ertrag unter den gegebenen Annahmen deutlich mindert. Vorteil bei der Tertiärregelung ist allerdings, dass die Akkuabnutzung aufgrund der geringen Abrufhäufigkeit nur sehr marginal bzw. nicht zu berücksichtigen sein wird. Der Ertrag von 203 €/Jahr würde diesen Fahrzeugen zusätzlich zu den zu lukrierenden Gewinnen auf dem Spotmarkt oder anderen Regelenenergiemärkten (Sekundärregelmarkt, andere Angebote auf dem Tertiärregelenenergiemarkt (z.B. weitere 4 Stunden/positive Reservevorhaltung) zur Verfügung stehen.

5.4.3.3 Diskussion der Ergebnisse

Insgesamt kann aufgrund der vorherigen Berechnungen festgehalten werden, dass die V2G-EV auf allen vorgestellten Märkten gewinnbringend eingesetzt werden könnten. Die Regelenenergiemärkte, vor allem der Sekundärregelmarkt, bieten die höchsten zu lukrierenden Erträge. Hier macht sich der große Flexibilitätsvorteil der V2G-EV im Vergleich zu anderen, konventionellen Strommarktteilnehmern/Kraftwerken bemerkbar.

Generell ist hierbei zu erwähnen, dass bei all diesen Berechnungen das theoretisch mögliche Potential erhoben wurde. Bei den Berechnungen wurden keine Begrenzungen wie z.B. der Leistungsverlust durch Lade- und Entladevorgänge (Lade-/Entladekurven), die Akkuabnutzung oder sonstige Verluste mitberücksichtigt.

Zudem muss zu den Berechnungen der Erträge am Regelleistungsmarkt hinzugefügt werden, dass alle an diesen Märkten teilnehmenden V2G-EV eines Fahrzeugpools (minus den 30% Sicherheitsaufschlag) zu bestimmten Zeiten (jedes V2G-EV muss zu festen Zeiten für einen Zeitraum von 2,4, bzw. 1,635 Stunden zur Verfügung stehen) unbedingt mit einem Ladekabel verbunden sein müssen. Die Berechnung der Erträge am Regelleistungsmarkt erfolgt unter folgender Prämisse: jedes der an diesen Märkten teilnehmenden V2G-EV eines Fahrzeugpools (abzüglich des 30 % Sicherheitsaufschlages) muss zu bestimmten Zeiten für einen Zeitraum von 2,4 bzw. 1,635 Stunden zur Verfügung stehen, d. h. mit einem Ladekabel verbunden sein. Dies bedeutet, dass sie zu diesen Zeiten weder bewegt werden dürfen noch an anderen Märkten teilnehmen können.

Insgesamt können die Berechnungen jedoch für eine erste ökonomische Potenzialabschätzung herangezogen werden, sind aber sehr von den beschriebenen Annahmen abhängig und variieren stark in Abhängigkeit zu den Strompreisen.

	Marktprodukt	Ertrag [€/Monat/EV]	Ertrag [€/Jahr/EV]
--	--------------	------------------------	-----------------------

Spotmarkt		12	144
Sekundärregelmarkt	Negativ/Niedertarif	49	588
	Positiv/Hochtarif	55	660
Tertiärregelmarkt		17	204

Tabelle 18: Berechnungsergebnisse der auf den Strommärkten monatlich zu erzielenden Ertragsmöglichkeiten eines V2G-EV-Kollektivs unter den beschriebenen Annahmen, bezogen auf jedes Fahrzeug.

5.5 Ermittlung von einfach realisierbaren Abrechnungssystemen für den Endkunden

5.5.1 Schemata von Abrechnungssystemen

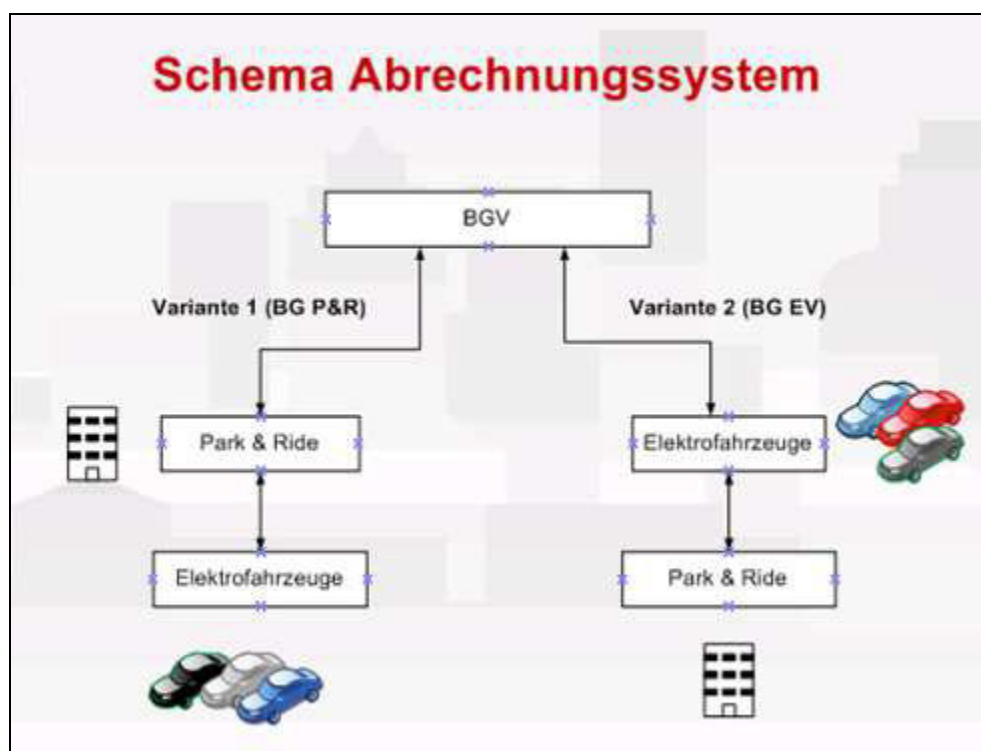


Abbildung 91: Abrechnungsschema V2G

In der oben dargestellten Graphik sind 2 mögliche Abrechnungssysteme skizziert. Dabei wurde eine Unterteilung in folgende Varianten getroffen:

- Variante 1 (BG P&R) – hier bildet jede Park & Ride Anlage eine eigene Bilanzgruppe
- Variante 2 (BG EV) – jedes einzelne Elektrofahrzeug bildet eine Bilanzgruppe

In der Variante 1 (BG P&R) kommuniziert der Bilanzgruppenverantwortliche zuerst mit den P&R Anlagen, die in weiterer Folge mit den E-Fahrzeugen in Verbindung stehen.

Diese Konstellation hat folgende positive/negative Auswirkungen:

- Geringe Verwaltungskosten da nur eine überschaubare Menge an P&R Anlagen mit dem BGV in Verbindung stehen
- Zusätzlicher Verdienstanreiz für P&R-Anlagenbetreiber, da sie Stromkapazitäten zur Verfügung stellen können -> beispielsweise Teilnahme am Spotmarkt
- Angebot von niedrigen Parkgebühren an E-Fahrzeugbesitzer(z.B.:nur € 4,- für eine Parkdauer von 8 Stunden anstelle von €6,- → Ersparnis € 2,-) – der P&R Betreiber kann die Preise für E-Fahrzeuge deshalb senken, weil er mit dem Strom des E-Fahrzeug als Stromhändler tätig ist
- Dem Parkplatzbetreiber muss ein Anreiz für die Bereitstellung der Infrastruktur gegeben werden → beispielsweise Einführung einer **Investitionsförderung auf Be-/ und Entladestationen**

In der Variante (BG EV) kommuniziert der Bilanzgruppenverantwortliche zuerst mit jedem einzelnen Elektrofahrzeug. Das Elektrofahrzeug wiederum hat einen zugewiesenen P&R Stellplatz.

Diese Konstellation hat folgende positive/negative Auswirkungen:

- Relativ hohe Verwaltungskosten da jedes einzelne Fahrzeug extra über die Bilanzgruppe verrechnet werden muss
- Geringere Flexibilität (es muss eine Pauschale für den Stellplatz entrichtet werden)
- Zusätzlicher Verdienstanreiz für E-Fahrzeughalter (höhere Gewinnaussicht im Gegensatz zu BG P&R da direkt mit BGV kommuniziert wird → dementsprechend auch höheres Risiko)
- Dem E-Fahrzeughalter muss ein Anreiz gegeben werden, sich auf gestiegene Fixkosten (Mehrkosten für eine Parkdauer von 8 Stunden z.B. € 2 – Parkplatz kostet € 8 anstelle von € 6) → beispielsweise Einführung einer **Einspeisevergütung für Strom in Spitzenlastzeiten (z.B.: Werktagen zwischen 9-13 Uhr)**
- geringerer Gewinnanreiz für P&R Anlagenbetreiber zur Verfügungstellung der notwendigen Infrastruktur für die Be-/ und Entladung

5.6 Energieszenarien, neue Entwicklungen auf dem Strommarkt und ihre Auswirkungen

Die neuesten Entwicklungen auf dem Strommarkt zeigen eine erhöhte Volatilität –in bezug auf Strompreise und Stromerzeugung. Vor allem der Einfluss der aus Deutschland stammenden Windenergie zeigt sich mit zunehmender Wirkung: wird in Deutschland weniger als 4.000 MW Leistung (installierte Leistung ca. 25.000 MW [EnergieAgentur.NRW, 2010]) durch Windkraftanlagen bereitgestellt, ist die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten hoher Strompreise sehr groß. Von diesen hohen Strompreisen ist in diesem Fall nicht nur der deutsche Markt betroffen, sie wirken sich auch auf die Strommärkte der Nachbarländer infolge des so genannten Market Coupling aus (Diwok, 2010, S.21).

Vermindern sich die Energiemengen aus Windenergie stark, verschiebt sich die Merit Order Kurve nach links. Wird die Nachfrage erhöht oder bleibt diese gleich, kommt es zu höheren Strompreisen, da Kraftwerke mit höheren Grenzkosten früher zum Zug kommen. Im gegenteiligen Fall verringern sich die Kosten bei einer erhöhten Stromeinspeisung durch Windkraft, was durch die Abnahmepflicht dieser Energiemengen verstärkt wird. So kann eine vermehrte Kapazität an Windkraftanlagen auch zu negativen Strompreisen führen, wie im Kapitel 4 bereits gezeigt wurde.

Forschungsergebnisse zeigen, dass negative Preise an der Strombörse bislang ausschließlich in den Morgenstunden von 0:00 Uhr bis 11:00 Uhr auftraten, 53% davon zwischen 6:00 Uhr und 7:00 Uhr an Sonn- und Feiertagen. Ein Indiz, was diese Zusammenhänge erklärt, ist die Temperatur, welche über das ganze Jahr gesehen in den Morgenstunden zwischen -10°C und 20°C liegen. Negative Preise traten bislang nur zwischen 0°C und +10°C auf, wobei innerhalb dieser Temperaturbereiche auch die Wahrscheinlichkeit für hohe Windgeschwindigkeiten ansteigt. Eine Erklärung dafür ist, dass die Temperatur – über das ganze Jahr gesehen – in den Morgenstunden zwischen -10°C und 20°C liegt und negative Preise bislang nur zwischen 0°C und +10°C auftraten wobei innerhalb dieser Temperaturbereiche auch die Wahrscheinlichkeit für hohe Windgeschwindigkeiten ansteigt..So lag der Mittelwert der Windverteilung in Zeiten negativer Preise in der Vergangenheit um ca. 9.000 MWh/h höher als bei positiven Preisen, was ein Indiz für den heute schon großen Einfluss der Windeinspeisung auf den Strompreis darstellt (Diwok, 2010, S.24).

Prognosen und Trends zu zukünftigen Strompreisen werden laut Diwok (2010) zunehmend kurzfristiger und extremer als in der Vergangenheit ausfallen. Dies hängt nicht nur mit dem Angebot an Windenergie zusammen, auch Prognosen bezüglich Rohstoffpreisentwicklungen sind heute schwieriger zu treffen. Die Gründe hierfür sind, dass die Rohstoffmärkte stärker zusammenrücken, die in der Vergangenheit stark getrennten Märkte und Preiszonen zwischen Südafrika-Europa und Asien-Australien verwischen und sich Nachfragepeaks somit stärker auf Europa durchschlagen. Hinzu kommt mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit, dass der Einfluss der CO₂-Preise stark zunimmt. Auch die Förderungen für erneuerbare Energien und sowohl den Spot- als auch den Terminmarkt beeinflussen auf langer Sicht die Strompreise wesentlich (Diwok, 2010, S.29f).

Auf den mitteleuropäischen Kraftwerkspark bezogen verdrängt der aus Windkraftanlagen erzeugte Strom den Strom aus konventionellen thermischen Anlagen. Neben dem

positiven Effekt der Brennstoffeinsparung bewirkt diese Verdrängung allerdings auch ein häufigeres Anfahren der Kraftwerke und einen verstärkten Teillastbetrieb, was sich sowohl ökologisch als auch ökonomisch negativ auswirkt. Da bei Anfahrtsvorgängen zusätzlich zu den variablen Kosten weitere Ausgaben für Startvorgänge anfallen, werden sich auch die Grenzkosten dieser Kraftwerke erhöhen. Ein stärkerer Teillastbetrieb ist durch einen schlechteren Wirkungsgrad charakterisiert, verursacht höhere Kosten und zusätzliche Emissionen (Redl & Haas, 2009, S.103). Ein vermehrter Ausbau der erneuerbaren Energien im konventionellen Stromsystem (mit Abnahmepflicht der Erneuerbaren und ohne intelligente Stromsysteme) ist somit nicht nur mit positiven Auswirkungen bezüglich Emissionseinsparungen verbunden.

Zusätzlich zu diesen Auswirkungen der Windkraft auf den konventionellen Kraftwerkspark wird sich aufgrund der relativ schlechten Prognostizierbarkeit der erneuerbaren Energieeinspeisungen der Bedarf an Tertiärregelleistung wahrscheinlich erhöhen, wobei diese Bedarfserhöhung vorrangig von der Prognosegenauigkeit des Angebots an Windenergie abhängt. Untersuchungen aus dem Jahr 2000 (Dany & Haubrich, 2000) zeigen, dass bis zu einer installierten Windkraftkapazität von 50% der Jahreshöchstlast der zusätzliche Reservebedarf zwischen 5% und 15% liegt. Dieser zusätzliche Reservebedarf ist zwar nicht extrem hoch, trotzdem ist es notwendig, diese Leistung bereitzustellen.

Inwiefern sich das österreichische Energiesystem hin zu erneuerbaren Energieträgern bis zum Jahr 2050 verändern könnte wird in einer Studie von Redl & Haas (2009) untersucht. Ergebnis ist, dass in allen in dieser Studie betrachteten Szenarien die Windkraftanlagen einen starken Ausbau erfahren: Im Schnitt beträgt die jährliche Stromproduktion durch Wind ca. 5,5 TWh. Zu diesem Ergebnis wird in der Studie angemerkt, dass die in der Realität zur Verfügung stehenden Windpotenziale wahrscheinlich deutlich höher sein werden, da die für Österreich verfügbaren Windkarten nicht mehr dem neuesten Technologiestand entsprechen (Redl & Haas, 2009, S.125).

Abbildung 92 gibt die in der Studie von Redl & Haas (2009) berechneten Bandbreiten der jährlichen Stromerzeugungsmengen für die verschiedenen Szenarien wieder. Es zeigt sich, dass speziell für das Jahr 2050 PV-Anlagen einen signifikanten Ausbau erfahren. Nach den Berechnungen steigt diese Technologie in einigen Szenarien zur wichtigsten Form der erneuerbaren Stromerzeugung nach Wasserkraft auf. Auch diese Form der Stromerzeugung ist sehr volatil, ihre Produktionsschwankungen müssten demnach vom Markt abgefangen werden.

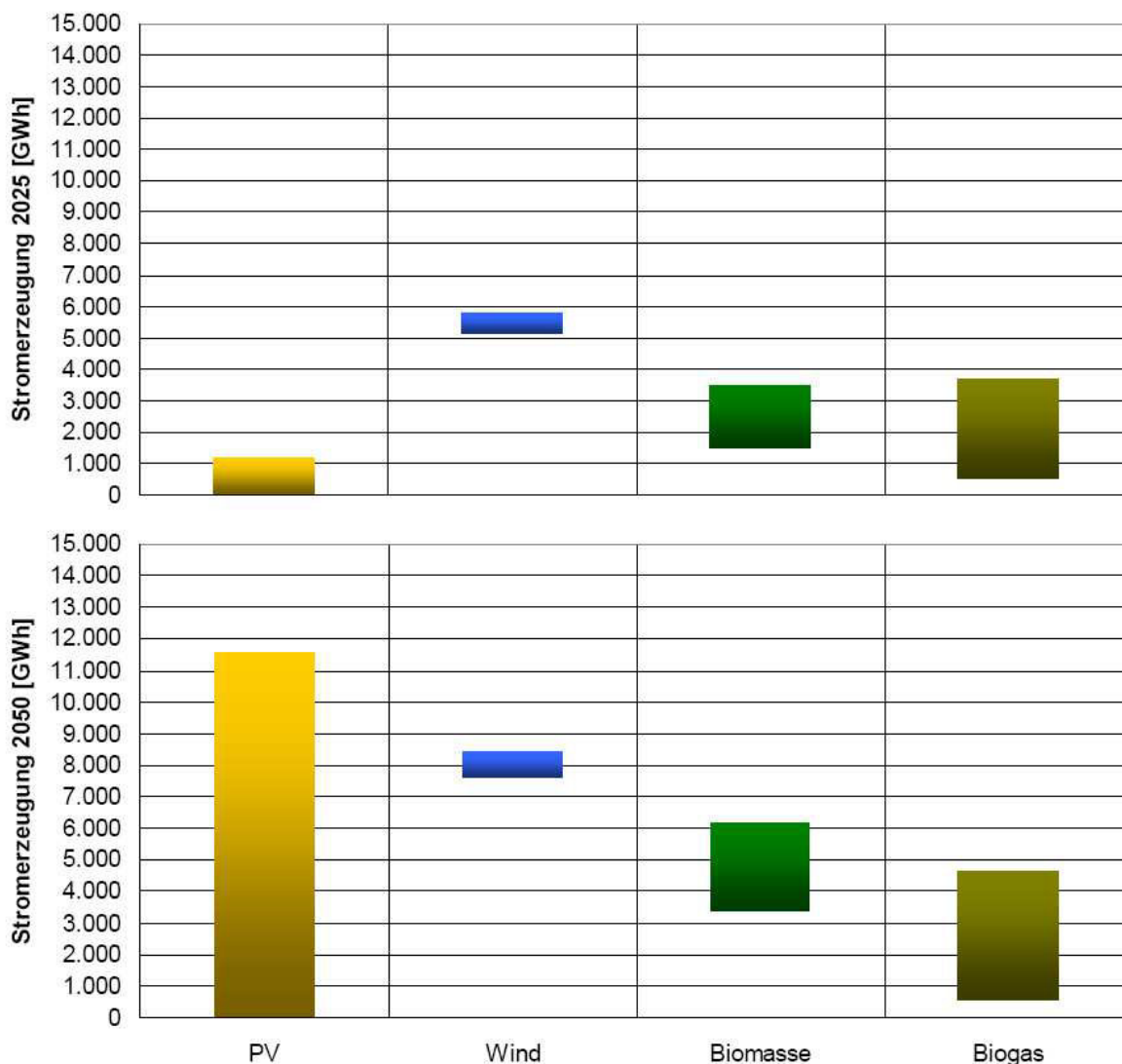


Abbildung 92: Bandbreite der jährlichen Stromproduktionsmengen der modellierten erneuerbaren Technologien in den Szenarien im Jahr 2025 (oben) und 2050 (unten) (Redl & Haas, 2009, S.125)

Trotz der hier vorgestellten Ergebnisse ist der Kapazitätsbeitrag der fluktuierend ins Stromnetz einspeisenden Technologien im Vergleich zu fossilen und biogen befeuerten Kraftwerke auf dem europäischen Strommarkt eher gering. Vorteil Österreichs für die Bewältigung der durch einer zunehmenden Anzahl erneuerbarer Kraftwerke entstehenden Herausforderungen ist das große Speicherpotenzial durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Allerdings könnte die Lastabdeckung für gewisse Lastfälle (z.B. Windarmut zu Zeiten der Winterabend-Spitze) problematisch werden (Redl & Haas, 2009, S.127). Verstärkend kommt hinzu, dass das mitteleuropäische Verbundsystem immer mehr zusammenwächst und die politischen Energiestrategien der einzelnen Mitgliedsstaaten vereint einen erhöhten Ausbau erneuerbarer Energieträger forcieren. Die hieraus entstehenden Folgen sind z.B.

- Immer häufigere Erzeugungssituationen mit Stromüberschuss

- Ein zunehmender Bedarf an Maßnahmen zur Netzstabilisierung (Ausgleich der Schwankungen)
- Ein zunehmender Lastfluss über die Landesgrenzen hinweg (Höflich et al., 2010, S.18).

Der zunehmende überregionale Lastfluss ergibt sich dadurch, dass die Frequenzschwankungen, die durch einen steigenden Anteil fluktuierend einspeisender Energieträger hervorgerufen werden, zum Teil durch einen Ausbau des europäischen Übertragungsnetz ausgeglichen werden können. Allerdings ist anzumerken, dass bei Starkwind z.B. in Deutschland auch in den Nachbarländern eine tendenziell hohe Windeinspeisung zu erwarten ist, und sich somit der gesamte Ausgleichsbedarf innerhalb Europas erhöht (Höflich et al., 2010, S.18).

Aus den hier aufgezeigten neuesten Entwicklungen und Trends lässt sich erkennen, dass sich das heutige Energiesystem stark im Wandel befindet und vor einigen Herausforderungen steht. Intelligente Stromsysteme und effiziente Stromspeicher bieten die Chance, diese Herausforderungen zu meistern ein auf erneuerbare Energieträger ausgerichtetes Energiesystem zu unterstützen und die hiermit einhergehenden Kosten zu reduzieren. Das Vehicle to Grid System ermöglicht einen Ansatz, diesen Herausforderungen entgegen zu treten.

5.7 Auswirkungen des V2G-Systems auf den (zukünftigen) Strommarkt

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen des V2G-Systems auf den Strommarkt unter Berücksichtigung der oben vorgestellten Annahmen bezüglich einer neuen zukünftigen Kraftwerksparkstruktur abgeschätzt und die sich bietenden Chancendargestellt.

Die Berechnungen und die zugehörigen Spotmarktpreise zeigen die bereits jetzt vorhandenen Möglichkeiten des Auffüllens von Lastsenken durch Ladevorgänge und des Einkaufs von Strom zu günstigen Strompreisen. Zudem können – abhängig von der Anzahl der V2G-fähigen Fahrzeuge - die Lastspitzen im Belastungsverlauf, die zu höheren Strompreisen führen, maßgeblich gesenkt werden. Diese Potenziale können einerseits zu einer besseren Integration der erneuerbaren Energieträger und erhöhten Auslastung von Grundlastkraftwerken und damit zu indirekt induzierten Vergleichmäßigungen und besseren Prognosen von Strompreisen führen, andererseits könnten sie auch direkte Auswirkungen auf den Strompreis zeigen.

Die Preissteifheit der Spotmarktdaten wird jedes Jahr durch die EXAA untersucht (EXAA, 2010c). Die Simulationen stellen für jede Einzelstunde die Auswirkungen zusätzlicher Kauf- bzw. Verkaufsangebote auf die Strompreise dar (unter Zuhilfenahme von Echtdateen und zusätzlichen Eingaben fiktiver Market Orders über 50, 100, 200 und 500 MW).

Eine Simulation für den 31.03.2010 zeigt: wäre an diesem Tag die Nachfrage nach Grundlaststrom um 500 MW erhöht worden (Szenario A: Anhebung der minimalen Last um 861 MW), hätte sich der Offpeakpreis nach diesen Berechnungen von 30,25 €/MWh

auf 30,62 €/MWh, also um ca. 1%, erhöht. Der Großhandelspreis zeigt sich somit recht stabil. So betragen die größten Preisänderungen durch eine Nachfrageerhöhung von 500 MW in dieser Simulation bis zu 3%. Würden 500 MW zu Spitzenlastzeiten (Szenario A: Verringerung der Lastspitze um 432 MW) zusätzlich als Angebot auf dem Markt kommen, wäre der Peakpreis am 31.03.2010 von 41,05 €/MWh auf 40,90 €/MWh, also um 0,4% gesunken. Auch Analysen aus 2009 ergeben keine großen Unterschiede bei den Preisänderungen. Die nächste Abbildung zeigt die Veränderungen der Strompreise durch die Simulationen im Jahr 2010. Man erkennt, dass nur an einigen Tagen ein zusätzliches Angebot oder eine zusätzliche Nachfrage den Preis auf der EXAA stark verändern. Vor allem eine erhöhte Nachfrage könnte den Preis stark in die Höhe treiben. Hier könnten die V2G-EV als Preisregulator eingreifen und die Preisvolatilitäten reduzieren.

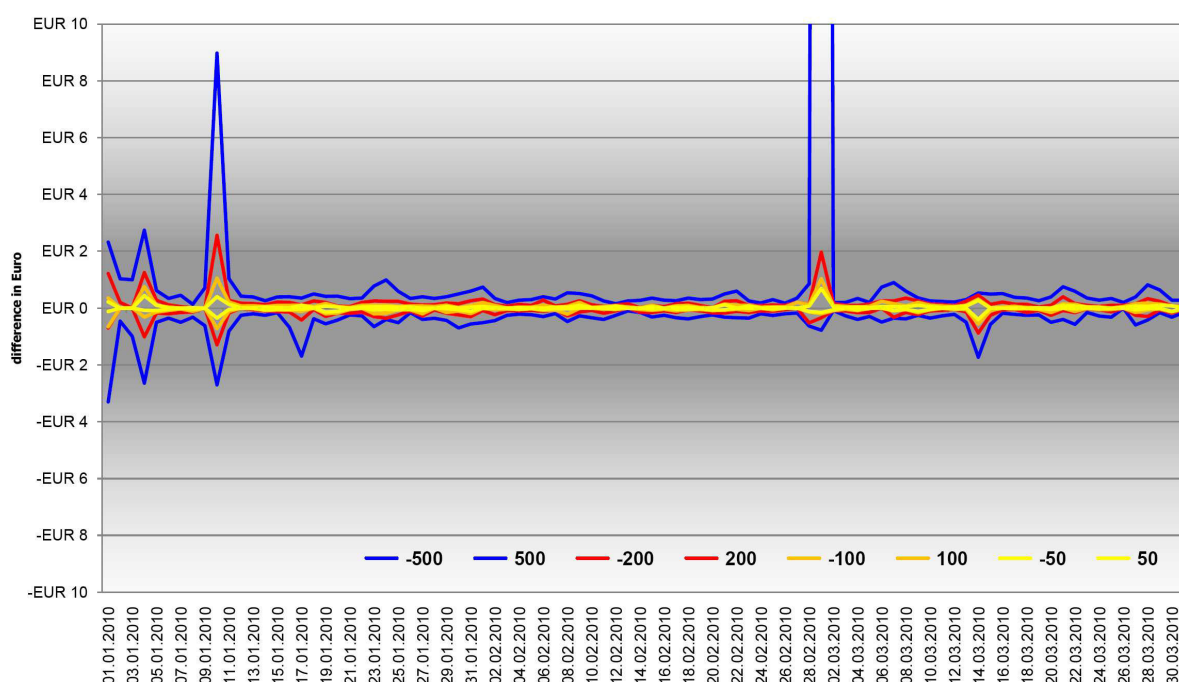


Abbildung 93: Preissteifheit des Strompreises an der EXAA (EXAA, 2010c)

Die Veränderungen durch das Szenario A (250.000 V2G-EV) würden sich nach diesen Untersuchungen insgesamt gesehen nur geringfügig auf die Preisentwicklung am Spotmarkt auswirken. Kommt es in einigen Stunden allerdings zu zusätzlichen Leistungen über 800 MW oder wie im Szenario B zu einer zusätzlichen Nachfrage von bis zu 1.145 MW, könnte dies zu größeren Preisveränderungen führen. Insgesamt zeigen sich die EXAA-Preise allerdings recht unelastisch, somit könnten die zu erwartenden Erträge durch das V2G-System unter den beschriebenen Annahmen und der heutigen Kraftwerksparkstruktur als recht realistisch angenommen werden.

Durch eine Veränderung im Kraftwerkspark hin zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energien können sich die Strompreise auf dem Spotmarkt allerdings stark, hin zu mehr Volatilität, größeren Unsicherheiten und extremeren Strompreisen, verändern. Da es laut Diwok (2010, S.24) vermehrt in der Nacht und den frühen Morgenstunden zu erhöhten Windeinspeisungsraten kommt, die sich in geringeren Strompreisen auswirken, ist das Potenzial eines Einkaufs günstigen Stroms in den Morgenstunden für die EV sehr hoch

und wird zukünftig möglicherweise noch weiter steigen. Positiv in diesem Zusammenhang ist auch zu sehen, dass sich durch die Ladevorgänge der V2G-EV in der Nacht Möglichkeiten ergeben, regenerativ erzeugten Strom zu speichern. Dieser kann dann für Fahrenergie genutzt werden, was die Fahrten selbst emissionsfrei macht und zusätzlich konventionelle Kraftstoffe einspart. Überschüssig gespeicherte Strommengen könnten dann bei Flaute oder erhöhter Nachfrage wieder in das Netz zurückgespeist werden, was unter Umständen ein mit hohen Emissionen und Kosten verbundenes Anfahren konventioneller Kraftwerke verhindern würde.

Das österreichische Erzeugungsportfolio ist stark durch Wasserkraft geprägt, die in ihrer Energiebereitstellung sowohl zur Deckung der Grundlast als auch für den Einsatz zur Mittel- und Spitzenlast geeignet ist. Das durch regenerative Energien implizierte Anfahren konventioneller Kraftwerke kann somit durch die Wasserkraft verhindert werden, die starke Vernetzung des europäischen Stromsystems fordert allerdings eine Sicht der Auswirkungen auf europäischer Ebene. Der österreichische Erzeugungspark unterscheidet sich stark z.B. vom deutschen Kraftwerkspark, in dem Kohlekraftwerke einen großen Anteil der nationalen Gesamtkapazitäten ausmachen. Dort könnte eine Anhebung der Grundlast zu einer verbesserten Ausnutzung der Grundlastkraftwerke und damit zu einem erhöhten Wirkungsgrad und einer Reduktion der Emissionen führen. Die Auswirkungen des V2G-Systems auf dem Strommarkt sind also je nach Erzeugungsportfolio unterschiedlich zu beurteilen. Durch die starke Vernetzung des europäischen Energiesystems und der laufenden Bestrebung, diese weiter zu verstärken (z.B. bestehen die Absichten, den österreichischen Regelenergiemarkt mit dem Deutschen zu vereinheitlichen (APCS, 2010a)), werden sich die Veränderungen durch eine Einführung des V2G-Systems und/oder des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energieträger europaweit auswirken. Werden in Österreich größere flexible Speicherkapazitäten durch das V2G-System geschaffen und wird mehr Grundlaststrom nachgefragt, könnten sich diese Veränderungen durch die starke Integration der Strommärkte und Market Coupling-Ereignisse positiv auf beide Volkswirtschaften auswirken.

Aus den Analysen kann folglich geschlossen werden, dass die allgemeinen Forderungen, Elektromobilität zwingend mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zu koppeln, auch unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten sehr sinnvoll erscheinen. Das V2G-System bietet – vor allem in Hinblick auf die neuen Entwicklungen im Energiesystem – sicherlich große ökologische und ökonomische Chancen.

6 Technologien zur Kommunikation (Fahrzeug und Netzbetreiber)

6.1 Allgemein

Basierend auf den Informationen des Instituts für Verkehrssysteme (IVS) können Informationen über die Verkehrsströme im jeweiligen Bundesgebiet abgeleitet werden. Grundsätzlich werden hier Daten über die Anzahl der Fahrzeuge, die aus einer bestimmten Region zu einer bestimmten Uhrzeit abfahren und ihre Destination zur

Verfügung gestellt. Außerdem stehen Daten über die Stehzeiten von Fahrzeugen, deren Herkunft (politischer Bezirk, Kennzeichen codiert) zur Verfügung. Wird nun die Elektrifizierung in Form von Plug-In-Hybridfahrzeugen (PHEV) und/oder reinen Elektrofahrzeugen (EV) des Antriebs angenommen, so kann aufgrund dieser Informationen, ein bestimmter Energiefluss bzw. eine bestimmte Leistungsverfügbarkeit – in Form von mobilen Energiespeichern – zu bestimmten Zeitpunkten bzw. –räumen in geografischer und zeitlicher Hinsicht modelliert werden. Diese Information kann mit der lokal und zeitlich verfügbaren Leistung und Energie im Bundesgebiet in Übereinstimmung gebracht werden. Das bedeutet, dass Daten aus der entsprechenden Regelzone betreffend den positiven und negativen Regelenergiebedarf mit den aus dem entwickelten Modell abgeleiteten Regelenergiedaten in Abstimmung gebracht werden. Daraus können Abschätzungen des Potentials hinsichtlich sogenannter Ancillary Services – z. B. Netzstabilisierung, Regelenergie, Sekundärmarkt – getroffen werden. In Abstimmung mit dem Modell des Projektpartners Temaplan werden die Simulationszyklen (Zeitspannen) mit drei Stunden (3h) angenommen.

Aufgrund der Fülle der Informationen beschränkt sich die Betrachtung vorerst auf bestimmte Park-and-Ride- Anlagen (P&R), da hier genaue Aufzeichnungen über die Stehzeiten und die Herkunft der Fahrzeuge vorhanden sind und sie auch Sammelpeicher in Form von vor Ort zu bestimmten Zeiten parkenden Fahrzeugen (EV, PHEV), also von elektrischer Energie darstellen.

Das Ziel der Implementierung des Modellprototyps ist nun eine Simulation, welche den Verkehrsfluss zwischen den Einzugsgebieten und Zieldestinationen – den P&R-Anlagen – und der daraus resultierenden Verfügbarkeit von elektrischer Regelenergie, in Einklang mit dem elektrischen Bedarf an Energie und Leistung im elektrischen Netz bringt, und somit die Auswirkungen von mobilen Energiespeichern simuliert. Weiters können aus dem Modell die informationstechnischen Schnittstellen abgeleitet werden, die notwendig sind um mobile Energiespeicher (Elektrofahrzeuge) in das elektrische Netz einzubinden und entsprechende Ancillary Services anbieten zu können.

Daten

Gegenwärtig stehen zwei Dateien (Excel) vom IVS der TU Wien zur Verfügung. Einerseits die Datei *PR_stehzeiten.xls* welche die Herkunft (politischer Bezirk), das Kennzeichen (codiert), die Ankunftszeit und die Abfahrtszeiten sowie die daraus resultierende Stehzeitlänge pro Parkgarage angibt, andererseits die Datei *V2g_pendlermatrix.xls*, welche die Pendlerströme ausgehend von Gemeinden aus dem Wiener Pendlereinzugsgebiet aus dem Jahr 2001 aufzeigt. Für die Implementierung des Prototyps wurde auf die erste Datei *PR_stehzeiten.xls* zurückgegriffen und die entsprechenden Daten daraus generiert.

Die Inputdaten betreffend des für die Simulationszyklen zu erwartenden positiven und negativen Regelenergiebedarfs werden aus einer gesonderten Datei *Statistik-RZ_Jahr 2006.xls* bezogen, die den Regelenergiebedarf für die Regelzone Wien im 15-Minuten-Zyklus beinhaltet. Die Daten werden durch Summation und Berechnung des gestutzten Mittels auf die Dreistunden-Zyklen umgerechnet und in die Simulation eingelesen.

Es werden die folgenden Annahmen getroffen:

In dem Modell wird angenommen, dass sechs Mal pro Tag die durch die in der P&R-Anlage stehenden Fahrzeuge aktuell verfügbare bzw. benötigte Energie dem Energiebedarf und –angebot aus der Datei *Statistik-RZ_Jahr 2006.xls* gegenübergestellt wird. Diese Parameter werden auch für die daraus resultierenden Zeitspannen zwischen zwei Datenübermittlungsschritten (Simulationszyklen) als konstant angenommen.

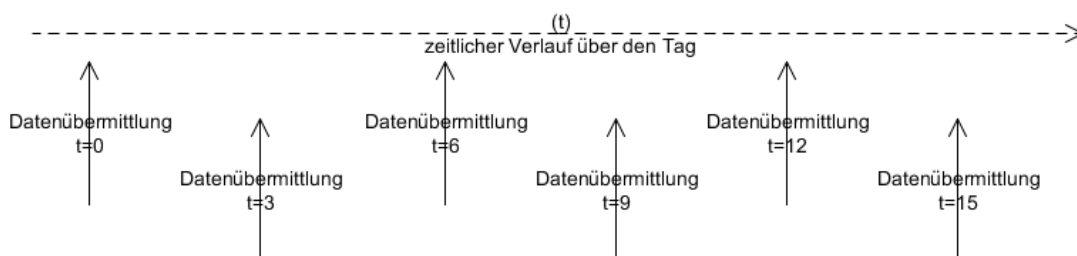
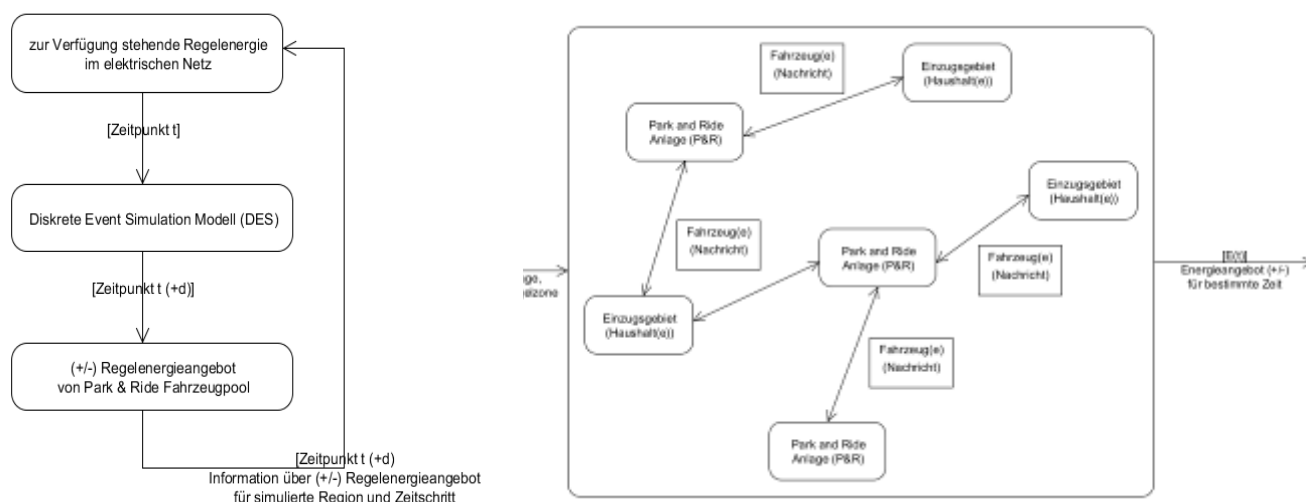


Abbildung 94: zeitlicher Verlauf Datenaustausch

In oben abgebildeter Graphik wird dieser Verlauf schematisch dargestellt. D. h. zwischen je zwei Zeitschritten t_i und t_{i+1} werden die Werte für die Energie aus den Fahrzeugen und der Energie betreffend die Regelzone als konstant angenommen. Insofern ist es möglich, einen kontinuierlichen Verlauf in ein diskretes Modell abzubilden.

Das zu implementierende Modell erhält die nun zu diesen Zeitpunkten für einen bestimmten Zeitraum (3h) gültigen Daten und kann aufgrund der zur Verfügung stehenden Verkehrsstrom- bzw. Stehzeit-Datender P&R-Anlagen die Bewegung der mobilen elektrischen Speicher (EVs bzw. PHEVs) nachbilden und die lokalen Auswirkungen der damit zur Verfügung stehenden Regelenergie pro P&R-Anlage bzw. auf einer Makroebene (zukünftige Implementierungen, mehrere P&R-Anlagen und Einzugsgebiete) abschätzen. Nach einem Simulationsschritt steht also die Auswirkung in energetischer Sicht für die simulierte Stehzeitdauer der Fahrzeuge auf das elektrische Netz fest. Wie in unten dargestellten Abbildungen gezeigt werden zuerst die Daten als Eingabeparameter übernommen, die Verkehrsströme bzw. Bewegungen der Energiespeicher und Einfluss auf lokale Netzabschnitte simuliert und danach die Ergebnisse in entsprechenden Ausgabedateien zur Verfügung gestellt.



Modellaufbau und Plattform

Als Simulationsplattform wurde das diskrete Eventsimulations-Framework OMNeT++ gewählt. OMNeT++ bietet in erster Linie Support für Simulationen von Kommunikations-Netzen. Aufgrund der sehr guten Unterstützung von Netzwerktopologien bietet es aufgrund der Modellierung von Netzen mittels Knotenbeschreibungen und Verbindungen (Kanten) eine sehr gut geeignete Out-of-the-Box-Basis für den oben beschriebenen Ansatz.

In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** wird der Aufbau eines Simulationsmodells unter OMNeT++ schematisch dargestellt. Jedes Modell besteht aus einem Netzwerk. Ein Netzwerk besteht aus 1...n Instanzen von Knotentypen. Diese Knotentypen werden mit Hilfe von C++-Klassen implementiert, wobei hier bei der Implementierung der SW-technische Ansatz des Template-Method-Patterns zum Einsatz kommt. Im Prinzip bedeutet dies, dass Knotentypen-Klassen einige Methoden zur freien Implementierung anbieten und diese vom Framework in einer bestimmten Art und Weise und Reihenfolge aufgerufen werden. Diese Methodik bietet sich besonders zur Umsetzung von Algorithmen an.

Zwischen den Knoteninstanzen werden Nachrichten ausgetauscht. Diese werden von den benutzerdefinierten Methoden (überschriebenen Templates) verarbeitet und damit die Simulation ausgeführt.

Als Beschreibung der Netztopologie wird die NED-Datei (Network Description) herangezogen. Dort werden die jeweiligen Instanzen des Netzes hinterlegt, die Verbindungen zwischen den Knoteninstanzen definiert und eventuell zu berücksichtigenden Startparametrisierungen vorgenommen. Weiters können verschiedene Konfigurationen für unterschiedliche Simulationsläufe hinterlegt werden.

Für den Prototyp ergeben sich dabei folgende Annahmen:

Zwischen politischen Bezirken (Einzugsgebieten), aus denen zu den definierten Zeiträumen bzw. Simulationszeitpunkten eine bestimmte Fahrzeuganzahl eine bestimmte P&R-Anlage anfahren, und den P&R-Anlagen existieren nur n-1 Beziehungen, d. h. jede

P&R-Anlage wird von 1..n Einzugsgebieten angefahren. Weitere Verbindungen zwischen Einzugsgebieten und P&R-Anlagen werden vorerst nicht betrachtet.

Jede P&R-Anlage wird einem Bilanzgruppenmanager (BGM) zugeordnet, der die Regelenergiedaten für die betreffende Regelzone vorhält. Zwischen der P&R-Anlage und dem BGM wird nach jedem vollständigen Simulationsschritt – alle Fahrzeuge sind für den betreffenden Simulationszyklus zur P&R-Anlage hin- bzw. weggefahren – eine weitere Nachricht ausgetauscht. Dieser Nachrichtenaustausch dient dem Abgleich zwischen angebotener bzw. dargebotener Regelenergie der P&R-Anlage und der an- bzw. dargebotenen Regelenergie des Netzes bzw. des Regelzonenabschnitts. Weiters wird angenommen, dass alle neu die P&R-Anlage anfahrenen Fahrzeuge zu Beginn des betreffenden Simulationszyklus voll aufgeladen sind. D. h. der Energiezustand der neu parkenden Fahrzeuge in der P&R-Anlage ergibt sich aufgrund des Energiezustands der Batterie (voll aufgeladen bei Abfahrt) abzüglich des Energieverbrauchs, der sich aus der Fahrdistanz des jeweiligen Einzugsgebietes zur angefahrenen P&R-Anlage ergibt.

Für die Batterien der Fahrzeuge bzw. den Verbrauch werden im Modellprototyp die folgenden Annahmen getroffen:

Parameter	Wert	Einheit
Energiegehalt Batterie	30	kWh
Leistung Batterie	75	kW
Bandbreite für Regelenergienutzung	[7,65;24]	kWh
Verbrauch Fahrzeug / 100 km Fahrdistanz	17	kWh

Tabelle 19: Annahmen Prototyp

In obenstehender Abbildung wird die in den Batterien verfügbare Bandbreite der Energie, die für das Netz als Regelenergie zur Verfügung gestellt wird, dargestellt. Der Grund dafür ist in der optimalen Ausnutzung des Energiespeichers unter Berücksichtigung einer möglichst langen Lebensdauer zu sehen.

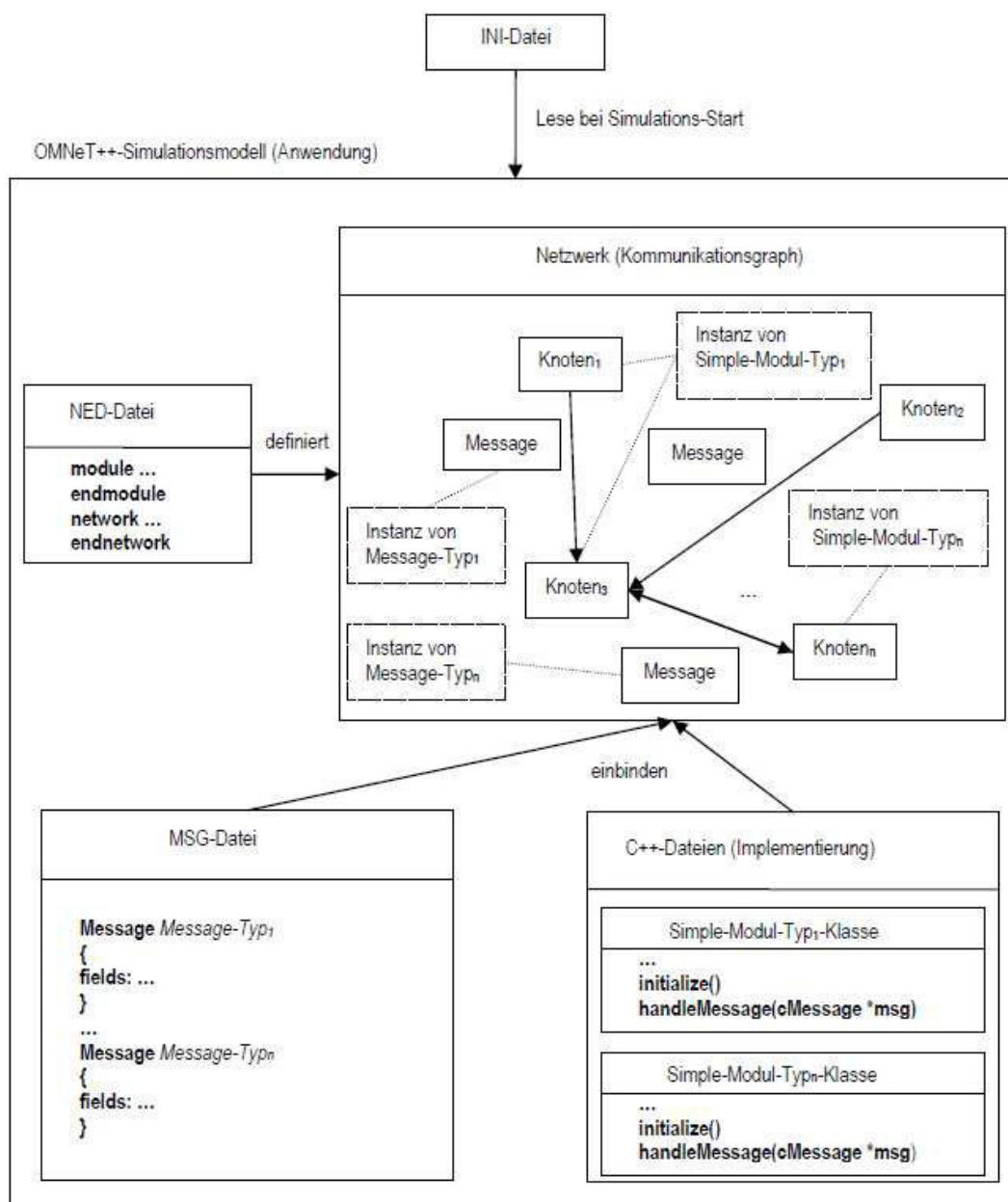


Abbildung 95: OMNeT++ Simulationsaufbau

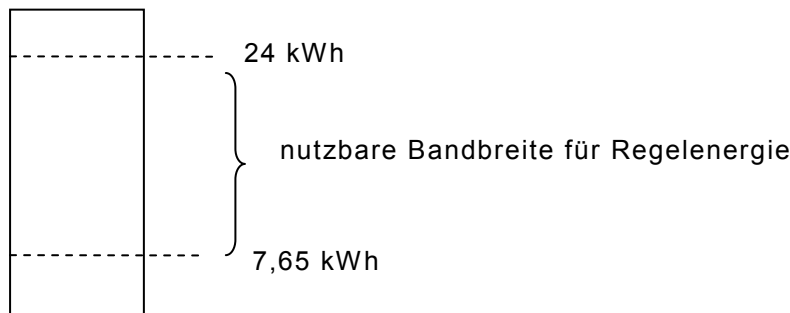


Abbildung 96: Bandbreite für Regelenergie

Basierend auf den Annahmen und dem generellen Simulationsaufbau in OMNeT++ wird folgender Modellaufbau bzw. Konfiguration gewählt:

- Politischer Bezirk (Umgebung Wien) oder Einzugsgebiet als eigener Knotentyp (EG)
- Park-and-Ride-Anlage (in Wien Erdberg) als eigener Knotentyp (PR)
- Fahrzeuge als Nachrichten (Vehicle)
- Bilanzgruppenmanager (hält die Regelenergiedaten des Netzabschnitts für betrachteten Simulationsschritt vor) als eigener Knotentyp (BGM)

In dem Modellprototyp werden zwei wesentliche Nachrichtentypen verwendet:

1.) VehicleMsg: dieser Nachrichtentyp modelliert neben den für den Simulationsablauf relevanten Parametern, Pakete von Fahrzeugen mit den folgenden energetischen Eigenschaften:

- cycle // Simulationszyklus [1..6]
- duration // Parkdauer in Stunden [h] (Simulationszyklus)
- nrVehicles // Anzahl der Fahrzeuge im Fahrzeugpaket (aus Einzugsgebiet)
- energy // max. Energiegehalt Batterie [kWh]
- power // max. Leistung Batterie [kW]
- energyState // Energiezustand [kWh],
- minEnergyState // minimaler Energiezustand der Batterie [kWh]
- maxEnergyState // maximaler Energiezustand der Batterie [kWh]

2.) TradeMsg: dieser Nachrichtentyp modelliert den Informationsaustausch zwischen P&R-Anlage und BGM und enthält die folgenden Parameter:

- cycle // Simulationszyklus [1..6]
- prDemand // Energienachfrage der P&R-Anlage (Batterien aufladen)
- prOffer // Energieangebot der P&R-Anlage (Batterien entladen)
- bgmDemand // Energienachfrage der Regelzone (Energieaufnahme)

- bgmOffer // Energieangebot der Regelzone (Energieabgabe, Überproduktion)

Die Parameter und Methoden der Knotentypen (OMNeT++-Klassen) können aus folgenden UML-Klassendiagramm (Abb y) abgelesen werden:

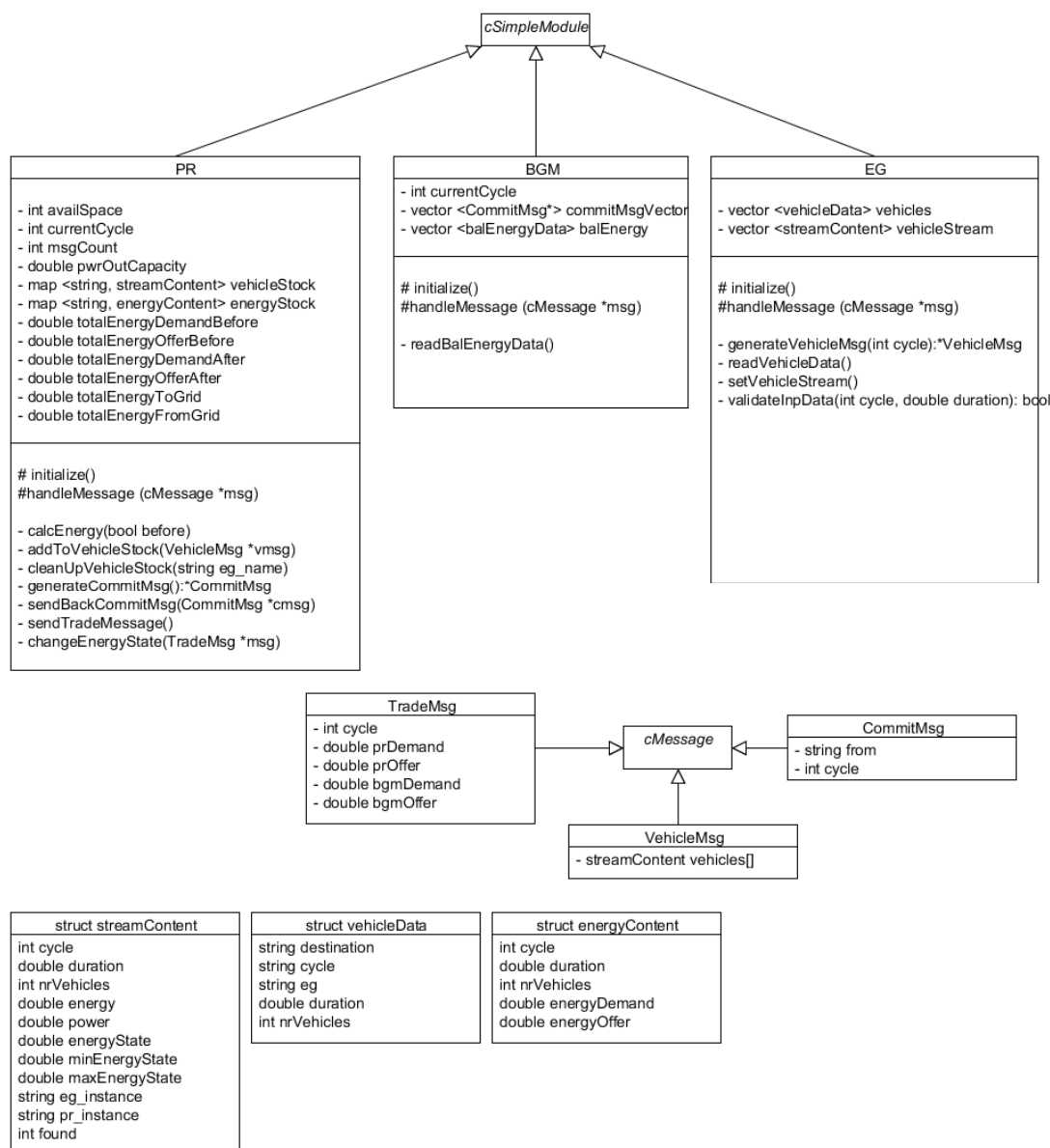


Abbildung 97: UML Klassendiagramm

In der Klasse PR, die die Eigenschaften der P&R-Anlage modelliert, werden Datenstrukturen zur Speicherung des Simulationszyklus und der in jedem Simulationszyklus vorhandenen Fahrzeuge hinterlegt. Weiters wird nach jeder vollständigen Aktualisierung des Fahrzeugbestands der gegenwärtige Energiezustand der Fahrzeuge berechnet und danach an den Bilanzgruppenmanager der Regelzone kommuniziert.

Die Klasse EG beschreibt die Eigenschaften der Einzugsgebiete, aus denen die Fahrzeuge die P&R-Anlage zu den definierten Zeiträumen anfahren bzw. während dieser Zeiträume in der P&R-Anlage vorhanden sind. Wie eingangs erwähnt wurde, beinhaltet die Inputdatendatei *PR_stehzeiten.xls* die Stehzeiten der Fahrzeuge in der betreffenden P&R-Anlage. Damit kann auf den jeweiligen Bestand der Fahrzeuge zum jeweils betrachteten Simulationszyklus (beobachtete Parkdauer der Fahrzeuge) rückgeschlossen werden, diese stehen für die Ancillary Services zur Verfügung.

Simulationsablauf

Beim Start der Simulation wird die Topologie des Prototyps aufgebaut. Diese beinhaltet gegenwärtig die Park-and-Ride-Anlage (PR) Erdberg in Wien sowie alle aufgrund der verfügbaren IVS-Daten betroffenen Einzugsgebiete (EG), aus denen Fahrzeuge im Lauf eines Tages die PR-Anlage anfahren. Des Weiteren wird auch noch der Bilanzgruppenmanager (BGM) in der Simulation eingebaut. Danach wird aus der Datei *omnetpp.ini* die Startkonfiguration für die Simulation bzw. die Instanzen der Knotentypen ausgelesen.

Beim Aufbau des EG-Knotentyps wird die Datei *PR_stehzeiten.xls* eingelesen und in der jeweiligen Instanz (konkretes Einzugsgebiet) die für dieses Gebiet entsprechende Fahrzeuganzahl zu jedem Simulationszyklus hinterlegt. Ebenso wird beim Aufbau des BGM-Knotentyps die Datei mit den Daten der Regelzone pro Simulationszyklus eingelesen und vorgehalten.

Danach wird die Simulation durch das Versenden der Fahrzeugnachrichten in Richtung der PR-Instanz durch die EG-Instanzen gestartet. Sind alle Fahrzeuge für den betreffenden Zyklus durch die PR-Instanz verarbeitet worden – aktueller Fahrzeugstand mit entsprechenden energetischen Eigenschaften ist für den Simulationszyklus vorhanden – wird eine weitere Nachricht (TradeMsg) an den Bilanzgruppenmanager (BGM-Instanz) mit dem positiven bzw. negativen Regelenergieangebot versendet.

Die BGM-Instanz schickt diese Nachricht, ergänzt um die für den betreffenden Simulationszyklus eruierten positiven bzw. negativen Regelenergiebedarf seitens des Netzabschnitts, an die PR-Instanz, zurück.

Nach Erhalt der Antwort der BGM-Instanz durch die PR-Instanz wird das Angebot bzw. der Bedarf je nach Konfigurationseinstellung – diese kann in der Initialdatei *omnetpp.ini* eingestellt werden – abgeglichen, und die Batterien der zu diesem Zyklus vorhandenen Fahrzeuge entsprechend belastet.

Die abgegebenen bzw. aufgenommenen Energiemengen werden abschließend für den betroffenen Simulationszyklus in einer Ausgabedatei protokolliert (*summary_out.csv*).

Nach Abschluss des Simulationszyklus wird eine Bestätigungsnachricht von der PR-Instanz an alle verbundenen EG-Instanzen zurückgesendet. Bei der Bestätigungsnachricht startet der nächste Simulationszyklus wie beschrieben.

Für jeden Zeitschritt – Simulationszyklus – wird die Anzahl der Fahrzeuge pro Einzugsgebiet aus den Quelldaten (*PR_stehzeiten.xls*) generiert. Die Anzahl der Fahrzeuge ergibt sich aufgrund der Anfangs- und Endzeiten in der Quelldatei welche sich mit dem Simulationszyklus überdecken. D. h. es wird eine bestimmte Anzahl an

Fahrzeugen in Richtung der Park-and-Ride-Anlage übermittelt, die für diesen Zeitpunkt (bzw. Abschnitt) aufgrund der Quelldaten dort vorhanden sind. Insofern wird der Zeitverlauf aus dem Modell herausgenommen, da die Daten bereits diskretisiert bzw. zeitpunktbezogen vorhanden sind und bis zum nächsten Simulationsschritt als fix angenommen werden. Dann gelten natürlich andere Fahrzeugbelegungen und der Energie- bzw. Lastzustand ändert sich entsprechend der sich veränderten Verkehrsströme.

6.2 Interaktion mit Informations- und Optimierungssystemen im elektrischen Netz

Aus dem im Abschnitt 6.1 beschriebenen und entwickelten Modellprototypen lassen sich die folgenden Ergebnisse sowie notwendigen Schnittstellen, die einem elektrischen Netz hinsichtlich der Einbindung von mobilen Energiespeichern notwendig sind, ableiten.

6.2.1 Schnittstellen

Aus dem Modell können grob die folgenden erforderlichen informationstechnischen Schnittstellen abgeleitet werden:

- 1.) Fahrzeug – Park-And-Ride-Anlage (P&R-Anlage) und Optimierungssystem
- 2.) P&R-Anlage – Bilanzgruppenmanager (BGM) und Optimierungssystem (Verteilnetzbetreiber)

Im Folgenden wird wie in [Käb10] beschrieben auf die Stakeholder und Schnittstellen des Vehicle-To-Grid-Ansatzes hinsichtlich der Integrierbarkeit in das elektrische Netz eingegangen.

Auf der Fahrzeugseite ist der -Benutzer des Fahrzeuges zu betrachten. Dieser soll möglichst wenig in den gesamten Regelungsprozess eingebunden werden. Seine Aufgaben beschränken sich auf den Anschluss des Fahrzeuges für eine bestimmte Zeitdauer an die in den P&R-Anlagen verfügbaren Netzanschlüsse sowie auf die Wahl der gewünschten Zahlweise bzw. Überweisung eines eventuell erwirtschafteten Ertrags für erbrachte positive bzw. negative Regelenergiemengen (Laden- bzw. Entladen der Batterien).

In öffentlichen Räumen, wie sie P&R-Anlagen darstellen, ist weiters ein entsprechender Authorisierungsprozess erforderlich, um die Identität des Benutzers und damit die Zuordenbarkeit der Abrechnung eindeutig feststellen zu können. Da die Betreiber der P&R-Anlagen in dem Szenario als Parkplatz- und Energiebereitsteller fungieren, ist die Verrechnung der Kosten bzw. Erträge in Bezug auf die Aufschlüsselung von eventuellen Parkgebühren und energierelevanten Beträgen für den Fahrzeugbenutzer transparent zu gestalten.

Die folgende Abbildung zeigt einen Überblick über die möglichen Stakeholder und Schnittstellen des Vehicle-To-Grid-Ansatzes:

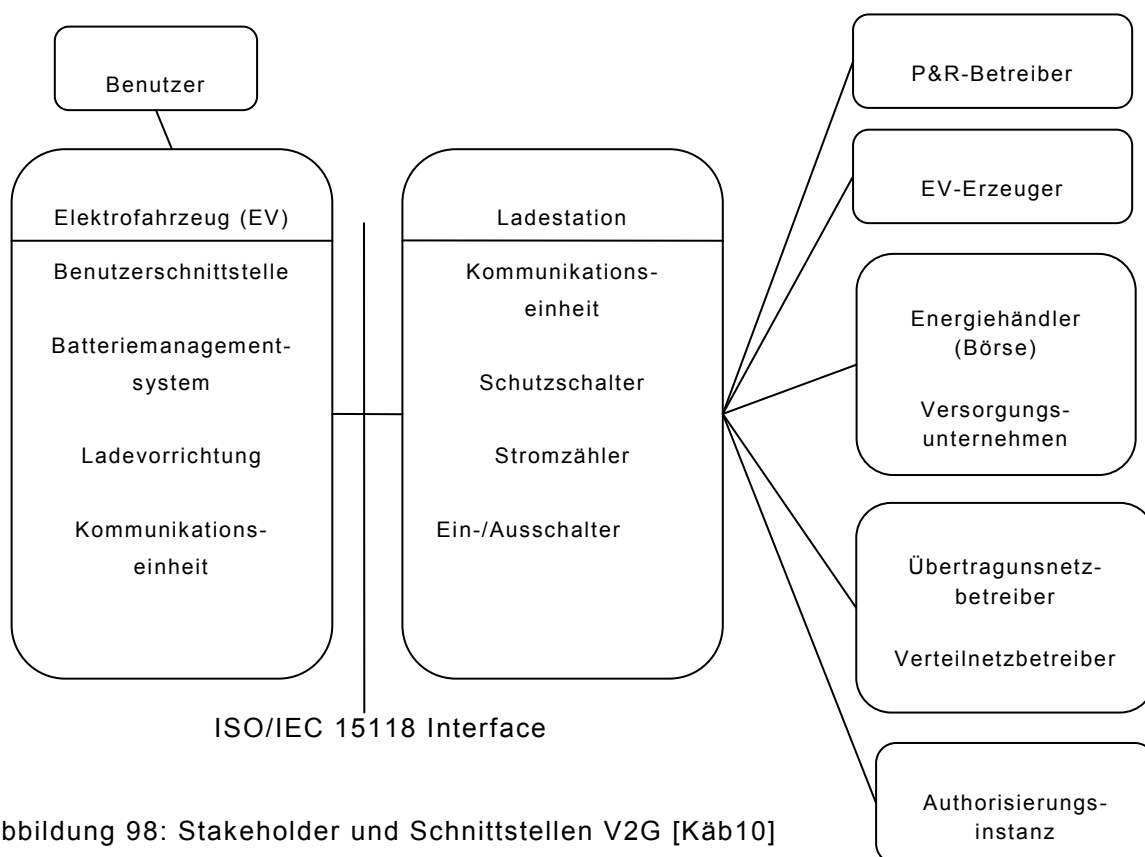


Abbildung 98: Stakeholder und Schnittstellen V2G [Käb10]

Die obere Abbildung zeigt das ISO/IEC 15118 Interface, das zur Zeit in Ausarbeitung ist und einen Schnittstellenstandard zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation definiert. Darauf wird in Abschnitt 6.3 näher eingegangen (DAYO?).

Die in den Batterien der geparkten Fahrzeuge vorhandene Energie wird dem Netz aufgrund der Daten des Bilanzgruppenmanagers (BGM) bzw. Regelzonenführers für den Sekundärmarkt (Regelenergiemarkt) zur Verfügung gestellt. Dies wird unter anderem auch als sogenanntes Ancillary Service bezeichnet. Im konkret betrachteten Fall wird dabei der Aspekt des Peak Clippings bzw. Value Fillings behandelt. Darunter ist der Ausgleich der am Regelenergiemarkt (Sekundärmarkt) überschüssiger bzw. fehlender Energie durch die entsprechende Menge an Energie aus den Fahrzeugbatterien zu verstehen (siehe auch Kapitel 5).

6.2.2 Ergebnisse

In diesem Kapitel wird auf die Ergebnisse der Simulation eingegangen, wobei v. a. die energetischen Auswirkungen auf die Regelzone (Daten aus der Datei *Statistik-RZ_Jahr 2006.xls*) betrachtet werden.

Der implementierte Modellprototyp simuliert die P&R-Anlage Erdberg und die betreffenden Fahrzeugbewegungen aus den Einzugsgebieten für die weiter oben beschriebenen Zeiten (Simulationszyklen).

Dabei zeigt sich das folgende Ergebnis:

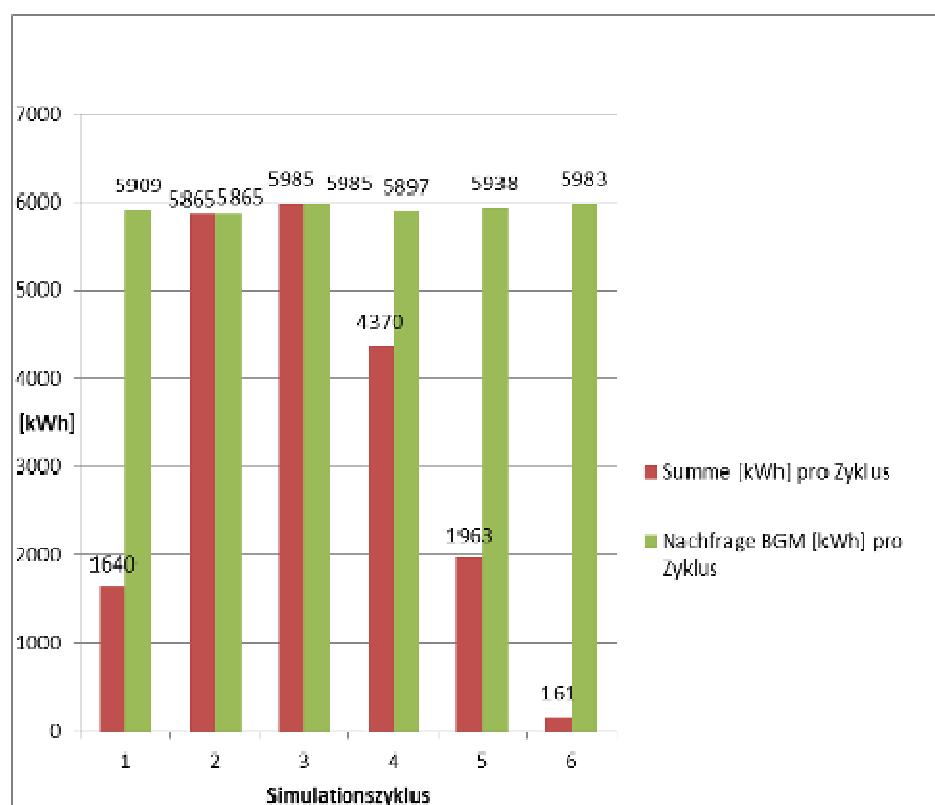


Abbildung 99: Simulationszyklus (P&R Anlage Erdberg) Mo-Sa.

Das in der Abbildung dargestellte Ergebnis beschreibt die Situation, dass die Fahrzeuge ausschließlich Energie in das Netz einspeisen. Wie in der Grafik gut zu erkennen ist, kann vor allem im Zyklus 2 bis Zyklus 4 der in der Regelzone 4 aufgetretene Regelenergiebedarf (Unterdeckung) sehr gut durch den Fahrzeugbestand bzw. den Energiezustand der Batterien gedeckt werden. Die Zyklen 2 bis 4 umfassen die Zeit 7.30 – 14 Uhr pro Tag. Bemerkenswert ist, dass dies bereits durch eine einzige P&R-Anlage mit einer Kapazität von 1800 Fahrzeugen zu erreichen ist.

Die dargestellten Energiemengen werden in den beschriebenen Zeiten durch die folgende Fahrzeuganzahl und daraus resultierende Energiemenge erreicht:

Zyklus	Fahrzeuganzahl	Energiemenge [kWh]
2	1181	5864
3	1276	5985
4	1176	4369

Tabelle 20: Energiemengen der Fahrzyklen

Im Modellprototyp werden auf den Mindestenergiezustand entladene Fahrzeuge während der verbleibenden Simulationsschritte nicht wieder aufgeladen, sie behalten für die verbleibenden Simulationsschritte diesen Ladestand bei und werden somit auch bei der eingespeisten Energie nicht mehr berücksichtigt. D. h. nur neu hinzugekommene

Fahrzeuge bzw. Fahrzeuge mit ausreichendem Restenergiezustand werden in die Berechnung hineingenommen.

6.3 Datenmanagement

Wie in 6.2 erwähnt ist mit der IEC 15188 ein Standard in Entwicklung, der die verschiedenen Stakeholder und deren Schnittstellen beschreibt. Die ursprüngliche Problemstellung, die Fragen zum Datenmanagement im Kontext der V2G-Einführung zu klären, die zu Beginn des Projektes bestand, ist durch die zeitlich parallele Entwicklung des Standards IEC 15188 entschärft worden. Zusätzlich hat es weitere parallele Aktivitäten, insbesondere das Forschungsprojekt „Vehicle2Grid Interfaces“ im Rahmen der Förderschiene „Neue Energien 2020“ (825421) gegeben. Aus diesem Grunde wurde das Hauptaugenmerk bei der Bearbeitung des Arbeitspakets auf den Simulationsteil gelegt. Im Folgenden wird auf die Ergebnisse aus den Aktivitäten IEC 15188 und „Vehicle2Grid Interfaces“ eingegangen, die außerhalb des Projektes liegen.

Wenn ein Fahrzeug an eine Ladestation angeschlossen wird löst dies Prozesse aus, Daten werden zwischen beteiligten Stakeholdern ausgetauscht. Daraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen wie der Umgang mit einer hohen Knotenanzahl, geringe Übertragungsverzögerung, Schutz sensibler Informationen und Kosteneffizienz. Datenmanagement ist notwendig um diese Anforderungen zu erfüllen und die Bereitstellung der Daten zu garantieren. Abgesehen von Benutzer, Fahrzeug und Ladestation sind für die Umsetzung des V2G Systems der P&R-Betreiber, EV-Erzeuger, Energiehändler, Übertragungsnetzbetreiber und eine Autorisierungsinstanz notwendig (siehe Abbildung 98– Stakeholder und Schnittstellen V2G [Käb10]).

6.4 Stakeholder und deren Daten

Um ein Elektromobil zu laden sind verschiedene Informationen notwendig. Zusätzlich zum Batteriezustand muss die Ladestation mit der passenden Stromstärke laden. Um Fahrzeuge z. B. für die Abrechnung zuordnen zu können, müssen entweder diese eindeutig identifizierbar sein oder einem Kunden zugeordnet werden können. Die Informationen sind entweder im Fahrzeug oder z. B. auf einer Chipkarte des Kunden gespeichert und werden bei Verbindung mit der Ladestation über die Ladestation an den P&R-Betreiber übermittelt. Die Ladestation enthält Daten über ihren Standort, den Netzbetreiber und P&R-Betreiber. Ein erfolgreicher Login setzt ein Kundenkonto beim P&R-Betreiber voraus. Kundendaten werden in einer Datenbank beim P&R-Betreiber gespeichert. Diese enthalten Informationen über Person, für diesen Account registrierte Fahrzeuge, Zahlungsmethoden, gewählte Tarifen und nutzbare Dienste. Wenn ein Fahrzeug beim P&R-Betreiber angeschlossen wird, wird anhand der Fahrzeugdaten das zugehörige Kundenkonto ermittelt. Datenschutz ist hier ein wichtiges Thema und Aufgabe des P&R-Betreibers. Die Kundenkontoverwaltung inklusive Abrechnung erledigt der P&R-Betreiber, daher ist die Weitergabe von Kundendaten nicht notwendig. Abrechnungsdaten beinhalten Informationen über Zahlungsverkehr und in Anspruch

genommene Dienste. Anhand dieser Daten erfolgt die Erstellung der Rechnung für den Kunden und die Abrechnung.

Stakeholder	Daten
Benutzer:	ID, Zeit- und Ladezustand Wunsch
Fahrzeug:	ID, State-of-Charge, State-of-Discharge, Ladestrom max
Ladestation:	ID, Standort, Energieanbieter, Netzbetreiber
P&R-Betreiber:	Benutzer-, Fahrzeug-, Ladestationsinformationen
Energiehändler:	Energiepreis
Übertragungs- Verteilernetzbetreiber:	Netznutzungstarif zum Zeitpunkt t
Autorisierungsinstanz:	Autorisierungsfunktion

6.5 Datenwege

Um Vehicle-to-Grid zu ermöglichen ist Kommunikation zwischen den verschiedenen Stakeholdern notwendig. In Abbildung 100 werden die verschiedenen Stakeholder und deren Kommunikationsverbindungen gezeigt. Wenn der Benutzer das Fahrzeug an eine Ladestation anschließt, wird zunächst anhand der Fahrzeugdaten das Fahrzeug identifiziert, autorisiert und in das V2G System des P&R-Betreibers eingeloggt. Über das User Interface, das entweder in die Ladestation integriert ist oder extern über z.B. ein Smartphone realisiert ist, kann der Benutzer dem P&R-Betreiber mitteilen, wann das Fahrzeug geladen werden soll. Der P&R-Betreiber ermittelt anschließend anhand der folgenden Informationen den Ladezeitpunkt und Ladeablauf: State-of-Charge (SOC), Depth-of-Discharge (DOD), Ladestrom max., Lade-Wunsch und Energiepreis.

Für die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation definiert der IEC 15188 Standard eine aus Header und Body bestehende Nachrichtenstruktur. Folgende Nachrichtentypen gibt es: Service Discovery, Authorization, Power Discovery, Line Lock, Power Delivery, Metering Status and Metering Receipt, Power Off und Line Unlock (siehe Abb. ISO/IEC 15118 Interface). Werden weitere Typen benötigt erlaubt der Standard die Definition eigener Typen. Die Kommunikation zwischen Ladestation und den verschiedenen anderen Stakeholdern, wie zum Beispiel P&R-Betreiber oder Übertragungsnetzbetreiber, ist nicht standardbasiert und läuft über das Internet oder eigene Netze.

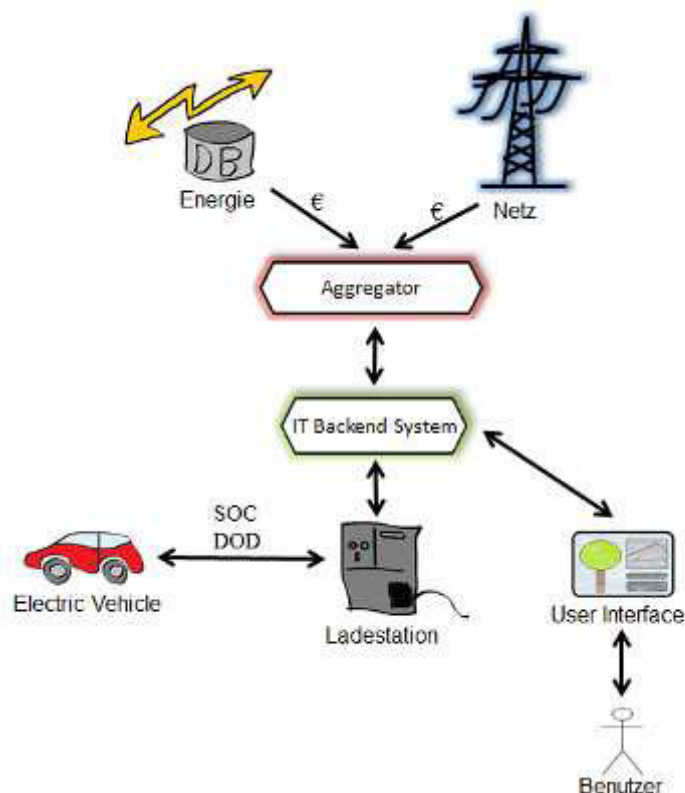


Abbildung 100: Architectural Options for Vehicle to Grid (V2G Interfaces Projekt)

6.6 Integrierbarkeit von verschiedenen Kommunikationsformen

6.6.1 Überblick über mögliche Kommunikationsformen

Der IEC 15188 Standard beschreibt die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation, welche über eine Powerline erfolgt. Jedoch gibt es auch andere Möglichkeiten, die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation zu realisieren. Eine Kommunikation über GPRS, aber auch WLAN oder Bluetooth, ist denkbar. Bei Verwendung von GPRS lassen sich auch andere Kommunikationswege implementieren wie zum Beispiel die direkte Kommunikation zwischen Fahrzeug und P&R-Betreiber. Letztlich entscheidet der Nutzen beziehungsweise die Kosten über die Art der Implementierung.

Die Anbindung der Ladestation an die weiteren Stakeholder ist nicht standardbasiert. Da die Ladestation fix an eine Infrastruktur angeschlossen ist, bieten sich hier meistens Ethernetnetze an. Die Kommunikation erfolgt dann über das Internet oder über Betreiber eigene Netze.

In dem verwandten Projekt Vehicle-to-Grid Interfaces wurden die verschiedenen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Fahrzeug, Ladestation und Netzbetreiber untersucht und in einer Matrix dargestellt und analysiert (siehe Abbildung 101 & Tabelle 21). Ergebnis der Auswertung ist eine Empfehlung für die Kommunikationswege C1 und C2, da Standards in Entwicklung, sie leicht zu implementieren und kostengünstig sind.

In Tabelle 21 steht CS für Charging Station bzw. Ladestation. Die Farbe Rot bedeutet, dass V2G in dieser Konstellation nicht möglich ist. Gelb weist entweder darauf hin, dass der Aufwand unnötig hoch ist oder Funktionen fehlen. Grün zeigt alle Möglichkeiten in denen V2G umsetzbar sind.

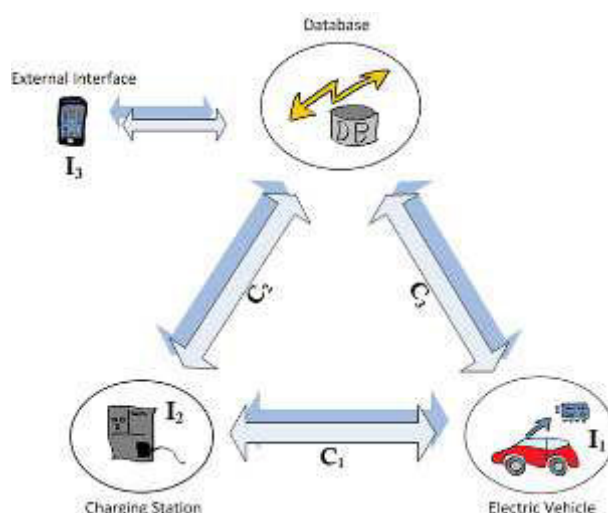


Abbildung 101: Communication Architecture, Kupzog Bacher Prügler et Al, e&i Magazin, OVE – Österreichischer Verband für Elektrotechnik, to be published

Case	Communication Link C1 available	Communication Link C2 available	Communication Link C3 available	Interface I1 useful	Interface I2 useful	Interface I3 useful	Charging controlled by CS / Car
1	1	1	0	1	1	1	CS / Car
2	0	0	1	1	0	1	Car
3	0	1	1	1	1	1	CS / Car
4	0	1	0	0	1	1	CS
5	1	0	1	1	1	1	CS / Car
6	1	1	1	1	1	1	CS / Car
7	1	0	0	0	0	1	---
8	0	0	0	0	0	1	---

Tabelle 21: Communication Matrix, Kupzog Bacher Prügler et Al, e&i Magazin, OVE – Österreichischer Verband für Elektrotechnik, to be published

6.6.2 GPRS, Internet

Einige Fahrzeuge verfügen bereits über integrierte GPRS Module, die es erlauben, drahtlos Verbindung aufzunehmen. Oftmals werden die Module von den Fahrzeugherstellern für den Zweck der Fernwartung integriert. Der große Vorteil von in einem Fahrzeug integriertem GPRS liegt in der ständigen Erreichbarkeit. Das Fahrzeug muss nicht an der Ladestation angeschlossen sein um Daten auszutauschen. Es wäre möglich, vorab Batterieladestand, Standort oder geplante Ladestationen an den P&R-Betreiber oder Netzbetreiber zu übermitteln. Gegen die Nutzung von GPRS sprechen vor allem die Kosten. Es wird eine im Vergleich zu kabelgebundenen Technologien relativ teure Infrastruktur verwendet. Speziell in Hinblick auf Roaming, falls das Fahrzeug in

einem fremden Mobilfunknetz unterwegs ist, kann dies sehr teuer werden. Die Verbindung ist drahtlos und somit stärker von äußeren Bedingungen abhängig. Wenn ein Gebiet schlecht oder gar nicht abgedeckt wird können auch keine Informationen ausgetauscht werden. GPRS als Anbindung der Ladestation an das IT Backend-System des Netzbetreiber ist hingegen aufgrund der Stationarität der Kommunikationsentwicklung durchaus eine Option und z.B. in Salzburg der Stand der Technik (Ref. Architectural Options for Vehicle to Grid Communication, Kupzog Bacher Prügler et Al, e&i Magazin, OVE – Österreichischer Verband für Elektrotechnik, to be published).

6.6.3 Powerline

Für die Verbindung zwischen Fahrzeug und Ladestation eignet sich vor allem auch Powerline (PLC – Power Line Communication), da die notwendige Infrastruktur bereits existiert und das Fahrzeug zum Laden angeschlossen werden muss. Die Nutzung von Powerline ist billig und es müssen keine Kosten an Dritte entrichtet werden, da man auch Besitzer der Infrastruktur ist. Diese Option ist auch in IEC 15188 vorgesehen (Ref. Interconnections and Communications of Electric Vehicles and Smart Grids, Kabisch, Schmitt et Al). PLC wird über die Verbindung zur Ladestation hinzu auch für In-Car-Communication vorgeschlagen (Ref. Power Line Communication in a Full Electric Vehicle: Measurements, Modelling and Analysis, Barmada, Raugi, Tucci, et Al). Dies übersteigt jedoch den Rahmen des Projekts.

7 Systemaufbau und –integration, Marktkonzepte und Verwertung

7.1 Modellaufbau und –erläuterung

7.1.1 Allgemein: MESSAGE

MESSAGE (Model of Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) ist vom mathematischen Typus *Optimierung unter Nebenbedingungen*. In den meisten Anwendungsfällen bedeutet dabei ‚Optimierung‘ die Errechnung minimaler Kosten, die bei der Deckung einer vorgegebenen Energiebedarfsentwicklung über einen vorgegebenen Zeitraum hinweg aufgewendet werden müssen. Typische Nebenbedingungen betreffen die Verfügbarkeit von Primärenergie und den maximal zulässigen Umwelteinfluss der Energieumwandlung. Eine wichtige Rolle bei der Beschreibung der Nachfragedeckung spielt die technologische Entwicklung auf dem Gebiet der Energieumwandlung.

Die zur Zeit hauptsächlich verwendete Version von MESSAGE ist das Resultat stetiger Modellentwicklung und -anwendung, die in den späteren 1970er Jahren am Internationalen Institut für Angewandte Systemanalyse (IIASA) ihren Anfang nahm. Die verschiedenen Modellanwendungen sind durch eine weite Variabilität der zeitlichen und geographischen Merkmale der untersuchten Energiesysteme gekennzeichnet. Dabei reicht die Skala der bisherigen Anwendungen von der kurz- bis mittelfristigen Optimierung städtischer Energiesysteme (z. B. Wien) bis zur Erstellung langfristiger Szenarien auf globaler Ebene. Naturgemäß waren es die globalen Modellanwendungen, die für eine weltweite Visibilität des Modells sorgten. Als entsprechende Beispiele seien der SRES-Bericht (Special Report on Emission Scenarios) des IPCC, erschienen im Jahr 2001 sowie der „Dritte Wissensstandsbericht“ (vielleicht besser bekannt unter seinem englischen Namen *Third Assessment Report*) des IPCC aus dem Jahre 2002 genannt.

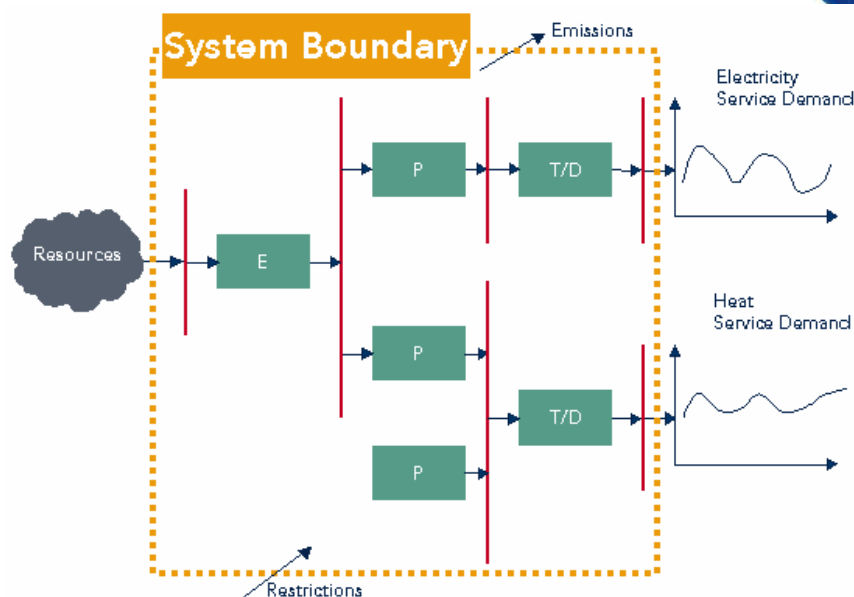
Aber nicht nur in Bezug auf die räumlichen und zeitlichen

Rahmenbedingungen ist MESSAGE ein außerordentlich flexibles Modell. So kann das modellierte Energiesystem je nach dem speziellen Bedarf der jeweiligen Anwendung in verschiedenen

Feinheitstgraden

abgebildet werden ohne dass dazu das Modell selbst verändert werden

müsste. Der jeweilige Feinheitstgrad wird durch die Definition eines „Referenz-Energiesystems“ (RES) bestimmt. Das RES inkludiert alle zu berücksichtigenden Energieflüsse – repräsentiert durch Energie-Umwandlungstechnologien – von Primärenergie bis zur Ebene der Energienachfrage. Der Zusammenhang mit der „Außenwelt“ wird hauptsächlich durch mögliche Energie-Handelsflüsse und durch den Umwelteinfluss des Energiesystems definiert.



Eine detaillierte Beschreibung des MESSAGE-Modells und seiner wichtigsten Eingabeparameter: [Achieving a Sustainable Global Energy System](#) (Schrattenholzer L, Miketa A, Riahi K, Roehrl RA, Strubegger M, Totschnig G, Zhu B, 2004, Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK, ISBN 1 84376 923 9).

7.1.2 Modellbeschreibung

Das MESSAGE Modell zur Untersuchung der Elektromobilität und der Wechselwirkung mit dem Stromnetz besteht aus 2 Teilmodellen.

Das **Energieversorgungsmodell (TES)**: Dieses Teilmodell bildet das gesamte Energiesystem Wiens mit seinen Erzeugungseinheiten, Energietransport und verteilung sowie der Energienachfrage ab.

Das **Elektroautomodell (EV)**: Dieses Teilmodell betrachtet die elektrisch betriebenen Personenkraftwagen (Stromlieferung, Ladestationen, Batterien, Netzrücklieferung, Fahrzeuge).

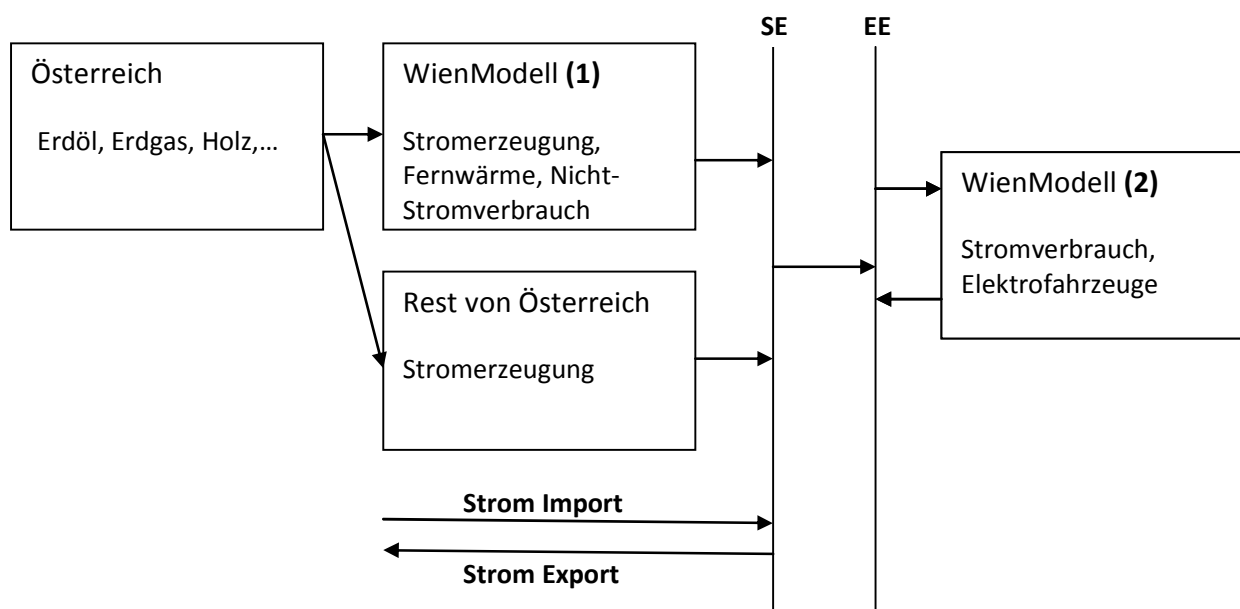
Diese Teilung wurde wegen der sich ergebenden Modellgröße vorgenommen. In den endgültigen Rechnungen wird jedoch das Gesamtmodell betrachtet.

7.2 Energiesystem als Modell

Das Detailprojekt beschäftigt sich mit den Auswirkungen des verstärkten Einsatzes von Elektrofahrzeugen auf das Stromerzeugungssystem. Dazu wurde ein Energiemodell entwickelt, das den Stromverbrauch von Gesamtösterreich umfasst. Eine genaue Nachfragedarstellung, aufgeteilt auf verschiedene Verbrauchssektoren und alle Energieträger, wurde jedoch nur für Wien entwickelt. Auf der Erzeugungsseite umfasst das Modell den Import von fossilen Energieträgern, die Raffinerien sowie die detaillierte Strom- und Fernwärmeerzeugung von Wien und die Stromerzeugung von Restösterreich aggregiert auf Kraftwerkstypen.

7.2.1 Das heutige Energiesystem

Das Energiemodell umfasst die genaue Darstellung der Wiener Strom- und Fernwärmeerzeugung und der Wiener Energienachfrage. Die Nachfrage umfasst alle Verbrauchssektoren wie Haushalte, Dienstleistungssektor, Industrie und Landwirtschaft. Die Nachfrage bezieht sich auf alle Energieträger. Das Modell umfasst den Zeitraum von 2006 bis 2025 wobei jedes Jahr in fünf Saisonen, diese jeweils in zwei typische Tage (Arbeitstag, Wochenende) und diese wiederum in sieben Tageszeiten unterteilt wurden (Nacht, Morgen Vormittag, Nachmittag, Spätnachmittag, Abend, später Abend). Das ergibt insgesamt 70 Zeitschritte pro Jahr.



Um den Bereich Elektromobilität entsprechend genau darstellen zu können wurde für den Zeitraum 2018 bis 2025 ein Detailmodell entwickelt, welches in der gleichen Tageseinteilung jeden Tag der Jahre umfasst. Dadurch werden in diesem Teilmodell 2555 Zeitschritte pro Jahr dargestellt.

Da es Ziel war das Gesamtmodell zu optimieren wurde eine Verbindungsmatrix entwickelt, welche die detaillierte Darstellung des Stromverbrauchssystems auf die Zeitschritte des Versorgungsmodells aggregiert.

7.2.2 Das Strom- und Fernwärmeversorgungssystem

Das Stromerzeugungssystem von Wien umfasst alle Kraftwerke (Freudenau, Kleinwasserkraftwerke, Simmering, Donaustadt, Leopoldau, das Biomassekraftwerk und ein neues Gaskraftwerk) mit den entsprechenden Kraftwerksblöcken. Für die Fernwärmeerzeugung wurde die Auskopplung aus den entsprechenden Kraftwerken, sowie Spitzenkessel und ein mögliches Biomassewerk abgebildet. Im Modell für Restösterreich sind aggregiert die Laufkraftwerke, die Speicherkraftwerke und die Gas-, Öl-, Biomasse-, Wind- und Kohlekraftwerke abgebildet. Über Transformatoren wird der Stromaustausch auf den verschiedenen Spannungsebenen abgebildet.

7.2.3 Betankungsszenarien

Um die Auswirkungen des verstärkten Einsatzes von Elektrofahrzeugen abschätzen zu können wurden - abgesehen vom Grundszenario ohne Elektrofahrzeuge - fünf unterschiedliche Betankungsszenarien gerechnet. In Realität ist zu erwarten, dass sich verschiedene Mischformen ergeben werden. Die hier gewählten Szenarien sollten jedoch einen Großteil der Möglichkeiten abdecken.

In den sechs Szenarien wurden die folgenden Betankungsstrategien untersucht:

1. Grundszenario ohne Elektroautos
2. Stromaufnahme und Netzzurücklieferung nur zu Zeiten, in denen die Fahrzeuge in einer Park&Ride-Anlage stehen
3. Stromaufnahme und Netzzurücklieferung nur zu Zeiten, in denen die Fahrzeuge nachts zu Hause stehen
4. Betanken und Rücklieferung sowohl zu Hause als auch in der Park&Ride-Anlage
5. Batterien werden an Tankstellen getauscht
6. Ein Extremszenario in welchem das Auto, wenn es nicht gefahren wird, am Stromnetz angeschlossen ist

Für jedes Szenario werden fünf Diagramme gezeigt, die die wesentlichen Unterschiede darstellen sollen. Generell wird hier nur eine Woche aus einem Monat im Jahr 2020 dargestellt. Ist der Unterschied zwischen Winter und Sommer sehr markant, werden diese Unterschiede aufgezeigt.

Die verschiedenen Tageszeiten werden durch den folgenden Farbcode angedeutet:



7.2.4 Personenkraftwagen

Die Gesamtanzahl an Personenkraftwagen stieg in Österreich in dem Zeitraum zwischen 2000 und 2008 um jährlich 1%. Die Anzahl an Dieselmotorkraftwagen erhöhte sich um 6%, während die Anzahl an benzingetriebenen Kraftwagen um 3% sank.

	Benzin	Diesel	Strom	Andere	Gesamt
Gesamt	1,957,751	2,323,016	146	4,006	4,284,919
Burgenland	72,350	93,815	1	114	166,280
Kärnten	141,806	170,420	34	132	312,392
Niederösterreich	428,992	501,519	52	735	931,298
Oberösterreich	352,051	432,695	9	705	785,460
Salzburg	113,311	150,687	2	300	264,300
Steiermark	295,382	358,120	11	433	653,946
Tirol	143,095	191,766	6	366	335,233
Vorarlberg	88,057	90,517	16	228	178,818
Wien	322,707	333,477	15	993	657,192

S: Statistics Austria, stock of motor vehicles.

Tabelle 22: Personenkraftwagen am 31 Dezember 2008

7.3 Grundannahmen für alle Szenarien

7.3.1 Basisdaten

Alle Szenarien basieren auf denselben Annahmen für die ökonomische, demographische und technische Entwicklung.

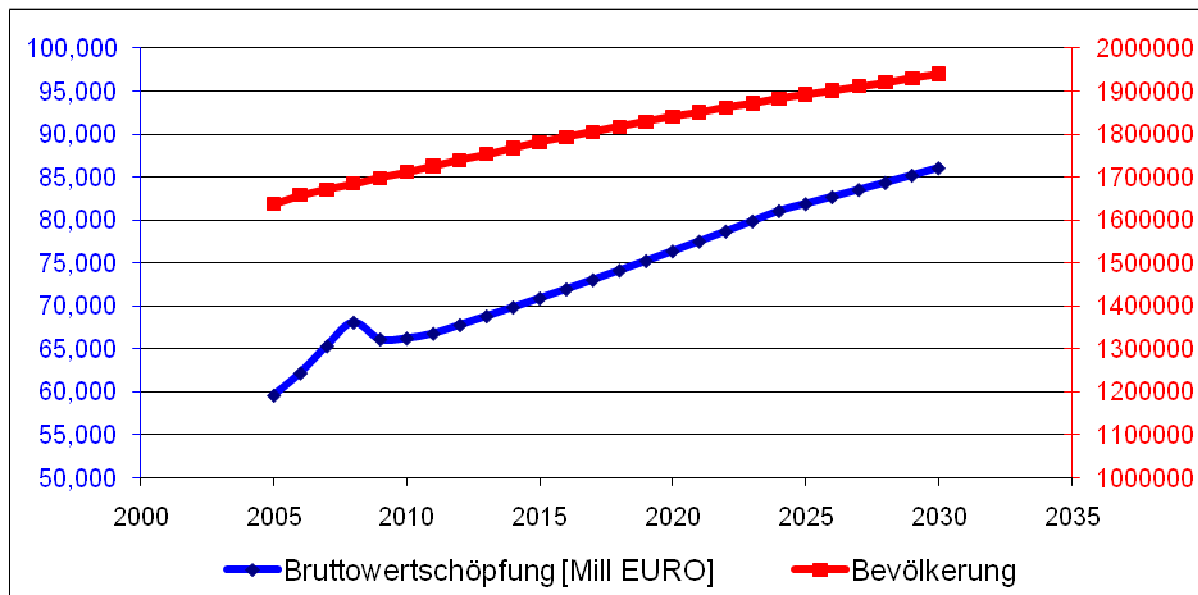


Abbildung 102: Entwicklung von Bruttowertschöpfung und Bevölkerung in Wien

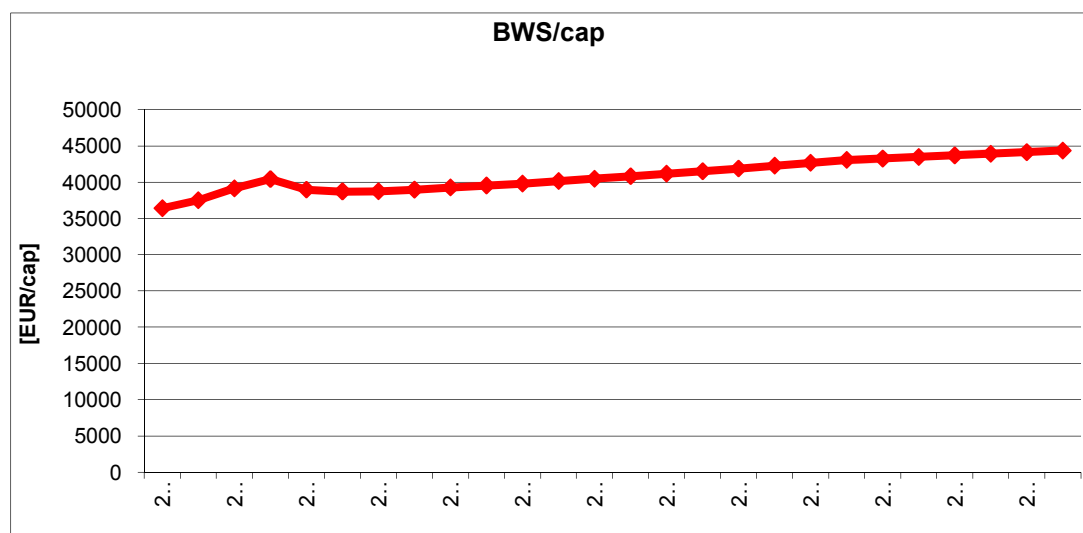


Abbildung 103: Bruttowertschöpfung pro Kopf in Wien

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs basiert auf der Bruttowertschöpfung pro Kopf und der unterlegten Wirkungsgradverbesserungen.

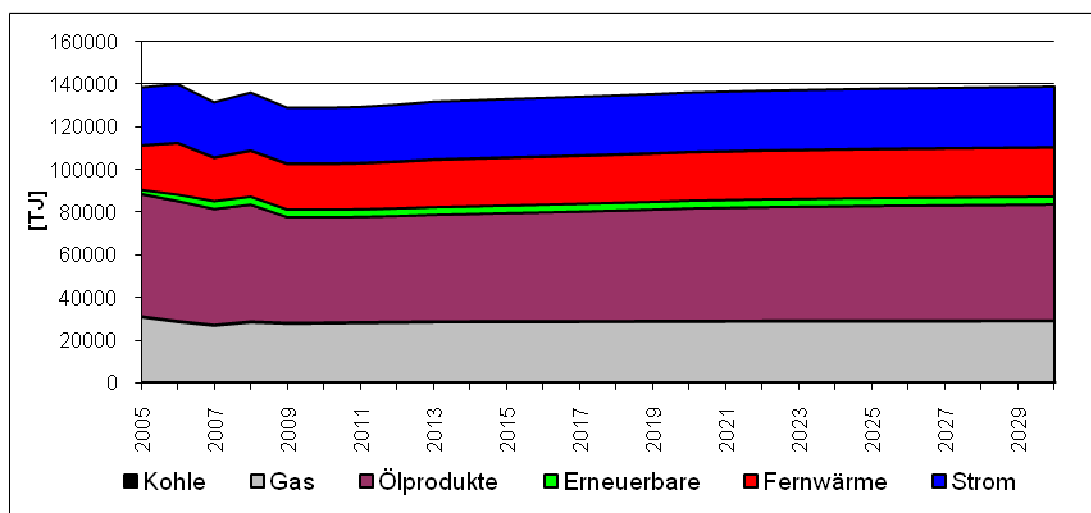


Abbildung 104: Gesamter Endenergieverbrauch in Wien

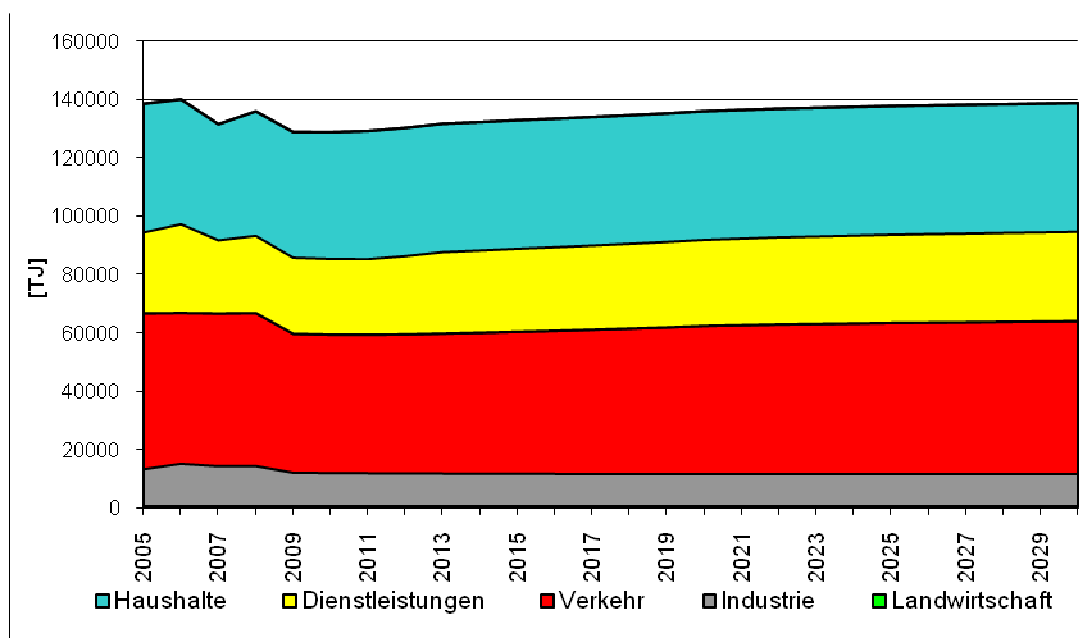


Abbildung 105: Gesamtenergieverbrauch in Wien pro Sektor.

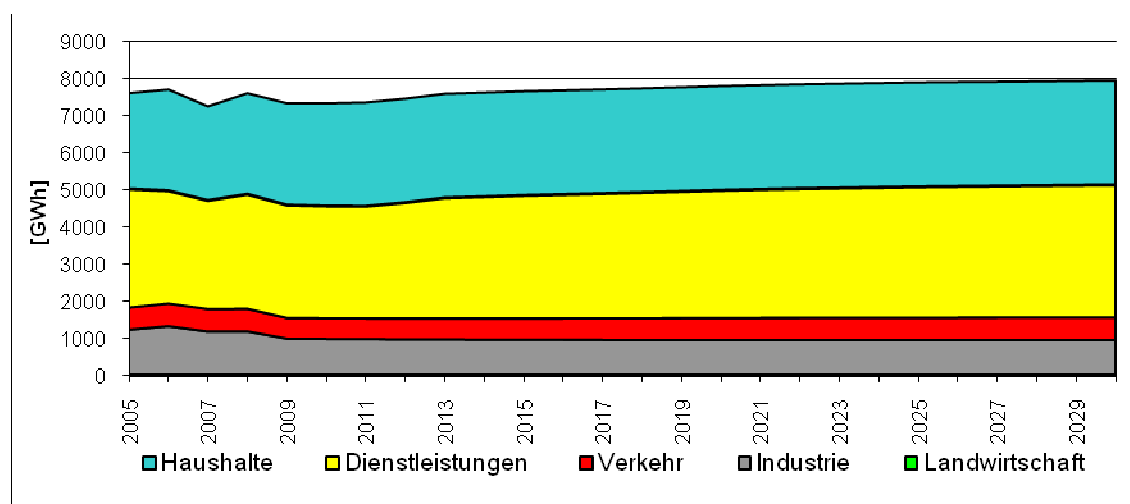


Abbildung 106: Elektrischer Endenergieverbrauch in Wien pro Sektor

7.3.2 Lastganglinien

Um die verschiedenen Leistungsanforderungen je nach Jahres- und Tageszeit korrekt abbilden zu können wurde das TES Modell in Lastregionen unterteilt.

1 Jahr									
Saison 1		Saison 2		Saison 3		Saison 4		Saison 5	
Jän, Feb, Mär		Apr, Mai		Jun, Jul, Aug		Sep, Okt		Nov, Dez	
Arbeits-tage	Woche nende	Arbeits-tage	Woche nende	Arbeits-tage	Woche nende	Arbeits-tage	Woche nende	Arbeits-tage	Woche nende
7 Teile	7 Teile	7 Teile	7 Teile	7 Teile	7 Teile	7 Teile	7 Teile	7 Teile	7 Teile

Tabelle 23: Lastganglinien Modell

Arbeitstage: Montag, Dienstag, Mittwoch, Donnerstag, Freitag

Wochenende: Samstag und Sonntag.

Die tägliche Unterteilung erfolgte nach folgendem Schema

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
Von	00:00	06:00	09:00	13:00	17:00	19:00	21:00
Bis	05:00	08:00	12:00	16:00	18:00	20:00	24:00
Länge [Std]	5	3	4	4	2	2	4

Tabelle 24: Zeitaufteilung

Diese Unterteilung wurde auf Grundlage der Lastverläufe des Energieverbrauchs und des Wasserkraftangebots gewählt.

Die folgende Abbildung zeigt den Lastverlauf in den verschiedenen Zeitperioden

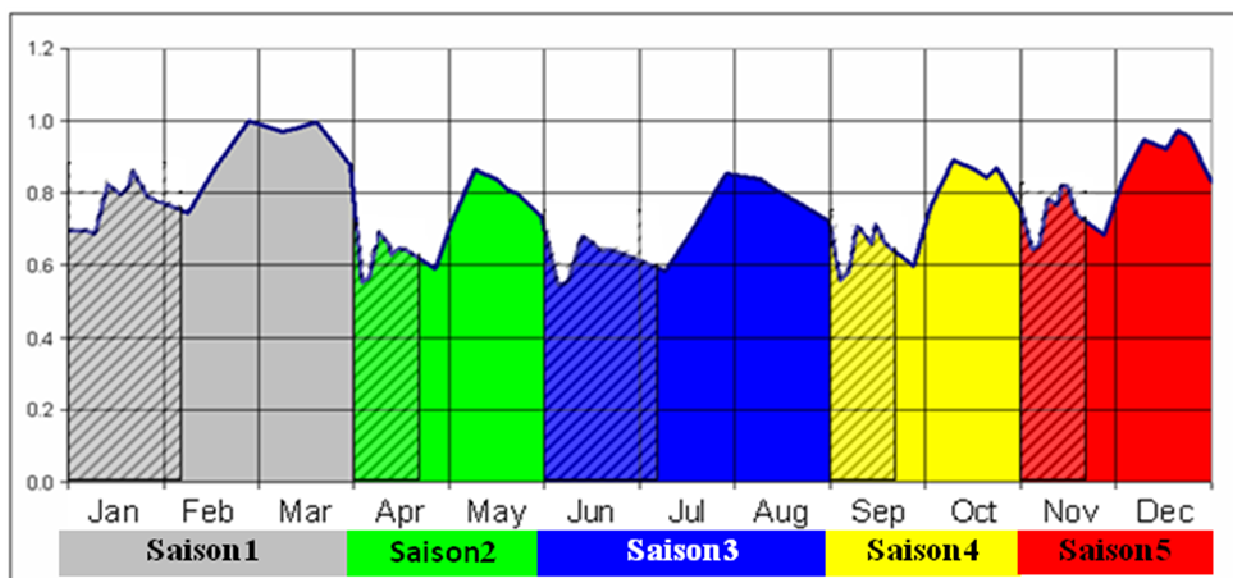


Abbildung 107: Stromnachfrage in den verschiedenen Zeitbereichen (relativ zur Jahreshöchstlast)

Das Elektroverkehrsmodell ist als tägliches Modell dargestellt. Jeder Tag ist in dieselben Unterteilungen wie das Energieversorgungsmodell unterteilt. Daraus ergeben sich pro Jahr 2555 Perioden.

Wegen der hohen Anzahl von Perioden wird der Lastverlauf in den folgenden Abbildungen separat monatlich, tageweise und stündlich in der Einheit gefahrene Kilometer dargestellt.

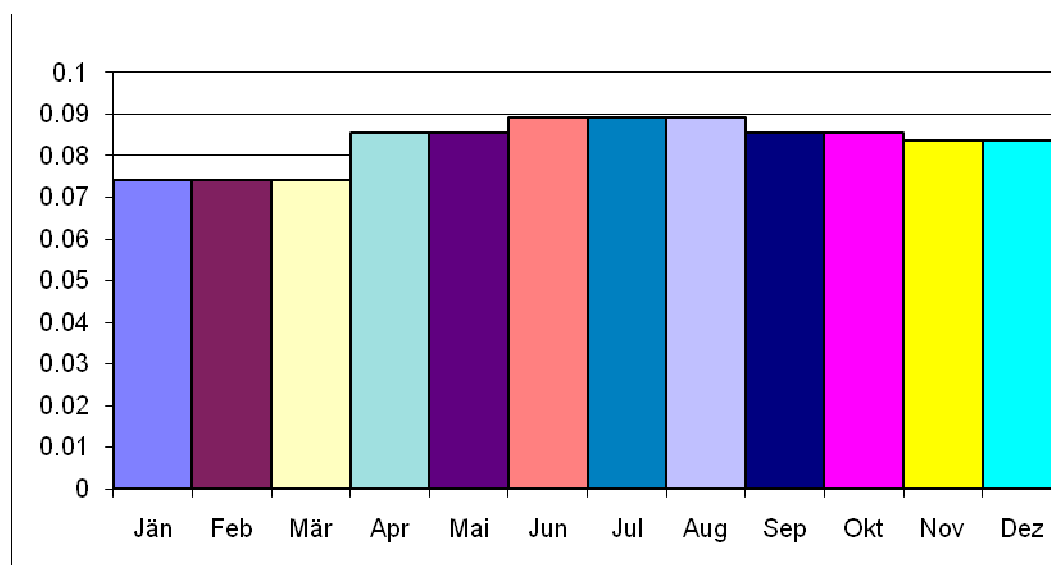


Abbildung 108: Jährlicher Lastverlauf für Personenkraftwagen (relativ zur Jahresleistung)

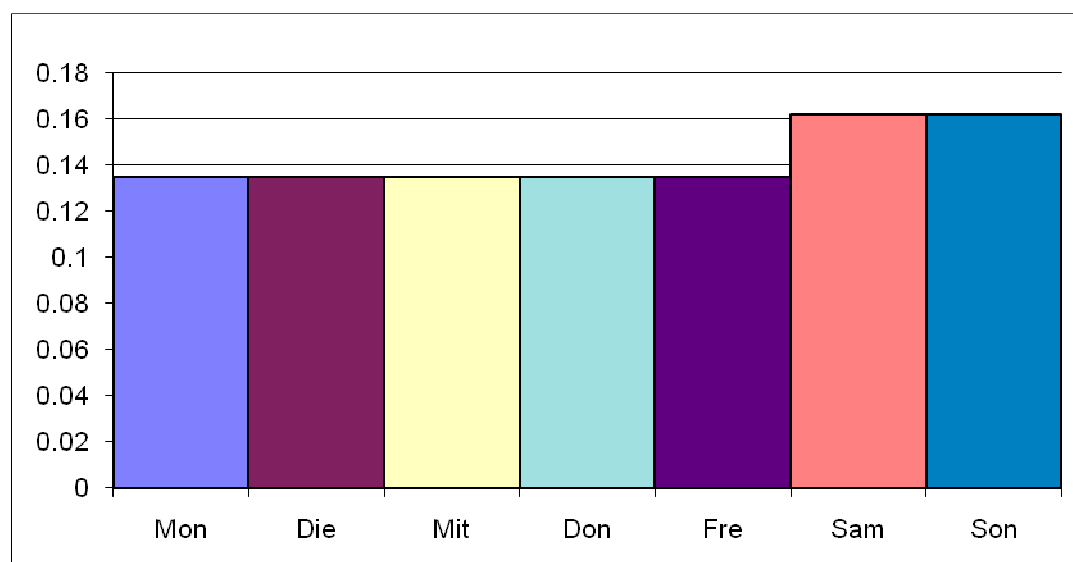


Abbildung 109: Wöchentlicher Lastverlauf für Personenkraftwagen (relativ zur Wochenleistung)

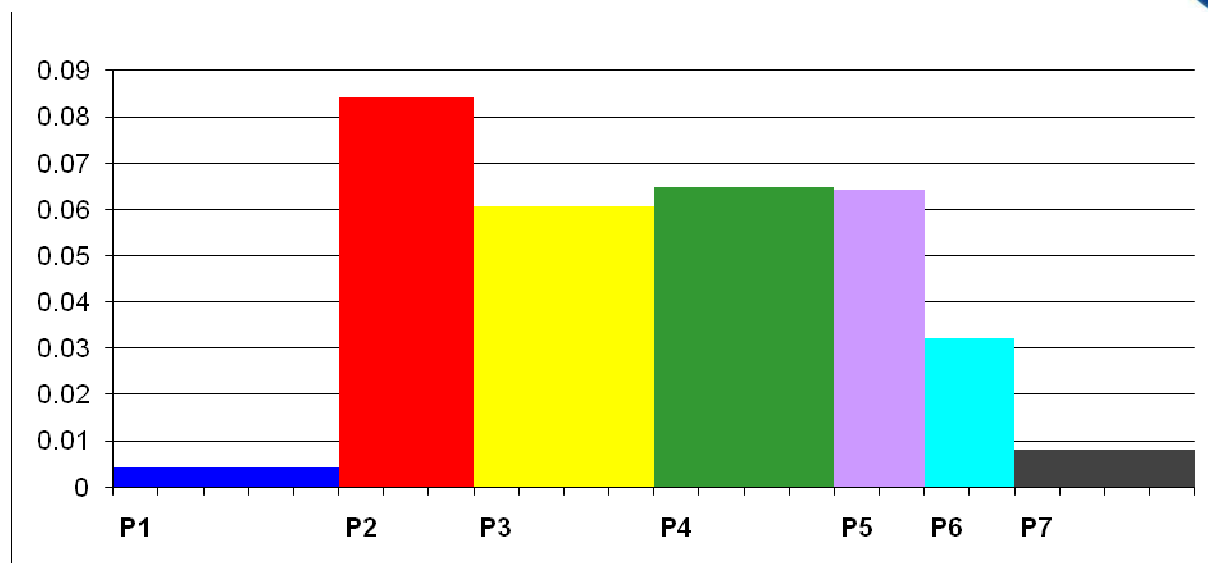


Abbildung 110: Täglicher Lastverlauf für Personenkraftwagen relativ zur Tagesleistung)

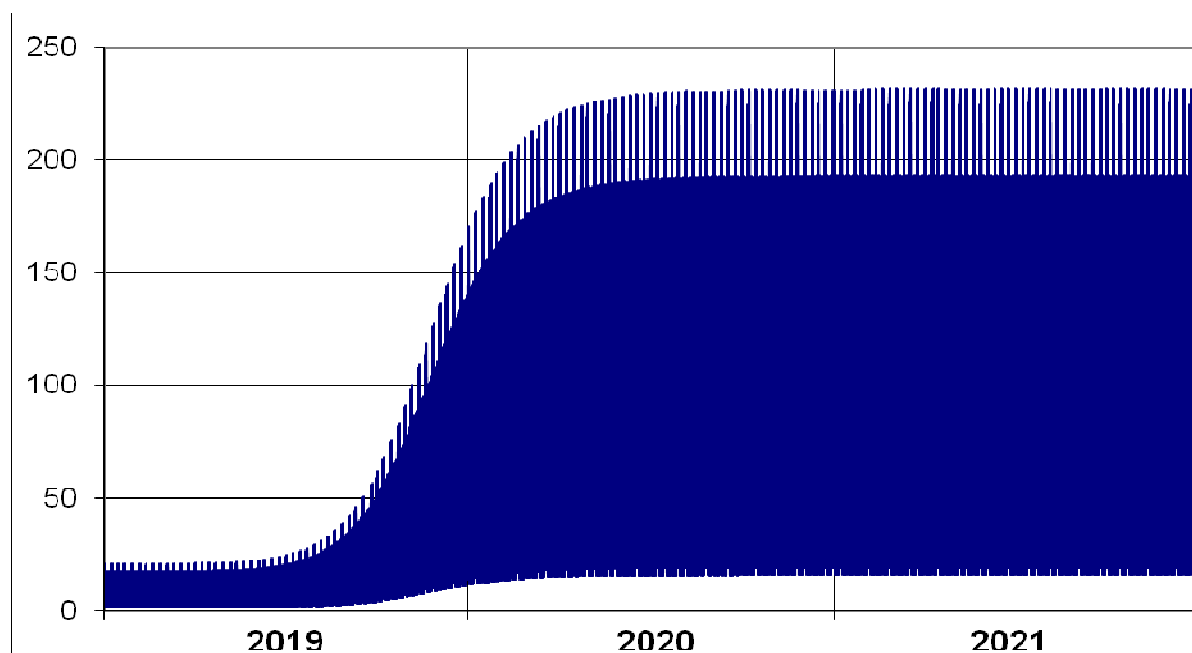


Abbildung 111: Entwicklung der Personenkilometerleistung mit Elektrofahrzeugen (in Mwa)

7.4 Szenarienanalyse

7.4.1 Szenario 1: Das Grundszenario ohne Elektroautos (NE)

Die im folgenden Diagramm dargestellte Endenergie umfasst den Stromverbrauch Wiens. In den folgenden Abschnitten wird der Verbrauch für Elektrofahrzeuge in einem zusätzlichen Diagramm gezeigt. Um die Interaktion mit dem Netz zu verdeutlichen wird dort auch die Sekundärenergie gezeigt, die die Summe über Elektrofahrzeugverbrauch

und andere elektrische Endenergieverbräuche darstellt. Im Grundszenario entspricht der Verlauf der Sekundärenergie, abgesehen von Übertragungsverlusten, dem der Endenergie.

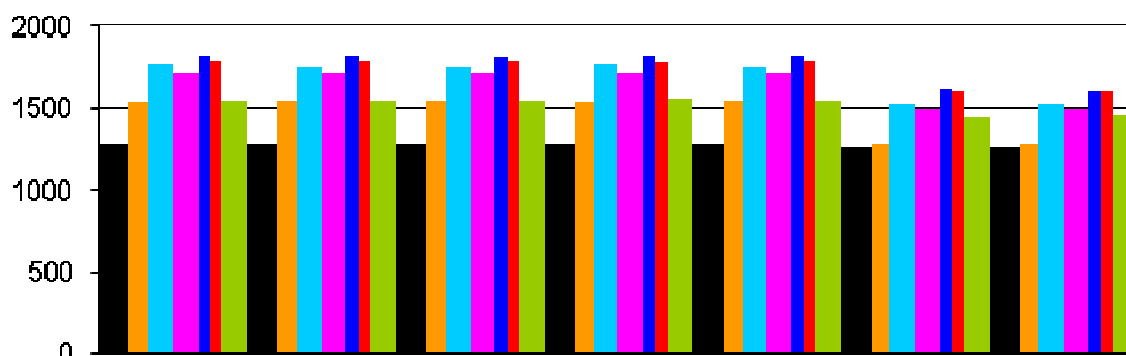


Abbildung 112: NE - Endenergie Strom [MW]

Der hier gezeigte Verlauf des Stromverbrauchs für andere Nachfragen als für Fahrzeuge ist für alle folgenden Szenarien gleich.

7.4.2 Szenario 2: Das Park&Ride Szenario (PR)

Im Park&Ride Szenario wird angenommen, dass das Aufladen der Autos sowie die Interaktion mit dem Netz ausschließlich tagsüber in der P&R-Anlage stattfindet. Es wird vorausgesetzt, dass bei Verlassen der Anlage die Fahrzeuge ausreichend aufgeladen sind um den Weg nach Hause und zurück zur P&R-Anlage gesichert zurücklegen können.

Der Stromverbrauch der Fahrzeuge erfolgt bei der Anfahrt am Morgen und, verteilt auf nachmittags und abends, bei der Rückfahrt. Es wird weiters angenommen, dass am Wochenende etwas mehr gefahren wird.

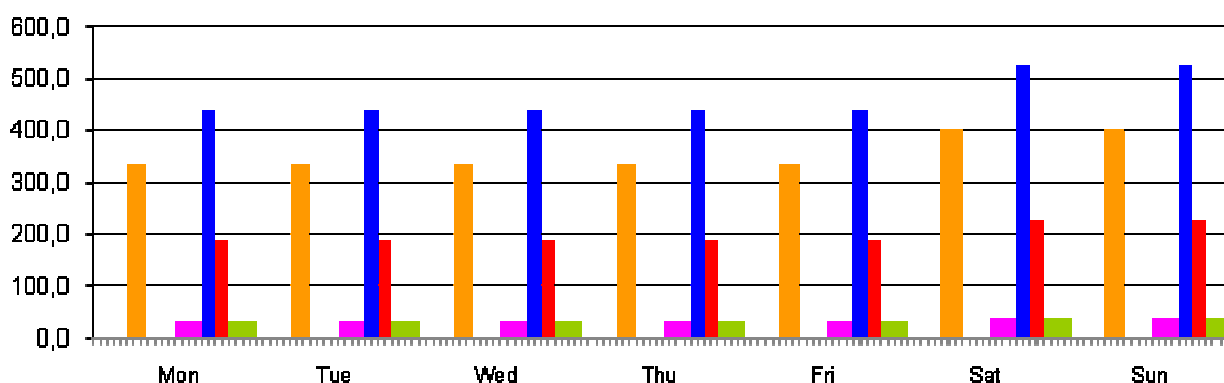


Abbildung 113: PR - Stromverbrauch der Fahrzeuge [MW]

Die Beladung der Batterien erfolgt unmittelbar nach Ankunft der Fahrzeuge und knapp vor der Heimfahrt. Damit wird versucht in der höchsten Tagesspitze nicht zu laden. Allerdings erfolgt auch keine Rückspeicherung in das Netz, da die Aufladung morgens dafür nicht ausreicht. Da am Wochenende nicht nachgeladen werden kann wird

Donnerstag und Freitag auch in der Tagesspitze geladen um ausreichend Strom für das Wochenende zu speichern.

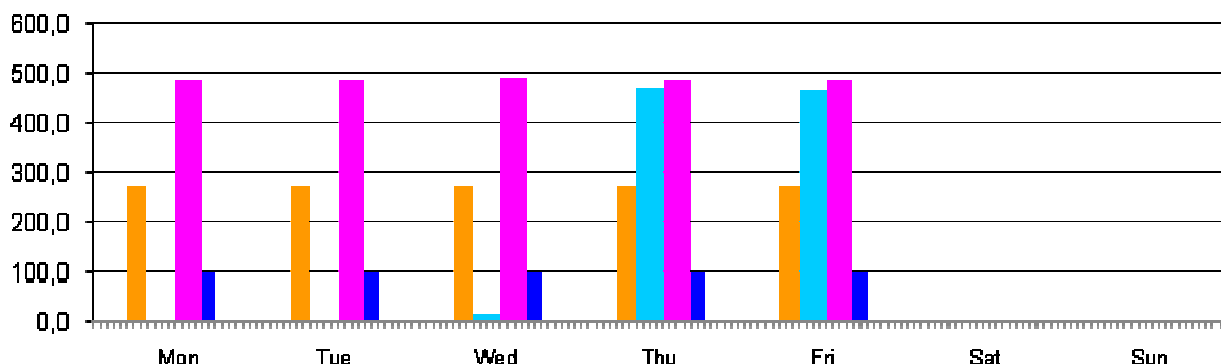


Abbildung 114: PR - Aufladen der Batterien [MW]

Die folgenden beiden Darstellungen zeigen deutlich den Mehrverbrauch durch Elektrofahrzeuge während der Tagesspitze. Dadurch wird die Tageslastganglinie negativ beeinflusst und die Nachttäler können nicht zum Bezug billigen Stroms verwendet werden. Im Kapitel über die Auswirkungen der verschiedenen Strategien auf die Erzeugungsseite wird auf diesen Umstand noch näher eingegangen.

Aus dem Vergleich mit dem Basisfall kann man sehen, dass die Tagesspitze von etwa 1000MW auf etwas über 1400MW angehoben wird.

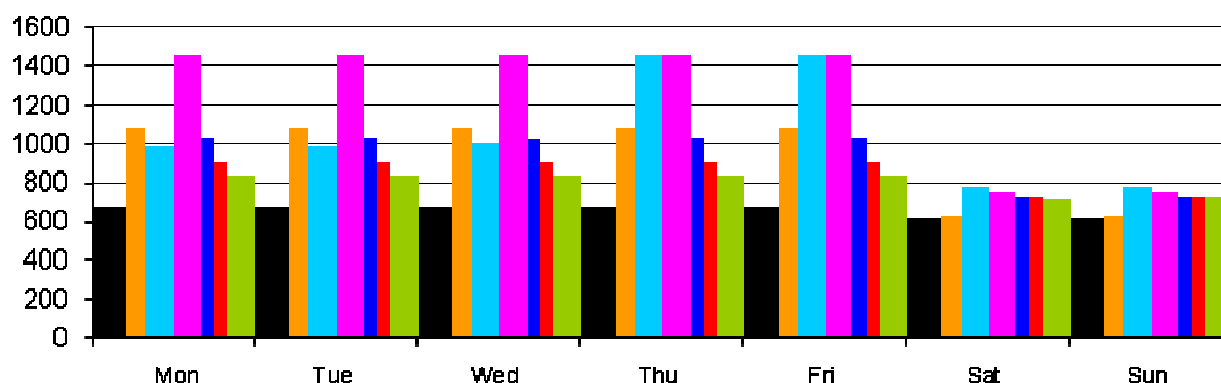


Abbildung 115: PR – Vom Netz bezogener Strom [MW]

7.4.3 Szenario 3: Das Heim Szenario (HO)

Im Heim-Szenario wird davon ausgegangen, dass die Batteriebeladung / Netzurücklieferung ausschließlich während der Nacht zu Hause durchgeführt wird.

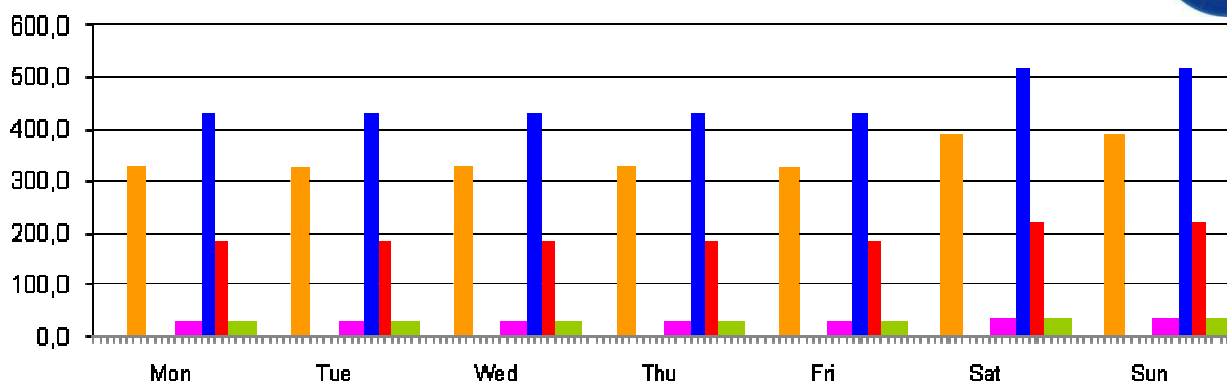


Abbildung 116: HO - Stromverbrauch der Fahrzeuge [MW]

Der Verbrauch der Fahrzeuge entspricht jenem des P&R-Szenarios. Am Morgen fahren alle Fahrzeuge von zu Hause in die Garage und ab mittags verteilt wieder nach Hause.

Die Beladung der Batterien erfolgt in der Nacht, teilweise auch abends und morgens kurz vor der Abfahrt. Eine Netzurückgabe erfolgt kaum, da nicht zwischen Tarifzeiten umgelagert werden kann.

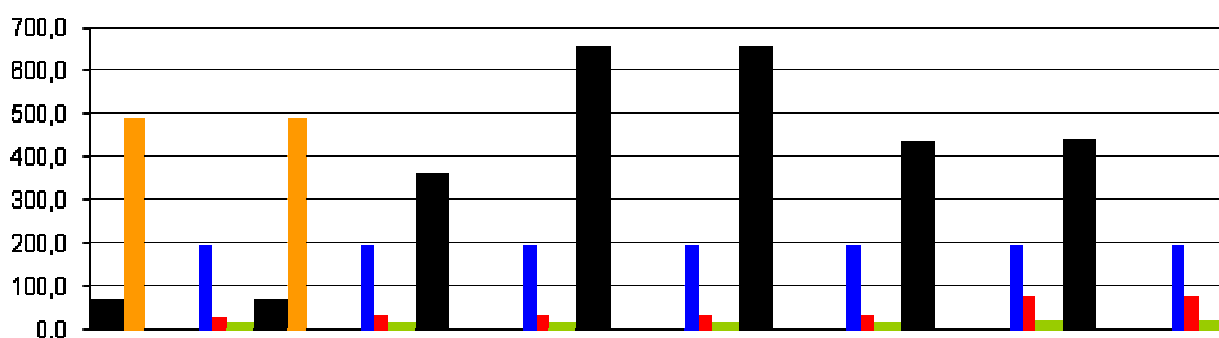


Abbildung 117: HO - Beladung der Batterien [MW]

Wie die folgende Abbildung zeigt erfolgt eine Netzurückgabe nur sporadisch und ist sehr jahreszeitabhängig.

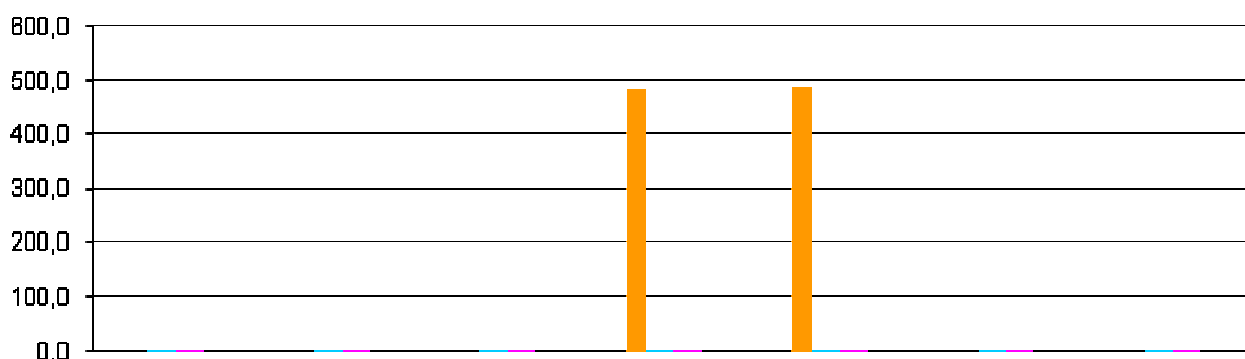


Abbildung 118: HO - Netzurückspeicherung aus den Batterien [MW]

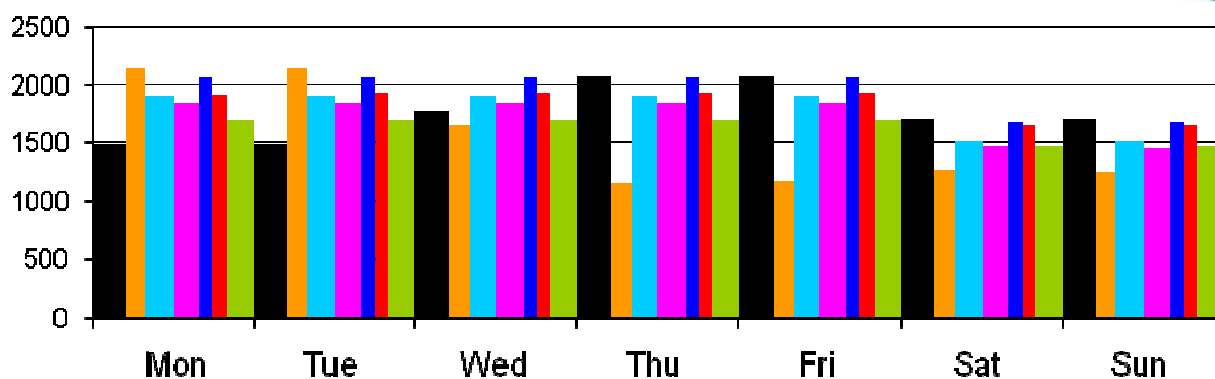


Abbildung 119: HO - Vom Netz bezogener Strom [MW]

Es verändert die Stromaufbringung, wie anhand der Erhöhung während der Nachtstunden und dem Absinken in den Morgenstunden zu erkennen ist.

7.4.4 Szenario 4: Das Heim und P&R Szenario (HP)

Dieses Szenario beschreibt die Verbindung der beiden vorangegangenen Szenarien. Es kann also sowohl zu Hause als auch in der P&R-Anlage geladen oder rückgespeist werden. Die Verbrauchskurve entspricht den beiden vorhergegangenen Szenarien, erlaubt also keine Rückspeisung in den Morgen- und Abendstunden.

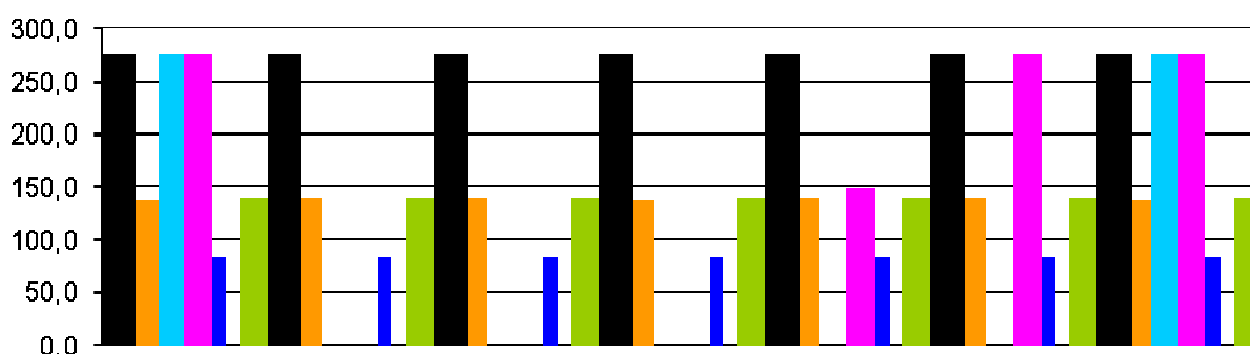


Abbildung 120: HP - Beladung der Batterien [MW]

Die Beladung der Batterien erfolgt auch hier weitgehend in der Nacht, es wird teilweise aber auch tagsüber bei schwächerer Last geladen. Durch den angenommenen Mehrverbrauch am Wochenende und des Nicht-Anfahrens der P&R-Anlagen am Wochenende entsteht ein erhöhter Tankbedarf am Wochenende und am Montag. Eine Netzzrücklieferung erfolgt nur an Wochentagen vormittags. Damit wird Strom aus Niedrigtarifzeiten in Hochtarifbereiche ermöglicht, der Verlauf der Erzeugung abgeflacht und so verbilligt.

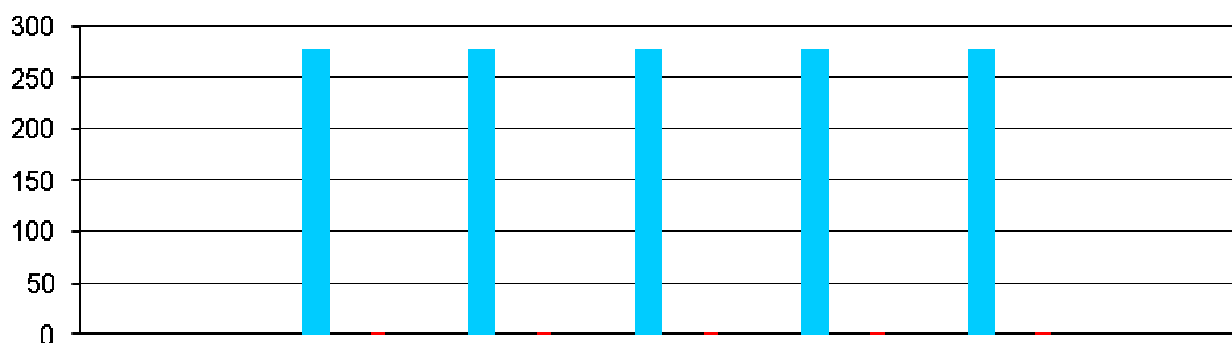


Abbildung 121: HP – Netzurückspeisung [MW]

Die Rückspeisung in das Netz erfolgt hier ausschließlich in der Tagesspitze und hat daher sowohl für den Fahrzeugbetreiber als auch den Stromerzeuger einen positiven finanziellen Effekt. Durch diese Betriebsweise kann die Lade- und Rückspeisekapazitäten gegenüber den vorigen Szenarien wesentlich verringert werden.

In dieser Betriebsweise kann die Stromerzeugung etwas verflacht werden wodurch ein höherer Grundlastanteil entsteht, der billiger erzeugt werden kann.

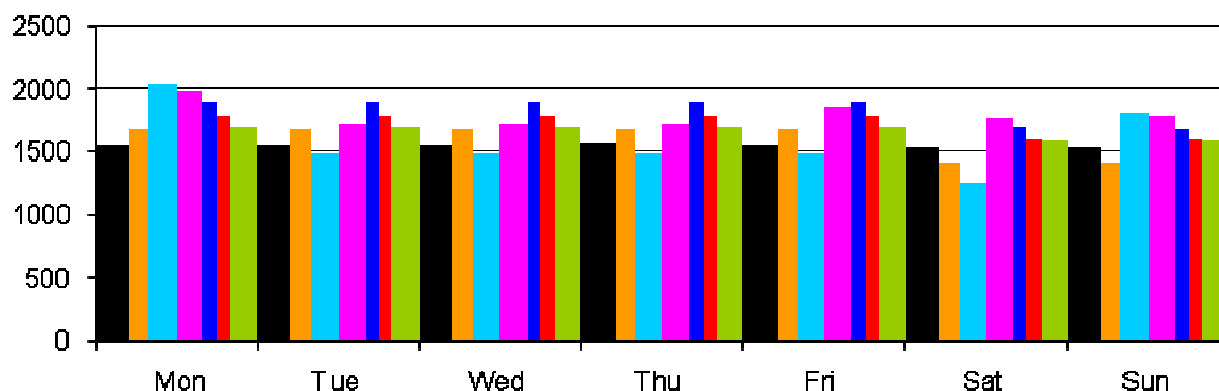


Abbildung 122: HP - vom Netz bezogener Strom [MW]

Der Stromaustausch verändert sich über das Jahr sehr stark. Im Sommer wird sehr wenig oder nichts in das Netz zurückgeliefert. Dies ist natürlich ein österreichspezifisches Resultat, da hier durch den hohen Wasseranteil im Sommer ein hoher Grundlastanteil erzeugt werden kann und auch die Tagesspitzen durch Wasserkraft relativ billig abgedeckt werden können.

7.4.5 Szenario 5: Das Tankstellen Szenario (FS)

Im Tankstellen Szenario wird davon ausgegangen, dass etwa 17-20% zusätzliche Batteriekapazität in Tankstellen vorhanden ist und das Beladen der Fahrzeuge durch Batterietausch erfolgt. Der Stromverbrauch der Fahrzeuge entspricht hier dem durchschnittliche Fahrzyklus, da in diesem Fall nicht davon ausgegangen werden kann, dass hauptsächlich Nutzer von P&R-Anlagen Elektrofahrzeuge betreiben.

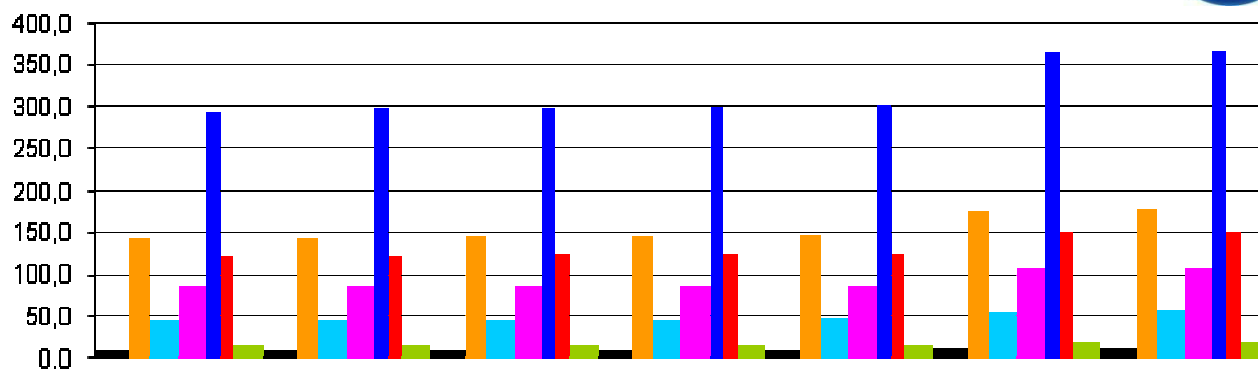


Abbildung 123: FS – Stromverbrauch der Fahrzeuge [MW]

In diesem Szenario erfolgt wieder eine Rückspeisung in das Netz da ausreichend Batteriekapazität vorhanden ist. Das ergibt sich durch die geringe Fahrzeugbewegung während der Morgenstunden und eine sonst konstante Beladung der in der Tankstelle vorhandenen Batteriekapazitäten.

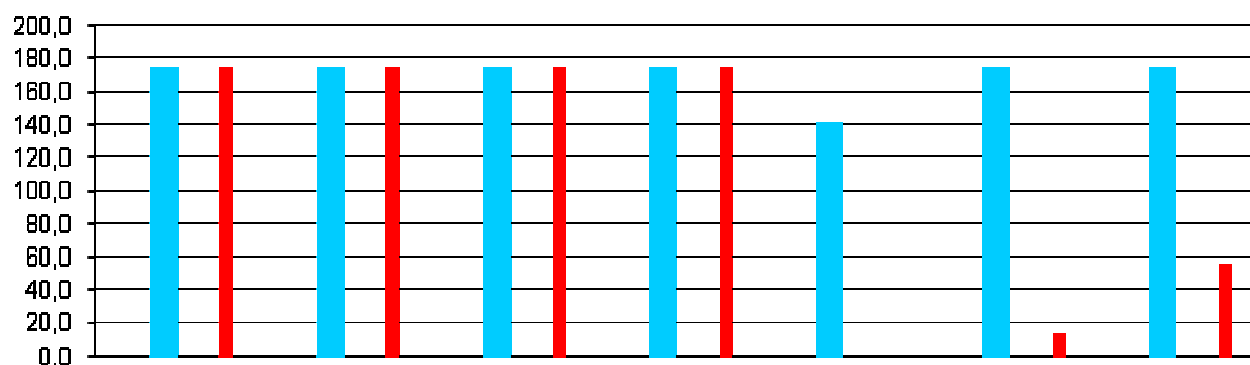


Abbildung 124: FS - Netzzückgabe aus Batterien [MW]

Für einen verstärkten Tag-Nacht Ausgleich müssten weitere Batteriekapazitäten angeschafft werden, was innerhalb des Erzeugungssystems wesentlich zu teuer wäre.

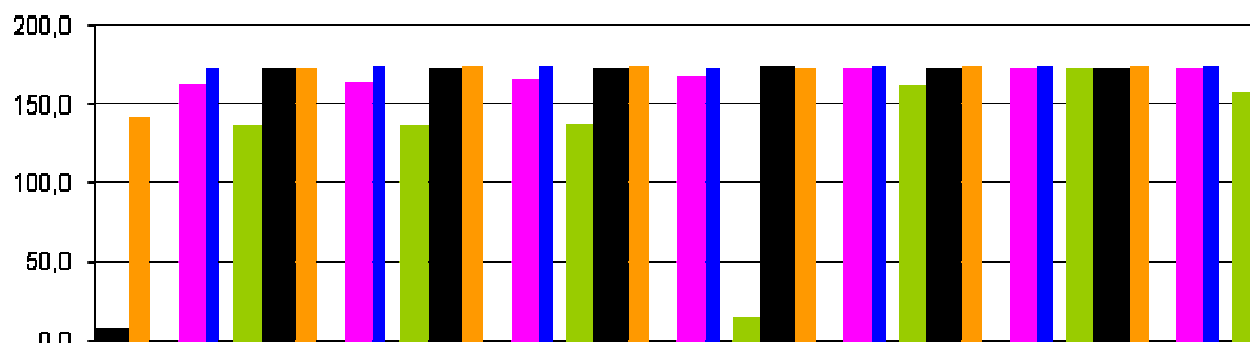


Abbildung 125: FS – Beladung der Batterien [MW]

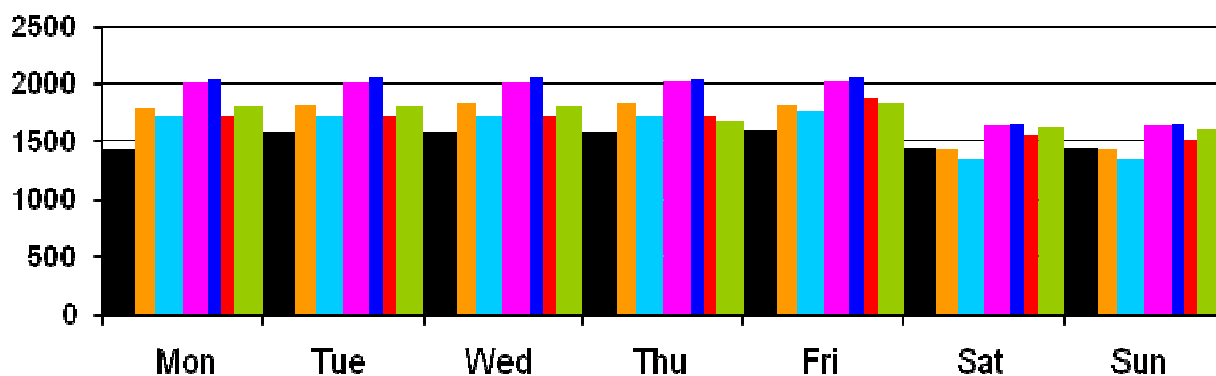


Abbildung 126: FS - Vom Netz bezogener Strom [MW]

Durch die Beladung der Batterien, die hauptsächlich in den Nachtstunden erfolgt, wird eine Glättung der Erzeugungskurve erreicht, die sich positiv auf die Erzeugungskosten auswirkt.

7.4.6 Szenario 6: Das überall und immer Szenario (EA)

Dieses Szenario stellt eine Extremsituation dar. Es wird angenommen, dass die Fahrzeuge, wenn sie nicht unterwegs sind, an das Stromnetz angeschlossen sind. Der Verbrauch der Fahrzeuge entspricht wiederum dem allgemeinen Fahrzyklus.

Die Befüllung der Batterien erfolgt ähnlich dem HP Szenario hauptsächlich in der Nacht. Es wird jedoch wesentlich weniger Landungskapazität benötigt, da die Zeit zur möglichen Batteriebeladung verlängert wird.

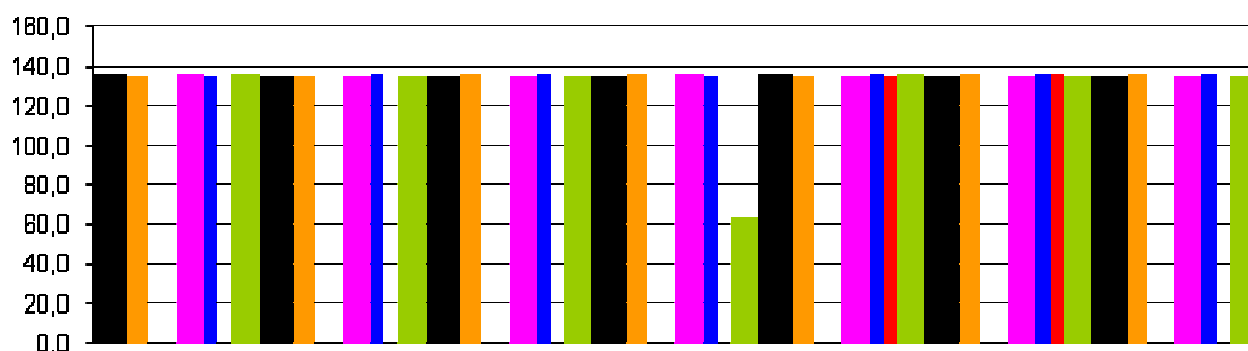


Abbildung 127: EA - Befüllung der Batterien [MW]

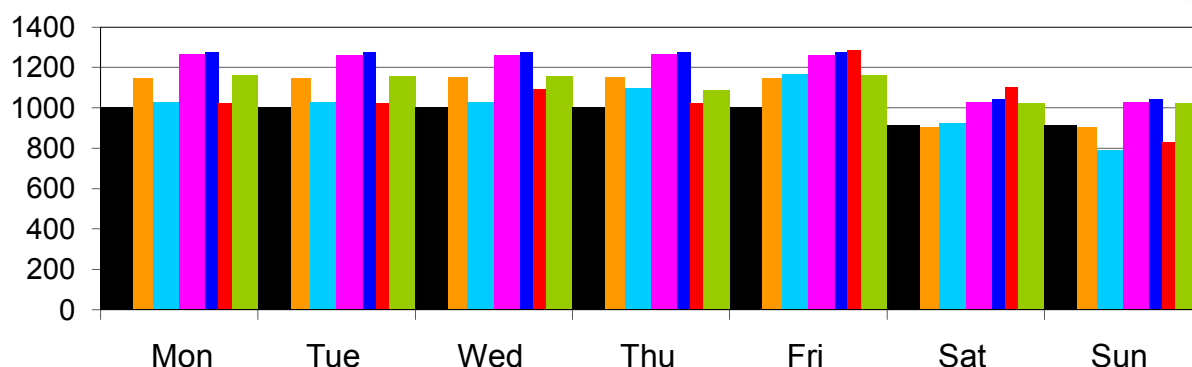


Abbildung 128: EA - Vom Netz bezogener Strom [MW]

Der Verlauf der Sekundärenergie entspricht ebenfalls weitgehend dem HP Szenario.

Der große Unterschied zum HP Szenario besteht in der Netzzurücklieferung. Diese ist über das Jahr sehr unterschiedlich. Im Sommer, wenn ausreichend Wasserkraft zur Verfügung steht, wird nicht rückgeliefert. In den Wintermonaten, wenn ein hoher Stromanteil aus thermischer Erzeugung stammt, ist der Verlauf ebenfalls sehr unregelmäßig.

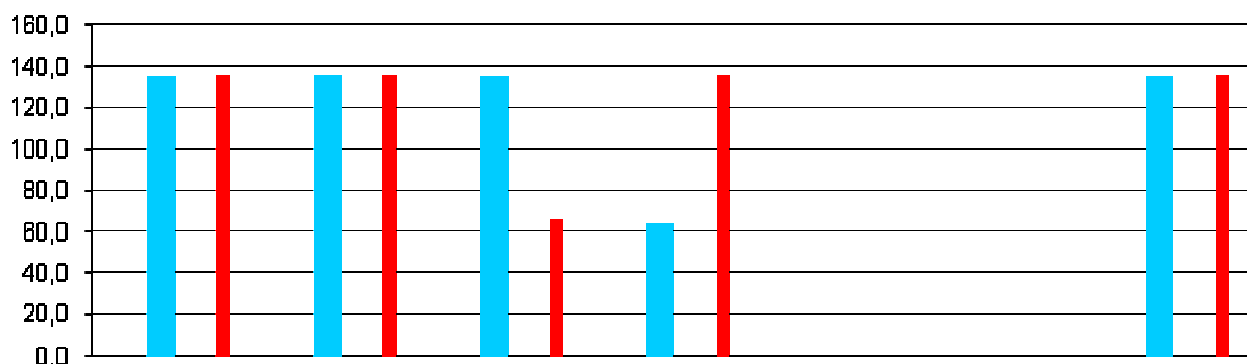


Abbildung 129: EA - Rücklieferung im Jänner [MW]

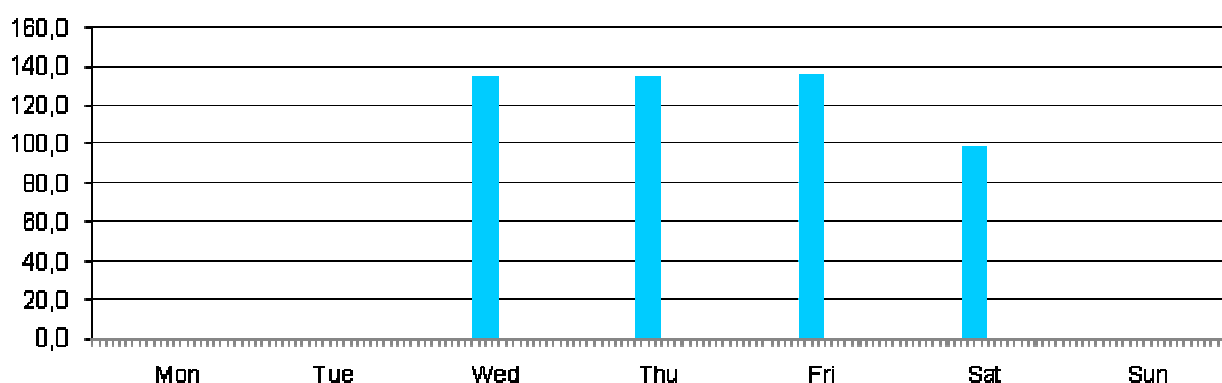


Abbildung 130: EA - Rücklieferung im April [MW]

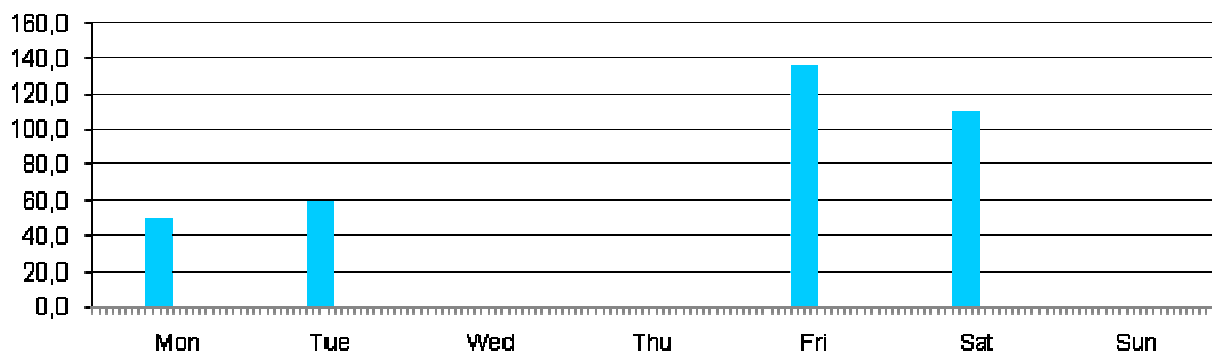


Abbildung 131: EA - Rücklieferung im Mai [MW]

Nach dem Mai erfolgt bis Jahresende keine Rücklieferung.

In dieser Konstellation müßte durch geeignete zentrale Steuerungsmaßnahmen eine gleichmäßigere Rücklieferung erreicht werden.

7.5 Szenarienvergleich

In der folgenden Tabelle sind einige Kennzahlen der gerechneten Szenarien zusammengefasst. Die Minima, Maxima und Energiewerte sind dabei für das gesamte Jahr 2020 angegeben.

	Einheit	NE	PR	HO	HP	FS	EA
Min. Sekundärleistung	[MW]	1015	1015	647	992	1047	933
Max. Sekundärleistung	[MW]	1905	2407	2330	2182	2057	2071
Sekundärenergie	[GWh]	12751	13673	13673	13667	13678	13677
Strom für Autos und Rückspeicherung	[GWh]	-	921	921	926	926	926
Max. Ladeleistung	[MW]	-	501	779	276	186	201
Max. Rückspeiseleistung	[MW]	-	501	519	276	186	201
Rückspeiseenergie	[GWh]	-	50	105	244	202	261

Tabelle 25: Szenarienvergleich

Die oben stehende Tabelle zeigt den großen Unterschied zwischen den Szenarien in Bezug auf Leistungsgrößen und Rückspeiseleistung. Im folgenden Kapitel wird der Einfluss dieser Unterschiede auf das Stromerzeugungssystem genauer dargestellt.

7.6 Auswirkungen der Betankungsszenarien auf das Stromversorgungssystem

Für das Wiener Versorgungssystem können keine wesentlichen zusätzlichen Kraftwerksbauten angenommen werden. Vorgesehen ist die Rehabilitation des Kraftwerks Leopoldau mit der derzeitigen Leistung sowie der Bau eines weiteren Gaskraftwerk nach 2012 (Standort möglicherweise in Simmering). Veränderungen durch den vermehrten Einsatz von Elektrofahrzeugen können sich daher im Wesentlichen nur in einer anderen Fahr/Betriebsweise der Kraftwerke bemerkbar machen.

In den folgenden Diagrammen werden jeweils fünf Jahreszeiten (1. Buchstabe der X-Achsenbezeichnung), ein Werktag und ein Wochenendtag (2. Buchstabe) und sieben Tageszeiten (3. Buchstabe) dargestellt. Es zeigt sich, dass die thermischen Kraftwerke in Wien hauptsächlich im Winter (1. und letzter Jahresteilbereich) eingesetzt werden. Das entspricht auch der tatsächlichen Fahrweise, bei der thermische Kraftwerke im Sommer teilweise für Wartungsarbeiten abgestellt werden und hauptsächlich Strom aus Wasserkraft bezogen wird. Im Winter wird ein Teil des im Sommer bezogenen Stroms wieder an das österreichische Netz zurückgeliefert und kein Strom im Spitzenlastbereich bezogen.

7.6.1 Das Grundszenario ohne Elektroautos (NE)

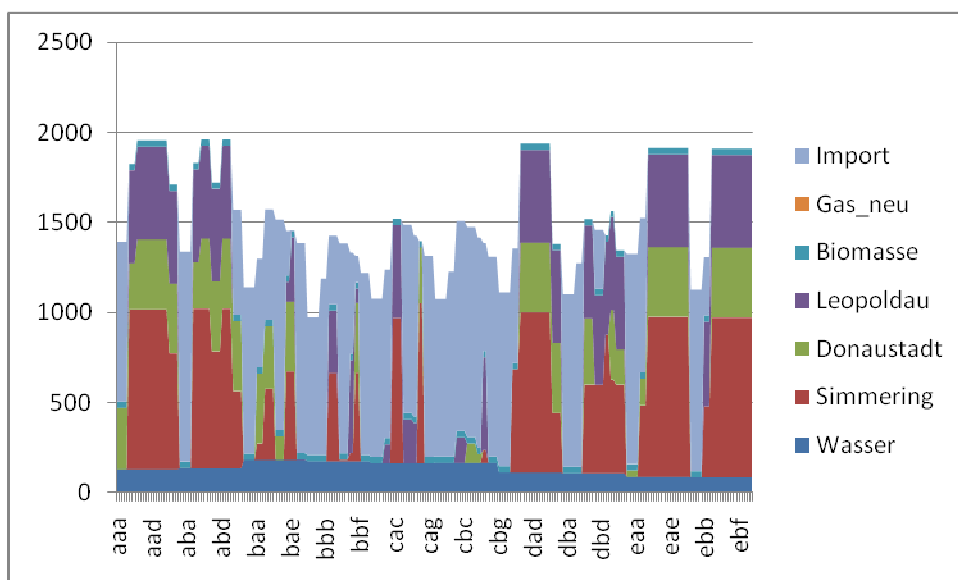


Abbildung 132: Grundszenario ohne Elektroautos

Die hier gezeigte Wiener Stromerzeugung entspricht nicht dem tatsächlichen Erzeugungsmuster. Diese Studie soll den optimalen Einsatz der heimischen Stromerzeugung bei einem gesteigerten Einsatz von Elektrofahrzeugen darstellen. Daher

wurden die derzeitigen Wartungszeiten nicht berücksichtigt sondern ein freier Einsatz der Kraftwerke unterstellt. In Summe werden jedoch die erforderlichen Wartungszeiten eingehalten. Weiters wird das Einsatzmuster der Kraftwerke wesentlich von den Annahmen der Erzeugung in Restösterreich und denen bezüglich der Import- und Exportpreise beeinflusst. Der Vergleich mit den folgenden Szenarien zeigt, dass die Wiener Stromerzeugung nicht wesentlich von den Annahmen bezüglich der Elektroautos beeinflusst wird.

7.6.2 Das Park&Ride Szenario (PR)

Das Park&Ride Szenario erhöht wie oben gezeigt den Stromverbrauch in der Tagesspitze, beeinflusst jedoch nicht die Erzeugung während der Nachtstunden und am Wochenende. Als Resultat zeigt sich, dass die Erzeugung während der Tagesspitze über das gesamte Jahr etwas erhöht wird - das Gesamtmuster verändert sich jedoch nicht wesentlich.

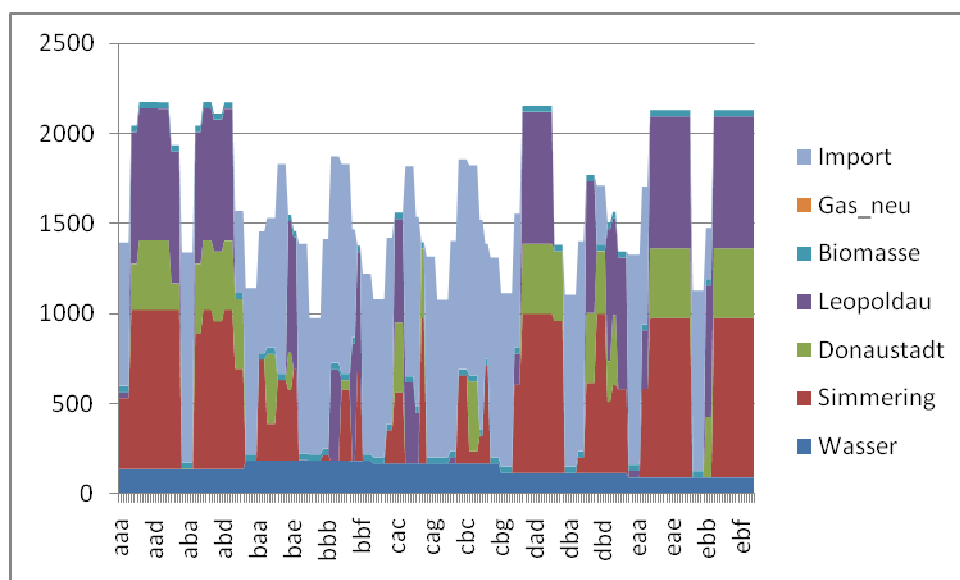


Abbildung 133: P&R Szenario

7.6.3 Das Heim Szenario (HO)

Das Szenario, das ausschließlich die Aufladung der Batterien während der Nachtstunden zulässt, zeigt einen wesentlichen Unterschied im Strombezug. Es kommt, im Gegensatz zum P&R-Szenario, zu einer starken Verflachung der Sommertagesimporte und einem Ansteigen der Nachtimporte. Damit wird der Stromimport fast zu einem Grundlastimport und sollte so deutlich billiger werden. Die Eigenerzeugung kann in der Tagesspitze etwas reduziert werden, wird aber etwas stärker spitzenlastträchtig.

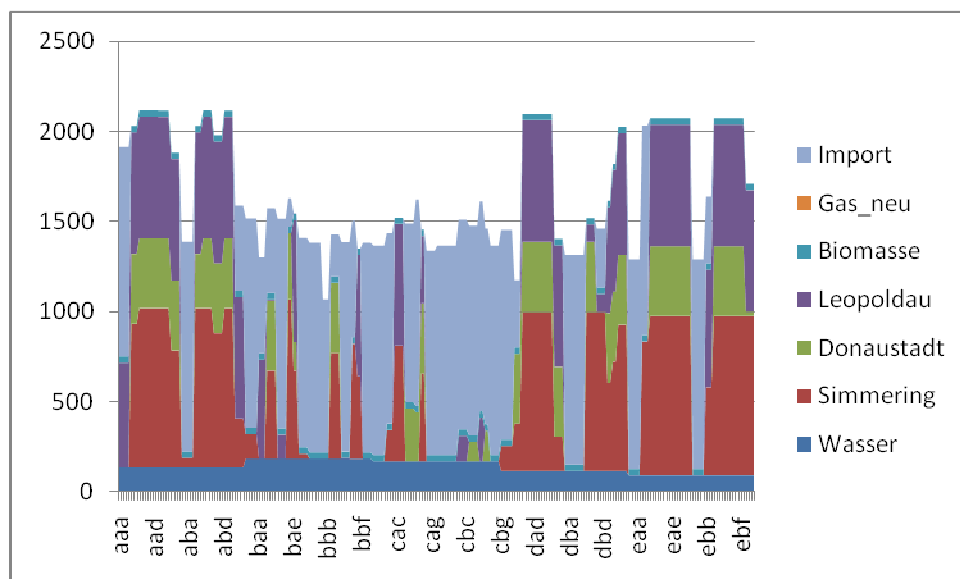


Abbildung 134: Heim Szenario

7.6.4 Das Heim und P&R Szenario (HP)

Dieses Szenario lässt den Stromaustausch während der Tages- und Nachtstunden zu, was zu einer leichten Erhöhung der Produktion in den Offpeakzeiten führt. Der in der Hochpreiszeit zurückgelieferte Strom wird großteils aus Wien exportiert und schafft so erhöhtes Einkommen aus Umschichtung von Stromverbrauch und Rückgabe.

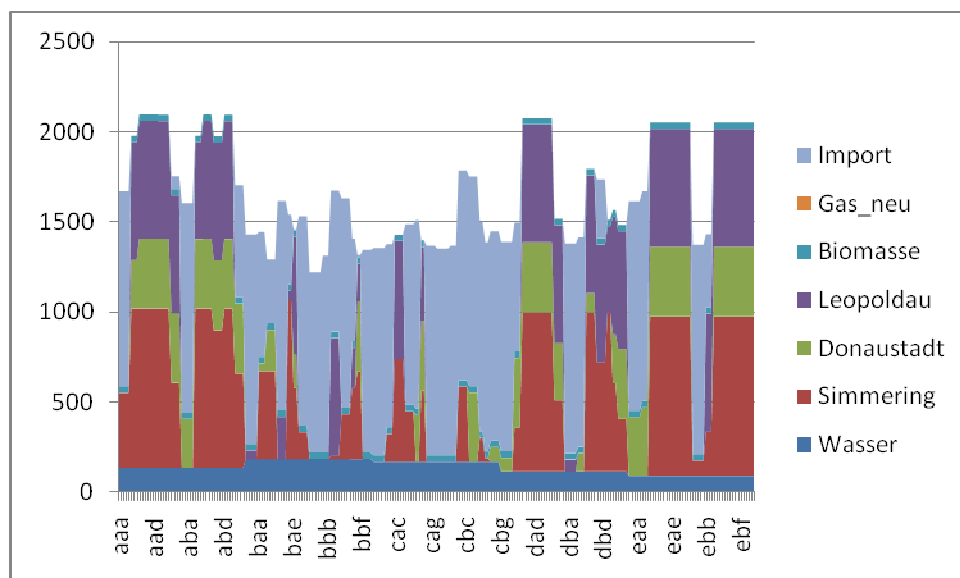


Abbildung 135: Heim & P&R Szenario

7.6.5 Das Tankstellen Szenario (FS)

Das Tauschen der Batterien und eine gleichmäßigere Verteilung der Lade- und Rückspeisemöglichkeiten hilft die Erzeugungskurve zu verflachen. Das hat hauptsächlich einen Einfluss auf den Stromimport, jedoch weniger auf die städtische

Stromproduktion. Es findet im Wesentlichen eine Umschichtung von Tagesbezug auf Nachtbezug statt.

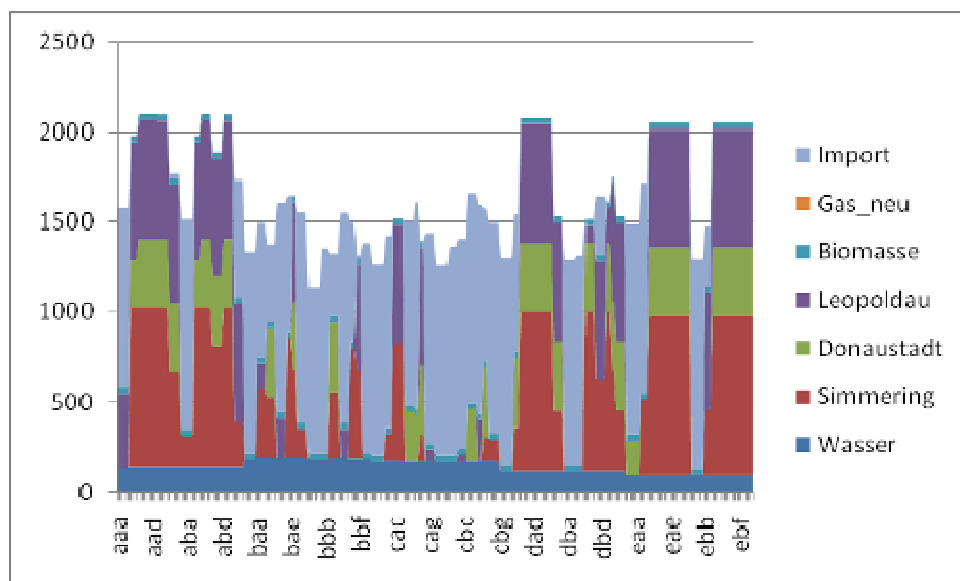


Abbildung 136: Tankstellen Szenario

7.6.6 Das überall und immer Szenario (EA)

Wie schon aus der Beschreibung der Effekte diese Szenarios ersichtlich zeigt sich ein starker Effekt auf die Glättung des Strombezugs plus eine Umverteilung von Niedrig- auf Hochpreiszeiten.

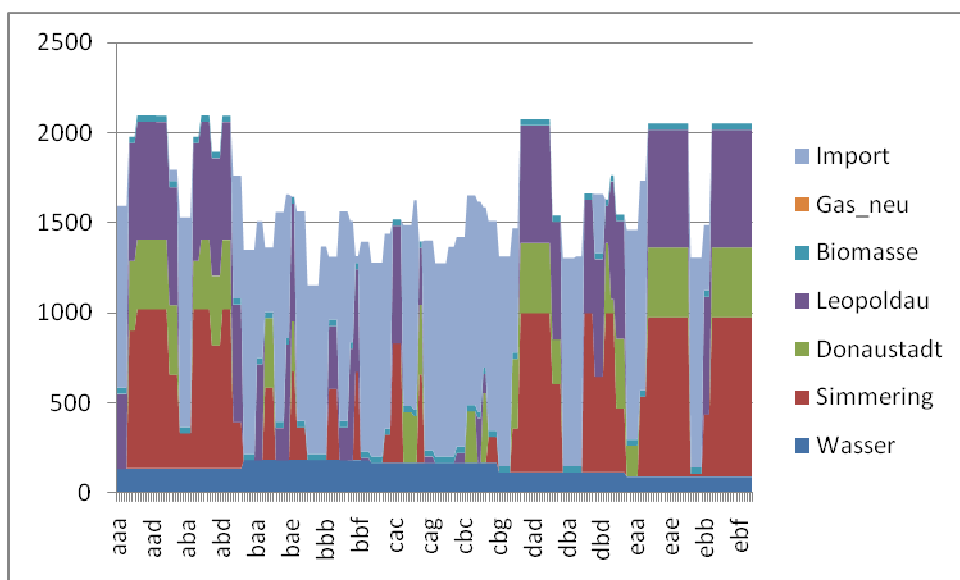


Abbildung 137: Das überall und immer Szenario

7.7 Übersicht: Stromerzeugung Wiens

Wie in den vorigen Übersichten gezeigt wurde können Elektroautos einen wesentlichen Einfluss auf die Verflachung der Stromerzeugung haben. Ganz wesentlich ist, welche Betankungsszenarien favorisiert werden, Weiters ist der Ausgleich zwischen Tag- und Nachtverbrauch genau zu beachten. Durch falsche Strategien kann sogar eine negative Beeinflussung der Lastkurve erreicht werden (z.B. PR-Szenario).

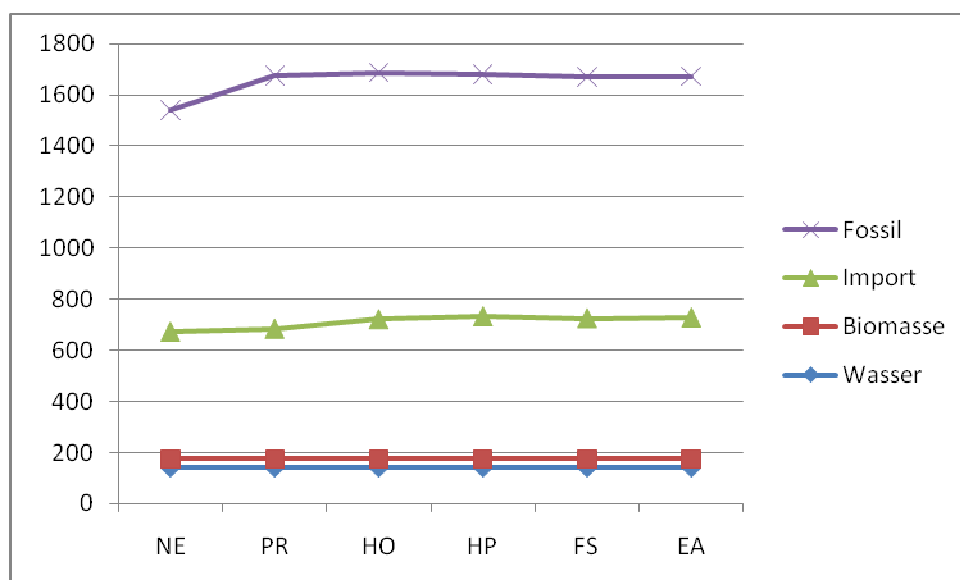


Abbildung 138: Jahresgesamtstromerzeugung 2020 in den verschiedenen Szenarien

Darstellung 21 zeigt, dass die Stromerzeugung aus Wiener fossilen Kraftwerken gegenüber dem Grundszenario je nach Betankungsszenario um 9.2 bis 14.4% ansteigt. Die Stromimporte steigen um 2.3 bis 11.7%. Durch die Planung entsprechender Kraftwerke könnte der Effekt der Elektrofahrzeuge auf Wien jedoch sicherlich erhöht werden. Auch eine angepasste Staffelung der Wartungszeiten könnte das Einkommen durch den verstärkten Einsatz von Elektrofahrzeugen erhöhen.

7.8 Bewertung der Auswirkungen und Umsetzungsbedingungen

Wie sich schon die Untersuchung der Veränderung der Wiener Stromerzeugung zeigt, ist der Einfluss der Elektroautos auf das gesamte österreichische Elektrizitätssystem sehr gering. Der Stromexport nach Wien steigt um etwa 100 bis 512 GWh an, was nur einen sehr kleinen Anteil der gesamtösterreichischen Erzeugung von ca. 70000 GWh darstellt.

7.9 Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen

Der höhere Gesamtwirkungsgrad von Elektroautos und der Ersatz von Erdölprodukten durch Gas wirken sich auf den CO₂-Ausstoß aus.

	NE	EA	FS	PR	HO	HP
Strom	5405	5880	5882	5899	5833	5883
Endverbrauch	1344	1340	1342	1346	1339	1344
Other_trp	2182	2182	2182	2182	2182	2182
Cars	1696	1120	1120	1120	1120	1120
Total	10628	10523	10526	10548	10474	10529

Tabelle 26: CO₂ - Emissionen

Die stärkere Absenkung der Emissionen im Fall HO (home only) ist durch den erhöhten Stromimport aus Restösterreich bewirkt, wo die durchschnittlichen CO₂ Emissionen der Stromerzeugung aufgrund des höheren Wasserkraftanteils geringer als in Wien sind. Insgesamt kommt es je nach Fall zu einer Emissionsreduktion um 0.75 bis 1.45 Prozent.

8 Volkswirtschaftliche und ökologische Bewertung der einzelnen Konzepte

8.1 Annahmen

Um betriebswirtschaftliche Konzepte und Strategien zu entwickeln sowie volkswirtschaftliche und ökologische Auswirkungen zu berechnen, gilt es im Vorhinein einige Annahmen zu treffen. Diese beziehen sich auf folgende Aspekte:

Essentiell für die Bewertung der Technologie sind angenommene Durchdringungsraten der Elektrofahrzeuge. Hierzu wurden 4 verschiedene Szenarien untersucht:

- Szenario A1 beschreibt das Energiestrategie-Szenario mit 250.000 EV im Jahr 2020.
- Szenario B1 untersucht die ökonomischen Auswirkungen für eine angenommene Penetration von 434.000 Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 (entspricht einem Anteil von 20% der gesamten Pendler).
- Szenario A2 beschreibt Szenario A1 mit einem höheren Mischpreis für Benzin/Diesel (2 €/l anstatt 1,2 €/l in Szenario A1) .
- Szenario B2 beschreibt Szenario B1 mit einem höheren Mischpreis für Benzin/Diesel (2 €/l anstatt 1,2 €/l in Szenario B1)

Folgende Abbildungen verdeutlichen die Entwicklung der Elektrofahrzeugzahlen in den verschiedenen Szenarien:

Entwicklung der Elektrofahrzeuganzahlen bis 2020

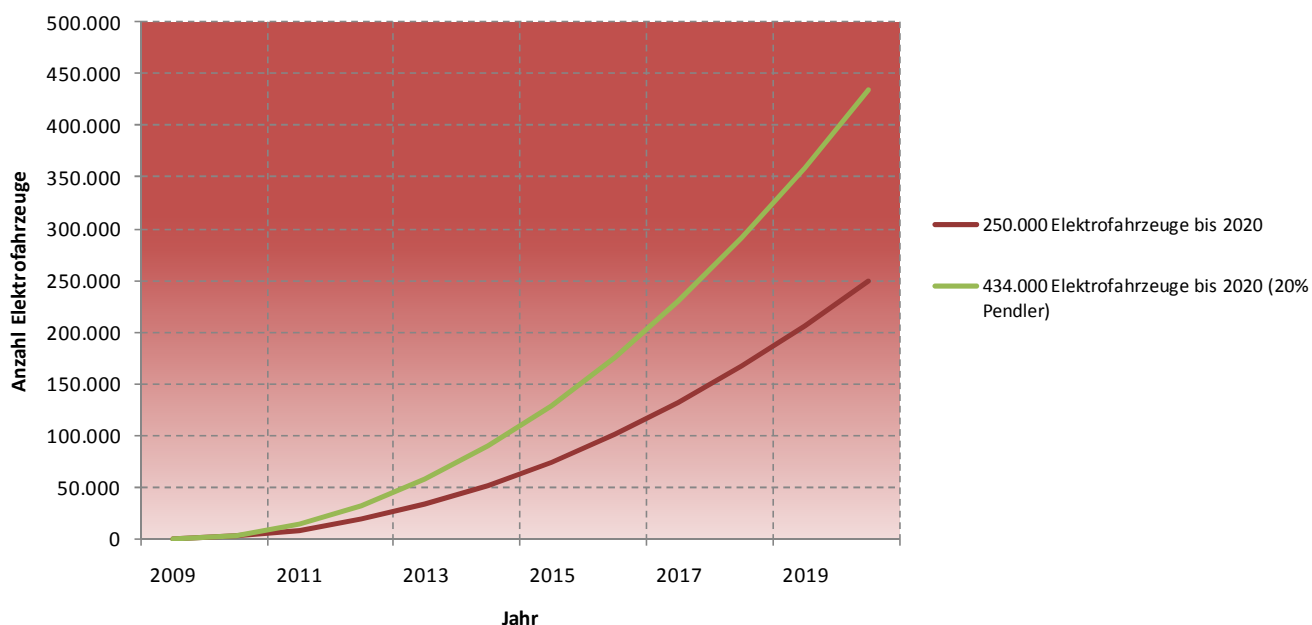


Abbildung 139: Entwicklung der Elektrofahrzeugpenetration in den beiden Szenarien bis 2020

Essentiell für die Bewertung der Technologie ist die Kostenentwicklung der Elektrofahrzeuge. Der Antriebsstrang entfällt, der Akkumulator und sein Managementsystem kommen im Fahrzeug hinzu. Anstatt eines Verbrennungsmotors wird ein Elektromotor benötigt. Für 2009 ergibt sich ein Preis von 500 €/kWh (Massenproduktion), also 15.000 € für einen 30 kWh Akku (Sauer, 2009). Die gesamten Mehrkosten im Jahr 2009 werden somit mit 15.000 €/Fahrzeug angenommen. Zudem wird vorausgesetzt, dass die Mehrkosten, die hauptsächlich auf den Akku entfallen, jährlich um 5% auf bis zu 3.000 €/Fahrzeug sinken. Der Verlauf der Mehrkosten bis 2050 ist in Abbildung 139 dargestellt.

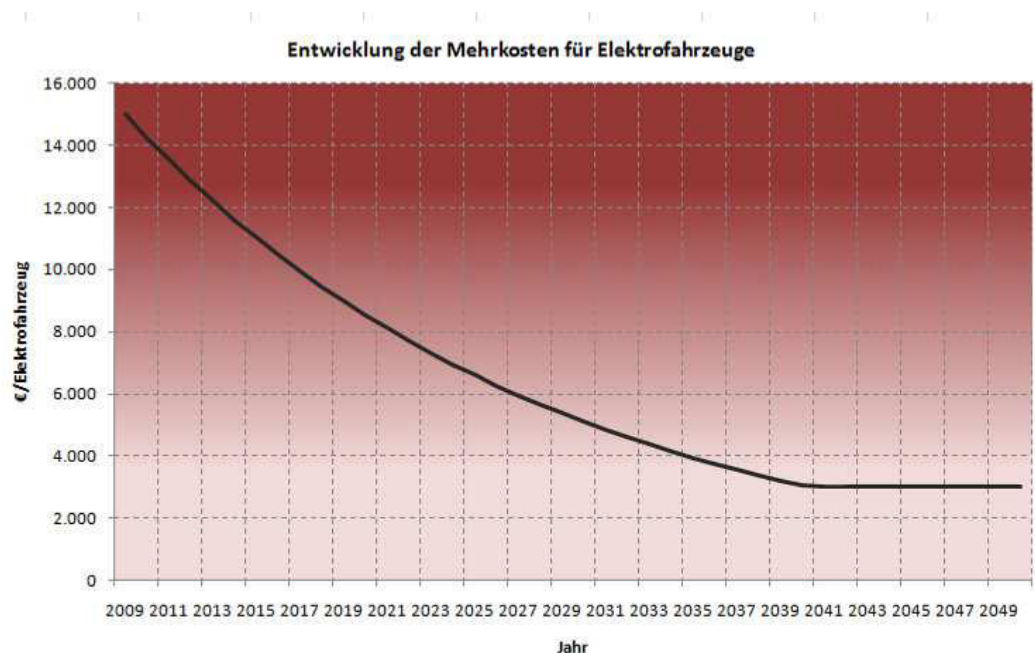


Abbildung 140: angenommene Entwicklung der Mehrkosten für Elektrofahrzeuge

Die Kosten pro Ladestation werden mit 1.000 € für private Ladestationen und 8.000 € für öffentliche Ladestationen mit Abrechnungselektronik und möglichen Netzausbau angenommen. Weitere Annahmen des Modells sind in der nachstehenden Tabelle dargestellt. Der Stromeinkaufspreis beträgt unter der Voraussetzung, dass dieser zu Baseloadpreisen gekauft wird und mit Kosten wie z.B. Anschlusskosten beaufschlagt wird, 100 €/MWh. Der Ölpreis wird mit 1,2 €/l in die Berechnung einbezogen. Der Energieverbrauch der Elektrofahrzeuge beträgt aufgrund der Annahme eines vermehrten Einsatzes im Stadt- bzw. des stadtnahen Verkehrs 15 kWh/100 km, der durchschnittliche Ölverbrauch eines konventionellen Fahrzeugs ca. 6,5 l/100 km. Die jährliche Kilometerleistung in Österreich (2009) liegt für Dieselfahrzeuge bei ca. 16.000 km, bei Benzinfahrzeugen bei ca. 12.000 km (Statistik Austria, 2006, S. 28), somit wurde mit einem Mittelwert von 14.000 km/Jahr gerechnet. Aufgrund des höheren Fahrzeugwertes wird eine Steigerung der Versicherungskosten angenommen.

Konsum (Fahrenergie)		Delta Betriebskosten	
Stromeinkaufspreis (€/kWh)	0,10	Instandhaltung/Werkstätten (€)	-370
Ölpreis (Tanken) (€/l)	1,20	Versicherungen	1,5%
Energieverbrauch		Steuersätze	
Strom (kWh/100 km)	15	MöSt (EUR/l)	0,41
Öl (l/100 km)	6,5	Elektrizitätsabgabe (€/kWh)	0,015
jährl. Kilometerleistung (km)	14.000	CO2-Preis (€/t)	15

Tabelle 27: ausgewählte Parameter für die Kalkulation

8.2 Betriebswirtschaftliche Aspekte

In diesem Kapitel sollen die betriebswirtschaftlichen Folgen einer Einführung des Vehicle to Grid Systems abgeschätzt werden. Es sind verschiedenste Akteure beteiligt (vgl. Abbildung 141).

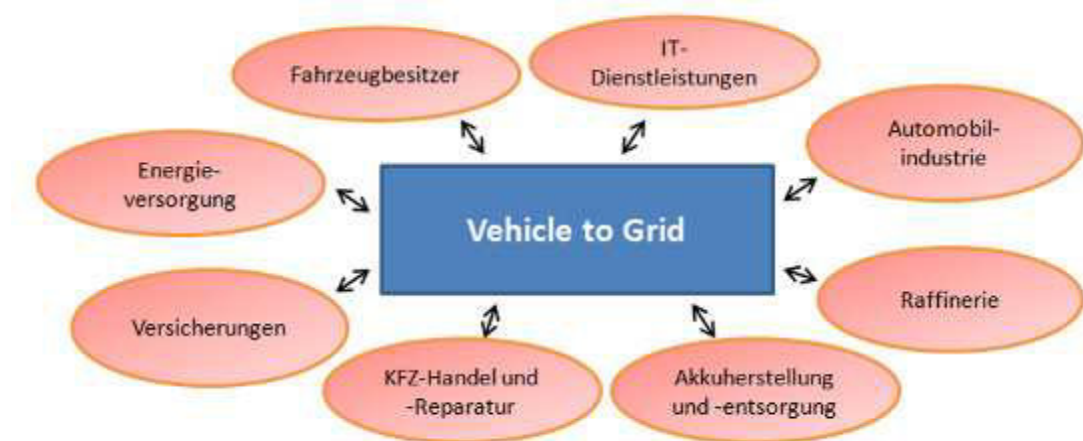


Abbildung 141: Vom V2G-System betroffene Akteure

Für jeden einzelnen Marktteilnehmer existieren individuelle Vor- und Nachteile, die in diesem Kapitel ökonomisch bewertet werden. Basierend auf diesen Auswirkungen wird eine Strategie entwickelt, die eine erfolgreiche Marktdurchdringung ermöglicht.

8.2.1 Fahrzeugbesitzer

Für den Fahrzeugbesitzer ergeben sich durch die relativ hohen Mehrkosten des Elektrofahrzeuges größere Investitionskosten, die durch die – im Vergleich zum konventionellen Fahrzeug - sehr geringen Betriebskosten ausgeglichen werden.

Die betriebswirtschaftliche Betrachtung zeigt, dass gerade zu Beginn staatliche Subventionen nötig sind, um die Mehrausgaben für ein Elektrofahrzeug zu kompensieren. Die Lebensdauer des Akkus wurde in diesem Zuge mit 8 Jahren angenommen, sodass eine Amortisation in diesem Zeitraum wünschenswert wäre. Um die nötigen Anreize für den Kauf von Elektrofahrzeugen zu schaffen wurde die Subvention so gewählt, dass bei einer Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt und ohne Berücksichtigung der Investitionen für die Infrastruktur eine Amortisationszeit von 8 Jahren erreicht wird. Für die bidirektionalen Ladestationen wird eine 30%ige Investitionsförderung bis 2020 pro bidirektionale Ladestation vorausgesetzt.

Die Auswirkungen dieser Kosten auf den Elektrofahrzeug-Nutzer sollen in 3 Szenarien untersucht werden:

- Teilnahme am Spotmarkt (150 €/EV*Jahr)

- Teilnahme am Tertiärregelmarkt (200 €/EV*Jahr)
- Teilnahme am Sekundärregelmarkt (600 €/EV*Jahr)

Die folgende Graphik verdeutlicht die Ergebnisse in Form der Amortisationsdauer, die durch eine Teilnahme an den Regelmärkten deutlich verkürzt würde. Sind für eine Teilnahme am Sekundärregelmarkt alle Aspekte erfüllt und kann eine entsprechende Kollektivgröße erreicht werden, um an diesem Markt teilzunehmen, sind die Mehrkosten nach 5 ½ Jahren kompensiert. Ab diesem Zeitpunkt erwarten den Fahrzeugnutzer nur mehr Mehreinnahmen im Vergleich zum konventionellen Fahrzeug. Können nur ca. 200 €/Jahr durch V2G eingenommen werden, beläuft sich die Amortisationsdauer auf 8,5 Jahre, d.h. ein Elektrofahrzeug verursacht über seine Lebensdauer betrachtet bis zum Jahr 2020 nahezu die gleichen Kosten wie ein vergleichbares konventionelles Fahrzeug. Ab 2018 beträgt die Amortisationsdauer ohne Förderung unter 8 Jahren.

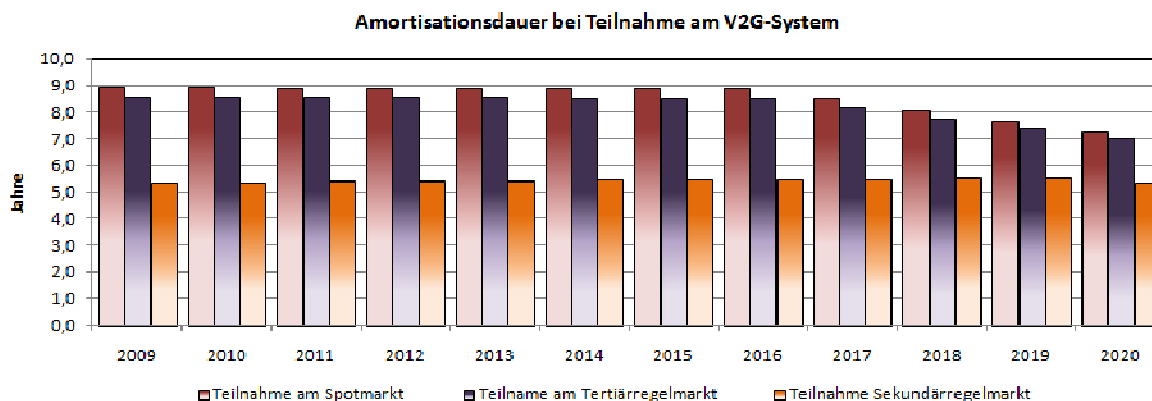


Abbildung 142: Amortisationsdauer bei Teilnahme am V2G-System bis 2020 unter verschiedenen Annahmen einer V2G-Vergütung

Die folgende Abbildung zeigt, dass sich das System ab 2018 rechnet. Ab diesem Zeitpunkt können die Mehrkosten des Fahrzeugs bereits ohne etwaige Förderungen über die Lebensdauer kompensiert werden. Die Amortisationsdauer liegt ab 2028 unter fünf Jahren, bei Teilnahme am Sekundärregelmarkt mit den angenommenen Erträgen bei ca. drei Jahren. Da nicht mit weiteren Kostensenkungen des Akkus zu rechnen ist, pendelt sich die Amortisation zwischen zwei und drei Jahre ein.

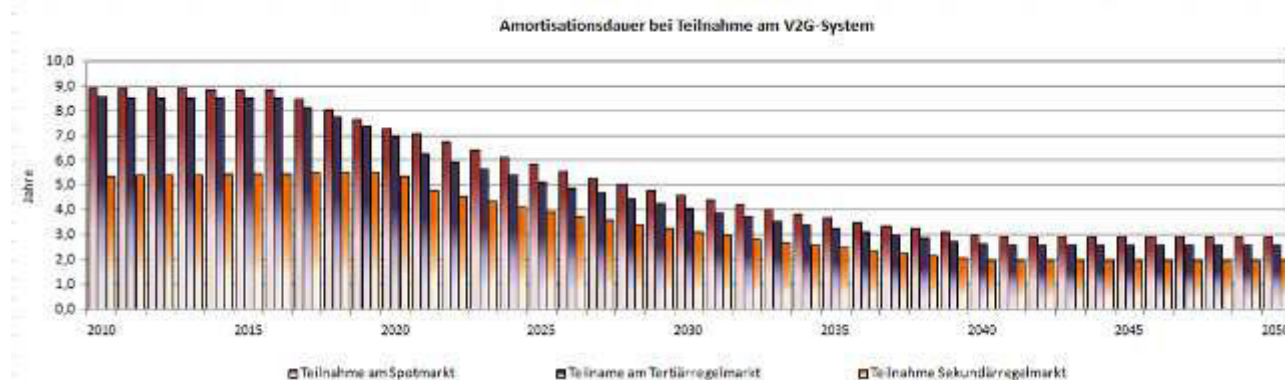


Abbildung 143: Amortisationsdauer bis 2050

Mit steigender Elektrofahrzeugpenetration können demzufolge erhebliche Einsparungen im Vergleich zum konventionellen Fahrzeug erzielt werden. Können die erheblichen Akkukosten gesenkt werden, ist das System äußerst lukrativ. Eine Teilnahme am V2G-System kann besonders in der Anfangsphase stark technologiefördernd wirken.

8.2.2 Automobilindustrie

In der Automobilindustrie führen eine andere Fahrzeugarchitektur durch die Elektrifizierung zu einer Veränderung des Anteils einzelner Komponenten am Fahrzeugwert. Dies bedeutet, dass in der Herstellung einzelner Komponenten Umsatzanteile verloren gehen, für andere Komponenten gilt das Gegenteil. Für die Wirkung eines V2G-Systems, bzw. die breite Einführung von Elektrofahrzeugen, ist ausschlaggebend, wie schnell sich die betroffenen Industrien umstellen und inwieweit Verluste kompensiert werden können.

Die Umstellung der Produktion auf Elektrofahrzeuge hat einen negativen Einfluss auf Hersteller von Verbrennungsmotoren, Kupplungen und Getrieben, bietet dagegen aber Chancen im Bereich Elektroenergiespeicher, Elektromotoren, Radsystem, Bremsanlage, Bordelektrik und Elektronik.

Die nächste Abbildung gibt die in der Automobilindustrie betroffenen Bereiche wieder.

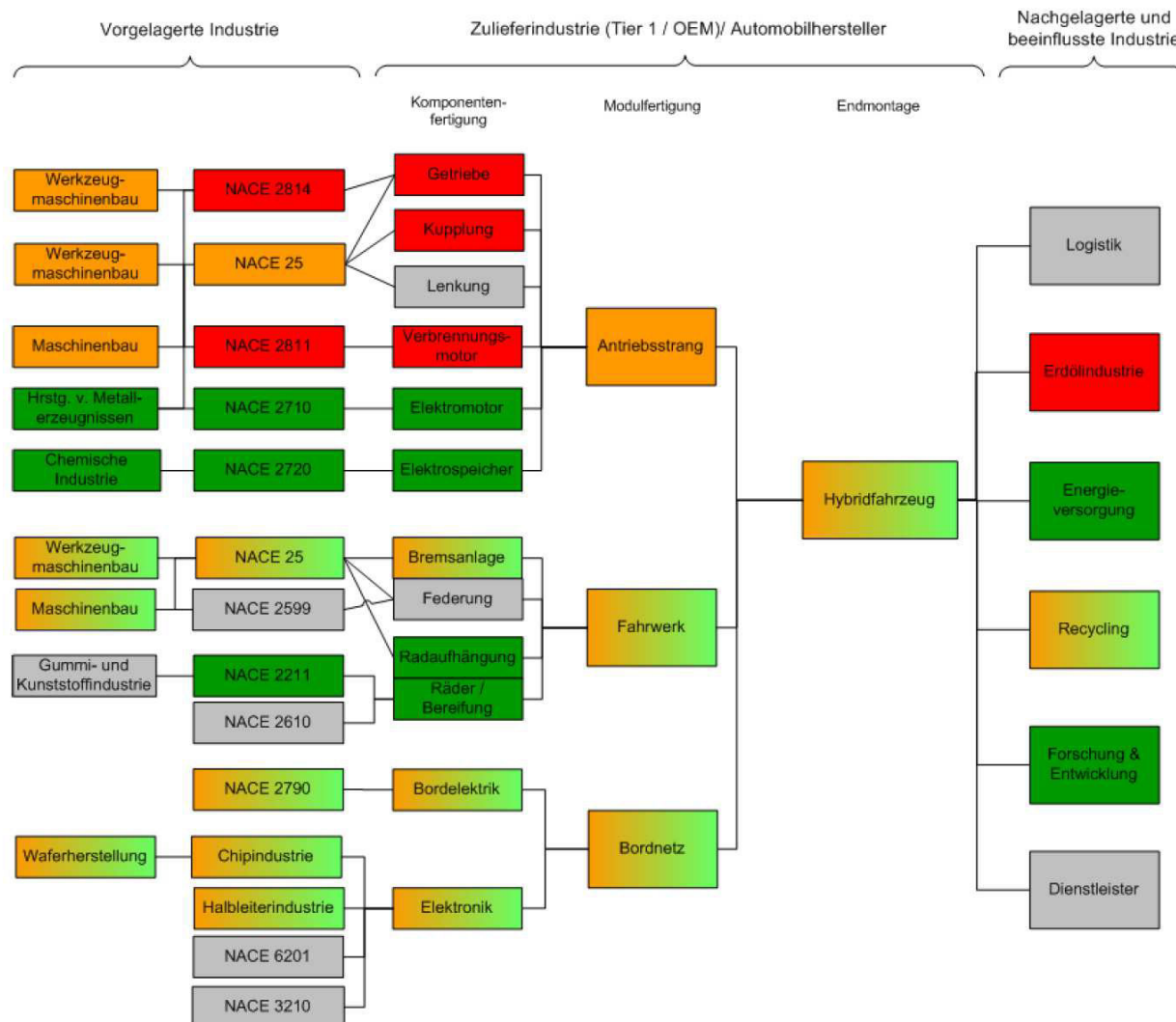


Abbildung 144: Betroffene Bereiche in der Automobilindustrie. Rot: negative Auswirkungen, orange: vorwiegend negative Auswirkungen, grün/orange: Auswirkungen kaum abschätzbar, hellgrün: vorwiegend positive Auswirkungen, grün: positive Auswirkungen, grau: keine Effekte

Die Auto- und Autozulieferindustrie in Österreich ist mit 30 Mrd. Euro Wertschöpfung und ca. 175.000 Beschäftigten eine der wichtigsten Branchen im Land. Innovation ist äußerst wichtig, damit die heimische Automobilindustrie gestärkt aus einem zukünftigen Strukturwandel hervorgeht.

Die Struktur der am stärksten betroffenen Branchen in der Automobilindustrie geben die folgenden Abbildungen wieder.

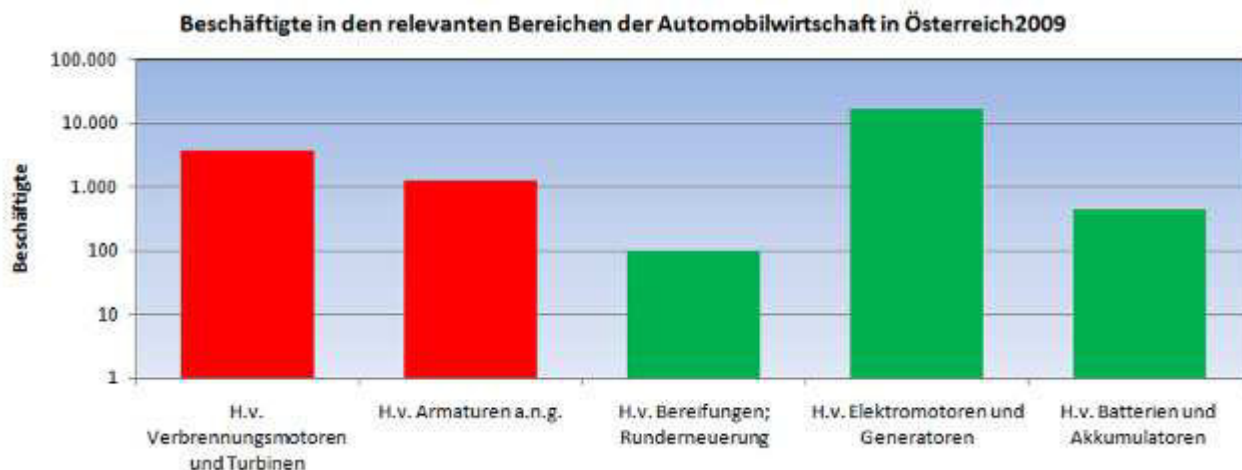


Abbildung 145: Beschäftigungszahlen Automobilindustrie Österreich 2009

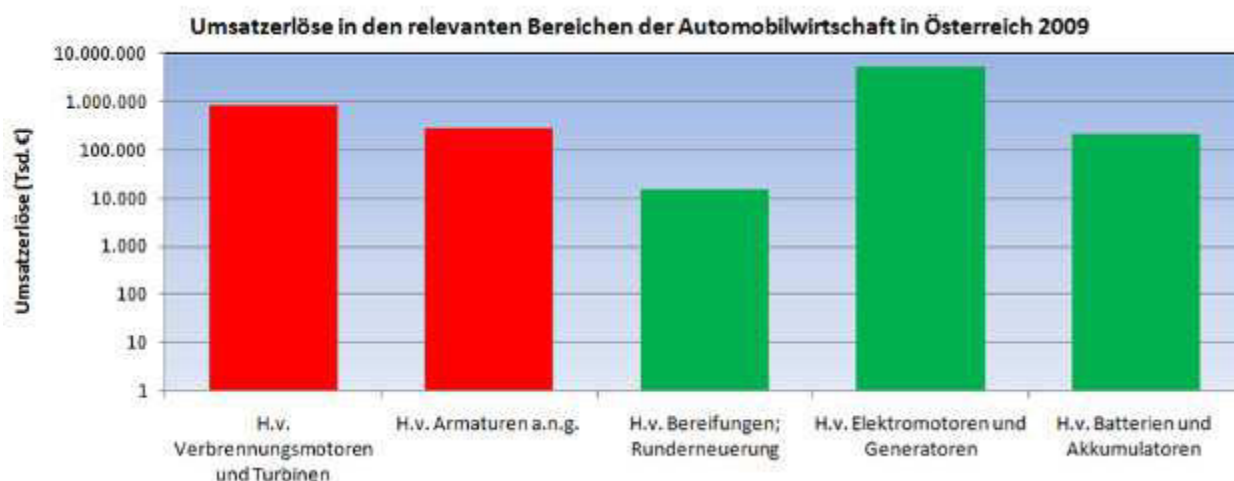


Abbildung 146: Umsatzerlöse Autoindustrie Österreich 2009

Die Analyse dieser Graphiken verdeutlicht, dass in Österreich bereits ein großes Know-how in der Herstellung von Elektromotoren und Generatoren und in der Herstellung von Akkus und Batterien vorhanden ist. Wird es eine deutliche Nachfragesteigerung nach Elektrofahrzeugen geben, werden die Unternehmen in diesen Branchen dementsprechend profitieren.

Die Vor- und Nachteile für die österreichische Automobilindustrie sind anhand einer SWOT-Analyse dargestellt.

STÄRKEN Nutzen des vorhandenen Know-hows im Bereich Elektromotoren und Akkumulatoren	SCHWÄCHEN Umsatzverluste bei Verbrennungsmotoren und Turbinen sowie Armaturen
CHANCEN Aufbau neuer Strategiefelder	GEFAHREN Strategiefelder werden in Richtung E-Mobility aufgebaut, die Elektromobilität setzt sich aber nicht durch

Abbildung 147: SWOT- Analyse

8.2.3 Energieversorger

Die Elektrizitätsbranche wird durch einen zusätzlichen Stromabsatz positiv beeinflusst. Bei einer Einführung von Elektromobilität bis eine Million Fahrzeuge und in Hinblick auf eine Effizienzsteigerung in der Energienachfrage sind kaum zusätzliche Investitionen erforderlich, da diese Mengen grundsätzlich mit dem jetzigen Kraftwerkspark abgedeckt werden können. Eine Lastverschiebung hinsichtlich eines vermehrten Absatzes von Grundlaststrom und dessen Auswirkungen auf möglicherweise notwendige Kraftwerksinvestitionen lässt sich derzeit allerdings kaum berechnen.

Der zusätzliche Strombedarf hält sich allerdings in Grenzen (bei 250.000 EV ca. 1%),

Deutliche Mehreinnahmen durch Stromverkauf sind aufgrund des geringen Energieverbrauchs der Elektrofahrzeuge kaum zu erwarten, ein Mehrabsatz könnte vielmehr durch kerngeschäftsnahen Angebote wie der Ausbau der Ladeinfrastruktur und technische Services sowie Abrechnungs- und Kundenservices als auch durch eine Ausdehnung der Aktivitäten über das klassische Kerngeschäft hinaus (z.B. Akkuleasing) erzielt werden.

Die Stromverbrauchsanalyse über einen durchschnittlichen Werktag zeigt, dass die bestehende Netzinfrastruktur ausreichend ist und kein zusätzlicher Netzausbau im Verteilernetzbereich notwendig ist. Die CO₂-Emissionen, die von PKWs mit Verbrennungsmotoren verursacht werden, würden um 16% reduziert. Bei einem Anteil von 100% Elektrofahrzeugen (etwa 5 Millionen) wären allerdings Adaptionen am Verteilernetz notwendig.

Bei flächendeckender Einführung sind 16.200 Ladestationen in ganz Österreich notwendig. Setzt man den Schwerpunkt auf die Städte, wie es derzeit der Fall ist, sind

2.800 Ladestationen notwendig. Investitionskosten für Ladestationen und Netzanschluß betragen ca. 111 Mio. Euro.

8.3 Abschätzung der Vor- und Nachteile in Bezug auf die Volkswirtschaft

8.3.1 Methodik

Die volkswirtschaftliche Abschätzung wird anhand des volkswirtschaftlichen Kreislaufmodells vollzogen. Bezug genommen wird dabei auf die drei Sektoren (vgl. nachstehende Abbildung)

- Haushalt
- Unternehmen
- Staat

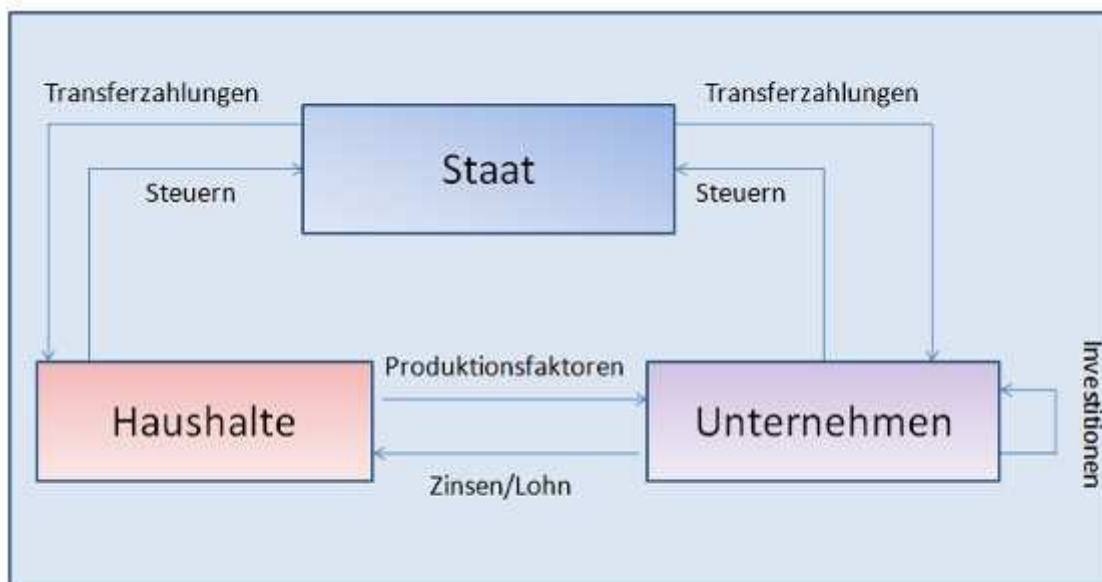


Abbildung 148: Schema Methodik VWL

Unter Transferzahlungen werden geldwerte Leistungen des Staates ohne marktgerechte Gegenleistungen verstanden (z.B. Subventionen). Im Modell wurden ausschließlich indirekte Steuern berücksichtigt. Diese werden an die Erwerber von Gütern oder Faktoren weitergegeben (Umsatzsteuer, Mineralölsteuer), Vermögens- und Einkommenssteuer etc. sind in diesem Zusammenhang nicht relevant.

Des Weiteren wurden keine Zinsen und Löhne von den Unternehmen an die Haushalte einbezogen, hier werden lediglich Veränderungen am Arbeitsmarkt in den einzelnen Polen/Branchen bzw. Umsatzdifferenzen berücksichtigt. Als Produktionsfaktor wird ausschließlich Kapital einberechnet.

Somit ergeben sich folgende volkswirtschaftliche Unterteilungen:

- Konsum Privat (Treibstoff, Wartungskosten, Versicherung,..., indirekt: Steuern)

- Investitionen Privat (Produktionsfaktoren, indirekt: Steuern/Transferzahlungen)
- Produktion Unternehmen (Veränderungen führen zu veränderten Zinsen/Löhnen, Investitionen und Steuern)
- Investitionen Unternehmen (Produktionsanlagen)
- Investitionen öffentlich (indirekte Transferzahlungen)
- Staat (Steuern/Transferzahlungen)
- Externalitäten (Schadstoffe, z.B.: CO₂- Emissionen, Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, Gesundheit,...)

Der Anteil der österreichischen Unternehmensumsätze am Bau und Vertrieb der Elektrofahrzeuge und der Ladestationen wird mit 20% angenommen, wobei der Exportanteil 70% beträgt.

Außer den Auswirkungen auf den privaten Konsum/Investitionen, auf Produktionsumsätze und Investitionstätigkeiten von Unternehmen bzw. staatliche Investitionen und Steuern etc. wurden in der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung auch externe Kosten berücksichtigt. Diese setzen sich aus Kosten für die Abhängigkeit von fossiler Energie, gesundheitliche Folgeschäden, Verkehrslärm und Luftverschmutzung zusammen. Die Daten für die Einsparungen der externen Kosten aufgrund einer verringerten Abhängigkeit von fossilen Energieträgern orientieren sich an den Militärausgaben der USA und Westeuropas für den Nahen und Mittleren Osten und der zwei Golfkriege (Plesch et al., 2005). Die externen Verkehrskosten für den Lärm, Luftverschmutzung und Krankheiten entstammen einer VCÖ Studie (Rauh, 2005).

8.3.2 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung vorgestellt und diskutiert werden. Die nachstehenden Tabellen geben die berechneten Ergebnisse wieder.

Szenario A1 (250.000 EV; Spritpreis 1,2 €/l)														
Zusammenfassung		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe
Konsum Privat	t €	180	1.867	7.013	15.739	28.155	44.361	64.445	88.485	116.553	148.709	185.011	225.505	925.842
Investitionen Privat	t €	-336	-3.309	-11.321	-22.850	-37.976	-56.767	-79.289	-105.604	-135.781	-169.809	-206.372	-242.049	-1.071.128
Produktion Unternehmen	t €	2.188	19.184	54.309	84.986	111.494	138.114	157.753	173.945	188.381	209.829	240.955	266.953	1.645.904
Investitionen Unternehmen	t €	-113	-477	-1.239	-1.924	-2.537	-3.216	-3.726	-4.180	-4.612	-5.209	-6.024	-6.748	-39.892
Investitionen öffentlich	t €	-5.033	-5.310	-5.929	-6.548	-7.167	-7.787	-8.406	-9.025	-9.645	-10.264	-10.883	-11.502	-92.467
Staat	t €	-6.328	-15.985	-34.566	-49.631	-61.552	-70.675	-77.323	-81.798	-84.526	-85.760	-83.564	-76.939	-722.317
Extern	t €	54	557	1.995	4.399	7.779	12.142	17.495	23.848	31.207	39.581	48.977	59.403	247.382
Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung														
	t €	-9.387	-3.473	10.262	24.171	38.196	56.172	70.948	85.672	101.577	127.077	168.099	214.623	893.325

Tabelle 28: Szenario A1 – 250.000 EV, Spritpreis 1,2 €/l

Szenario B1 (434.000 EV; Spritpreis 1,2 €/l)														
Zusammenfassung		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe
Konsum Privat	t €	180	3.108	12.042	27.195	48.757	76.899	111.777	153.525	202.267	258.111	321.153	391.477	1.606.312
Investitionen Privat	t €	-336	-5.615	-19.528	-39.551	-65.818	-98.452	-137.566	-183.265	-235.661	-295.068	-361.803	-435.893	-1.878.221
Produktion Unternehmen	t €	2.188	33.347	94.346	147.623	193.658	239.884	273.989	302.110	326.091	364.427	418.483	463.633	2.857.590
Investitionen Unternehmen	t €	-113	-781	-2.103	-3.292	-4.357	-5.537	-6.422	-7.210	-7.939	-8.997	-10.413	-11.671	-68.722
Investitionen öffentlich	t €	-5.033	-5.538	-6.613	-7.689	-8.764	-9.840	-10.915	-11.991	-13.066	-14.142	-15.217	-16.293	-120.067
Staat	t €	-6.328	-24.021	-56.289	-82.453	-103.155	-118.999	-130.544	-138.316	-142.946	-145.195	-141.382	-129.877	-1.213.176
Extern	t €	54	926	3.422	7.598	13.467	21.043	30.340	41.372	54.151	68.693	85.011	103.118	429.140
Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung														
	t €	-9.387	1.426	25.277	49.431	73.786	104.998	130.657	156.226	182.898	227.830	295.832	364.495	1.612.856

Tabelle 29: Szenario B1 – 434.000 EV, Spritpreis 1,2 €/l

Szenario A2 (250.000 EV; 2 €/l)														
Zusammenfassung		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe
Konsum Privat	t €	180	3.056	11.422	25.515	45.446	71.313	103.204	141.199	185.368	235.773	292.469	355.505	1.470.269
Investitionen Privat	t €	-336	-4.499	-15.730	-32.627	-55.266	-83.718	-117.905	-155.933	-197.322	-241.067	-283.545	-318.273	-1.505.887
Produktion Unternehmen	t €	2.188	18.976	53.537	83.275	108.468	133.398	150.970	164.720	176.339	194.593	222.150	244.203	1.550.629
Investitionen Unternehmen	t €	-113	-477	-1.239	-1.924	-2.537	-3.216	-3.726	-4.180	-4.612	-5.209	-6.024	-6.748	-39.892
Investitionen öffentlich	t €	-5.033	-5.310	-5.929	-6.548	-7.167	-7.787	-8.406	-9.025	-9.645	-10.264	-10.883	-11.502	-92.467
Staat	t €	-6.328	-7.635	-9.686	-8.650	-4.899	1.221	8.240	1.371	-7.676	-15.921	-22.457	-32.316	-98.406
Extern	t €	54	557	1.995	4.399	7.779	12.142	17.495	23.848	31.207	39.581	48.977	59.403	247.382
Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung														
	t €	-9.387	4.668	34.370	63.441	91.824	123.352	149.872	162.000	173.659	197.486	240.686	290.272	1.531.630

Tabelle 30: Szenario A2 – 250.000 EV, Spritpreis 2,0 €/l

Szenario B2 (434.000 EV; 2 €/l)														
Zusammenfassung		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe
Konsum Privat	t €	180	5.088	19.615	44.088	78.699	123.620	179.003	244.985	321.690	409.225	507.686	617.157	2.550.856
Investitionen Privat	t €	-336	-7.595	-27.100	-56.445	-95.761	-145.173	-204.544	-270.585	-342.476	-418.960	-498.033	-578.133	-2.644.804
Produktion Unternehmen	t €	2.188	33.000	93.021	144.666	188.418	231.708	262.224	286.104	305.192	337.982	385.840	424.139	2.692.295
Investitionen Unternehmen	t €	-113	-781	-2.103	-3.292	-4.357	-5.537	-6.422	-7.210	-7.939	-8.997	-10.413	-11.671	-68.722
Investitionen öffentlich	t €	-5.033	-5.538	-6.613	-7.689	-8.764	-9.840	-10.915	-11.991	-13.066	-14.142	-15.217	-16.293	-120.067
Staat	t €	-6.328	-9.503	-13.064	-11.265	-4.750	5.877	18.067	6.137	-9.944	-23.892	-35.244	-52.365	-129.946
Extern	t €	54	926	3.422	7.598	13.467	21.043	30.340	41.372	54.151	68.693	85.011	103.118	429.140
Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung														
	t €	-9.387	15.597	67.177	117.662	166.951	221.698	267.753	288.813	307.608	349.910	419.630	485.952	2.708.752

Tabelle 31: Szenario B2 – 434.000 EV, Spritpreis 2,0 €/l

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung (2010-2020)					
		Szenario A (250.000 EV)		Szenario B (434.000 EV - 20% der Pendler)	
		A1 (Treibstoff 1,2 €/l)	A2 (Treibstoff 2,0 €/l)	B1 (Treibstoff 1,2 €/l)	B2 (Treibstoff 2,0 €/l)
Konsum Privat	t €	925.842	1.470.269	1.606.312	2.550.856
Investitionen Privat	t €	-1.071.128	-1.505.887	-1.878.221	-2.644.804
Produktion Unternehmen	t €	1.645.904	1.550.629	2.857.590	2.692.295
Investitionen Unternehmen	t €	-39.892	-39.892	-68.722	-68.722
Investitionen öffentlich	t €	-92.467	-92.467	-120.067	-120.067
Staat	t €	-722.317	-98.406	-1.213.176	-129.946
Externalitäten	t €	247.382	247.382	429.140	429.140
Bruttowertschöpfung	t €	893.325	1.531.630	1.612.856	2.708.752
zusätzliche Beschäftigte	-	892	864	1.520	1.470

Tabelle 32: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung V2G

Aus der obenstehenden volkswirtschaftlichen Betrachtung lassen sich folgende Rückschlüsse für die Szenarien A (A1 & A2) und B (B1 & B2) ableiten:

Szenario A1:

- Im Szenario A1 ergibt die volkswirtschaftliche Gesamtrechnung einen Mehrwert von ca. **893 Mio. €**, wobei der Großteil (1.645 Mio. €) in der Wertschöpfungskette bei der Herstellung von EV anfällt
- Vom Staat werden Subventionen in der Höhe von ca. 722 Mio. € zugeschossen
- Ohne die staatlichen Subventionen bleibt noch immer ein Mehrwert von ca. **171 Mio. €** übrig (€ 893 Mio. € - 722 Mio. €)

Szenario B1:

- Im Szenario B1 ergibt die volkswirtschaftliche Gesamtrechnung einen Mehrwert von ca. **1.612 Mio. €**, wobei der Großteil (2.857 Mio. €) in der Wertschöpfungskette bei der Herstellung von EV anfällt
- Vom Staat werden Subventionen in der Höhe von ca. 1.213 Mio. € zugeschossen
- Ohne die staatlichen Subventionen bleibt noch immer ein Mehrwert von ca. **399 Mio. €** übrig (€ 1.612 Mio. € - 1.213 Mio. €)

Neben den beiden Grundszenarien A1 und B1 wurde in beiden Fällen eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in der die Treibstoffpreise von 1,2 €/l auf 2,0 €/l erhöht wurden.

Im Szenario A2 kommt es zu einem Anstieg des volkswirtschaftlichen Mehrwerts von ca. **71,4 %** (von 893 Mio. € auf 1.531 Mio. €)

Im Szenario B2 erhöht sich der volkswirtschaftliche Mehrwert um ca. **68,0 %**.

8.4 Betrachtung der ökologischen Auswirkungen der einzelnen Konzepte

8.4.1 Einführung

Die Reduktion der verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen gehört zu den Hauptaufgaben der Klimapolitik. Eine Möglichkeit, Treibhausgasemissionen zu reduzieren liegt in der Kraftstoffeinsparung wie es z.B. bei Hybridfahrzeugen der Fall ist. Die zweite Möglichkeit ist eine Kraftstoffsubstitution durch kaum CO₂-relevante Kraftstoffe wie z.B. Treibstoffe aus Zellulose. Eine dritte Möglichkeit stellen Elektrofahrzeuge oder Plug-in Hybride dar, die den Kraftstoff durch Strom substituieren und theoretisch zusätzlich am Vehicle to Grid System teilnehmen.

Die Lebenszyklusemissionen eines Elektro-Fahrzeugs hängen von den Fahrzeug- und Batteriecharakteristiken und von der Treibhausgasintensität der Elektrizitätserzeugung bzw. des Kraftstoffs ab.

Eine Lebenszyklusanalyse quantifiziert die Umweltaspekte und –auswirkungen eines Produkts von seiner Herstellung über die Nutzungsphase bis hin zur Entsorgung. In dieser Lebenszyklusanalyse sollen Daten von vorherigen LCAs und der Literatur übernommen und verglichen werden. Da sich nach Literaturrecherchen die Fahrzeugentsorgung mit relativ geringen CO₂-Auswirkungen darstellt, wird diese vernachlässigt. Auch die Endlagerung von Akkuabfällen sowie Service und Wartung werden nicht berücksichtigt.

Die nächste Abbildung gibt die Systemgrenzen wieder.

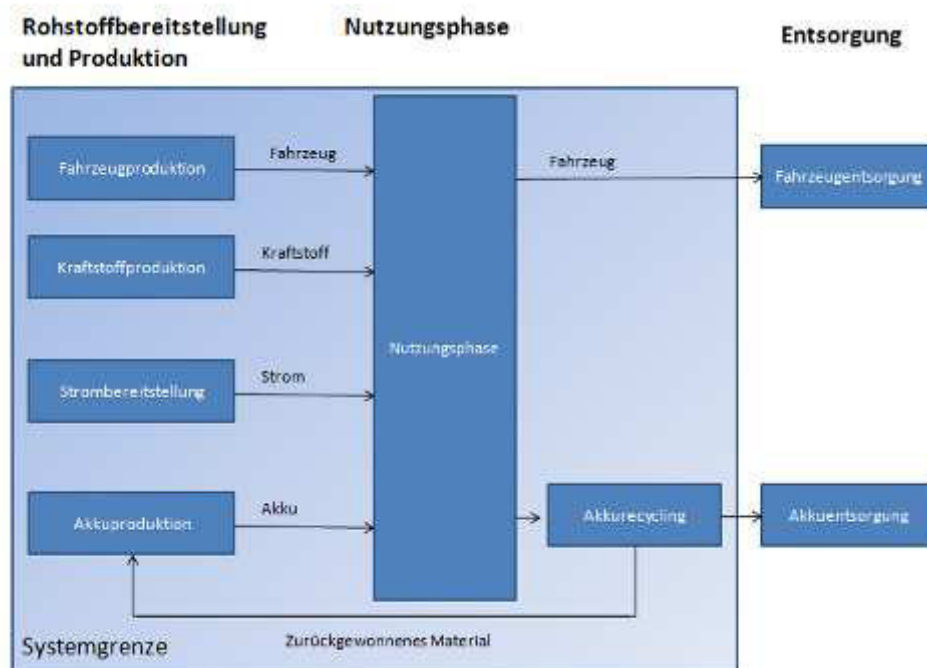


Abbildung 149: Lebenszyklusanalyse

Die verschiedenen Systeme beinhalten ein konventionelles Benzinfahrzeug, ein Hybridfahrzeug, ein Plug-in Fahrzeug (PHEV 60) und ein reines Elektrofahrzeug. Die Nutzungsphase wird auf ca. 240.000 km geschätzt, die funktionelle Einheit ist g CO₂-eq/km.

8.4.2 Fahrzeugproduktion

Die Fahrzeugherstellung wird für alle Fahrzeuge, mit Ausnahme der Akkus, als ident angenommen. Die nachstehende Tabelle fasst die Treibhausgasemissionen und die Energieintensität der Fahrzeugproduktion zusammen.

Für die Akkuproduktion wird eine Nickel-Metall-Hydrid- Batterie im Hybridfahrzeug mit einer Li-Ionen Batterie im reinen Elektrofahrzeug verglichen.

Eine cradle-to-gate Analyse von Rydh und Samdén (2005) hat ergeben, dass bei einem Li-Ion- Akku 1200 MJ Primärenergie für die Produktion einer Akkukapazität von 1kWh benötigt werden. Zusätzlich werden zwischen 310 und 670 MJ für die Herstellung der Materialien für 1 kWh Akkukapazität benötigt. Diese Werte hängen davon ab, inwieweit ein Recycling des Akkus stattfindet. In dieser Studie wird ein Mittelwert von 500 MJ/kWh für die Materialproduktion angenommen, sodass der Primärenergieverbrauch des gesamten Herstellungsprozesses des Li-Akkus 1700 MJ/kWh beträgt. Auswirkungen von nicht mehr nutzbaren Akkumaterialien und deren Entsorgung werden nicht berücksichtigt. Die Emissionen und Umweltauswirkungen der Akkuherstellung hängen somit von den genutzten Kraftstoffen und der Höhe des elektrischen Anteils an der Primärenergieherstellung ab.

Laut Rydh and Sandén ist die Herstellung eines NiMH Akkus pro kWh fast doppelt so energieintensiv wie die Herstellung eines Li-Ion Akkus. Dies ist vorallem durch die geringere Energiedichte des Materials bedingt.

Fahrzeugproduktion		
Energieverbrauch	MJ/Fahrzeug	102.000
Treibhausgasemissionen	kg CO ₂ -eq/ Fahrzeug	8.500
Akkuproduktion (Lithium)		
Energiedichte	kWh/kg Akku	0,14
Energieverbrauch Material und Herstellung	MJ/kWh	1.700
Treibhausgasemissionen	Kg CO ₂ -eq/ kWh	120
Akkuproduktion (NiMH)		
Energiedichte	kWh/kg Akku	0,7
Energieverbrauch Material und Herstellung	MJ/kWh	1.700
Treibhausgasemissionen	Kg CO ₂ -eq/ kWh	120

Tabelle 33: spezifische Kennzahlen Fahrzeuge

Die Lebensdauer und damit die Umweltauswirkungen der Herstellung eines Akkus hängen stark von seiner Nutzung ab. Hier wird angenommen, dass der Akku nur auf 80% SOC geladen wird und somit der Fahrzeugnutzungsdauer standhält. Muss der Akku ausgetauscht werden, verdoppeln sich die Herstellungskosten die allerdings durch technologische Verbesserungen reduziert werden können. Da es derzeit sehr schwer ist, die Technologiefortschritte vorherzusehen, wird vom derzeitigen Stand der Technik ausgegangen.

Die GHG-Auswirkungen der Akkuherstellung sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

		Benzinfahrzeug	HEV	PHEV60	EV
Reichweite des Akkus	km	-	-	60	200
Energieverbrauch (Fahrten)	kWh	-	-	9	30
Akkukapazität (max. 80% SOC)	kWh	-	1,3	10,8	36
Akuherstellung					
AkkuGewicht	kg	-	16	154	257
Produktion	MJ/Akku		20,8	5100	61200
	kg CO ₂ eq/Akku	-	156	1296	4320
	MJ/km	-	0,01	0,02	0,3
	g CO ₂ -eq/km	-	1	5,4	18

Tabelle 34: CO₂-Kennzahlen

8.4.3 Nutzungsphase

Die wesentlichen Umweltauswirkungen entstehen durch den Kraftstoffverbrauch bzw. Elektrizitätsverbrauch während der Nutzungsphase. In dieser Analyse werden Reparatur- und Wartungskosten sowie andere Fixkosten vernachlässigt und für alle Fahrzeuge als ident angenommen.

Die Nutzungsphase inkludiert Energieverbrauch und Emissionen durch den Fahrzeuggebrauch sowie vorgelagerte Auswirkungen der Kraftstoffproduktion.

Bei der Verbrennung von einem Liter Benzin werden ca. 2,3 kg CO₂-eq (67 g/MJ) freigesetzt. Hinzu kommen Emissionen für die Extraktion, den Transport, die Raffination und Kraftstoffverteilung. Diese Emissionen werden mit 0,67 kg CO₂-eq pro Liter Kraftstoff (19 g/MJ) angenommen. Die gesamten Emissionen liegen somit bei 86 g CO₂-eq pro MJ (Samaras & Meisterling, 2008).

Während der Elektrizitätsverbrauch keine direkten Emissionen verursacht, ist die CO₂-Intensität der Stromherstellung ein Schlüsselparameter für die Umweltauswirkungen der Nutzungsphase von elektrisch betriebenen Fahrzeugen. Die CO₂-Intensität der Stromerzeugung in Österreich beträgt 0,321 t CO₂/MWh oder 89 g/MJ Elektrizität (Umweltbundesamt, 2010).

Der Kraftstoffverbrauch der konventionellen Fahrzeuge wird mit ca. 0,065 l Benzin/km angenommen. Mit einer Energiedichte von 31,25 MJ/l beträgt der Verbrauch 2 MJ/km. Das Hybridfahrzeug verbraucht ca. 0,05 l/km oder 1,7 MJ/km. Der Elektrizitätsverbrauch liegt im besten Fall bei ca. 0,15 kWh/km, ist jedoch je nach Fahrzeuggewicht verschieden.

Desweiteren hängt der Kraftstoffverbrauch stark vom Fahrverhalten ab. Hier wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug einmal pro Tag geladen wird.

Für den Hybrid werden die Emissionen der Nutzungsdauer mit folgender Formel berechnet:

$$GHG/km = \alpha * \left[kWh/km * \left(\frac{GHG_{Stromerzeugung}}{kWh} \right) \right] + (1 - \alpha) * \left[L_{Kraftstoff} / km * \left(\frac{GHG_{Kraftstoff}}{L_{Kraftstoff}} \right) \right]$$

wobei α den Anteil der elektrisch betriebenen Fahrt darstellt.

Für α wird der Anteil der Fahrten genommen, die unter 60 km liegen. Laut ÖAMTC (Lang, 2010) fahren 60% der österreichischen Pendler nicht mehr als 30 km zur Arbeit. α beträgt folglich beim Plug-In Hybrid 0,6, beim reinen Elektrofahrzeug 1.

8.4.4 Ergebnisse

Durch die Zusammenfassung der Umweltauswirkungen für die Produktion mit denen der Nutzungsphase können die totalen Lebenszyklusauswirkungen dargestellt werden (vgl. nächste Abbildung).

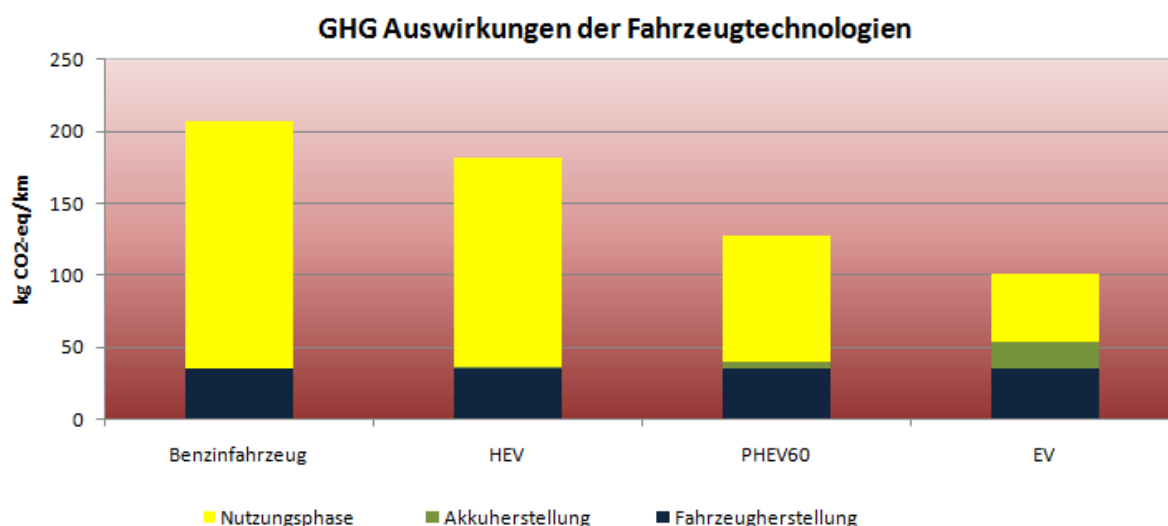


Abbildung 150: GHG Auswirkungen der Fahrzeugtechnologien

Zu erkennen ist, dass das Elektrofahrzeug im österreichischen Stromerzeugungsmix die niedrigsten Treibhausgasemissionen über seine Lebensphase aufweist.

Das Elektrofahrzeug hat den Vorteil, dass es in der Regel am Ort des Betriebes weder Abgasemissionen noch deutliche Motorengeräusche verursacht.

Das Elektrofahrzeug stößt im Betrieb in der Regel keinerlei Abgasemissionen aus. Es ist somit im Fahrbetrieb ein "Null- Emissions-Fahrzeug" und wird deshalb im Kontext der europäischen CO₂-Gesetzgebung mit dem Faktor "0 Gramm CO₂ je km" bewertet. Dies ist insoweit eine logische Fortsetzung der aktuellen CO₂-Berechnung, da auch heute nicht die Vorkette zur Kraftstoffgewinnung mit berücksichtigt wird. Die Vorkette wird vielmehr – bei der Rohölverarbeitung ebenso wie bei der Stromerzeugung – über das Emissionshandelssystem der EU abgedeckt und mengenmäßig begrenzt. Eine spezielle CO₂-Regulierung mit Zuteilung eines CO₂-Werts für Elektrofahrzeuge wäre deshalb eine Doppelregulierung, die aufgrund der ohnehin hohen Kosten für Elektrofahrzeuge nicht unbedingt als sinnvoll erachtet wird.

Die Strombereitstellung sollte trotzdem möglichst aus regenerativen Quellen wie Wind, Sonne oder Biomasse erfolgen, damit eine nachhaltige und zukunftsgerichtete Mobilität ermöglicht wird. Zusätzlich können bei Einführung der Elektromobilität und erhöhter Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern Synergien genutzt werden und somit das Gesamtsystem nachhaltig gestaltet werden. Die Politik ist in diesem Zusammenhang gefordert geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen, und möglichst einfache, kostengünstige und praktikable Lösungen für die Industrie aber vor allem für die Fahrzeugnutzer rechtssicher zu verankern. Dem Kunden die Sicherheit zu geben, dass

mit der Entscheidung für elektrisches Fahren das Klima wirksam entlastet wird, ist ein wichtiges politisches Ziel.

9 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die betriebswirtschaftliche Amortisation eines V2G-EV wesentlich von **den aktuellen Preisen für Treibstoffe, den zukünftigen Akkupreisen** und von **erzielbaren Einnahmen** (beispielsweise am Spotmarkt) für die Rückeinspeisung von Strom, die aus einem **Vehicle to Grid System** erzielt werden können, abhängt. Diese Punkte sind entscheidend für die weitere Entwicklung eines Vehicle to Grid Systems. Es darf jedoch nie außer Acht gelassen werden, dass das Automobil in erster Linie für die Fortbewegung konzipiert ist und ein System wie jenes des V2G ein zusätzlicher Anreiz sein soll, auf diese Form der Technologie zu vertrauen, ohne dass dabei die Mobilität eingeschränkt wird.

Die Entwicklung der Akkutechnologien, insbesondere eine bivalente Technologie für die Rückeinspeisung von Strom ins Netz, werden eine entscheidende Rolle spielen, ob EV gegenüber konventionellen Fahrzeugen konkurrenzfähig sein werden. Dabei sind die spezifische Energiedichte und die Leistungsfähigkeit der Akkumulatoren sowie die Lebensdauer entscheidend.

Die Herstellungskosten der Akkus befinden derzeit noch auf einem sehr hohen Niveau, wodurch eine hohe Penetration von EV aktuell noch nicht möglich ist.

Aus technischer Sicht ist die Implementierung eines V2G-Systems auf alle Fälle erstrebenswert, um die bestehenden Speicherkapazitäten bestmöglich nutzen zu können.

Vor einer Umsetzung müssen unbedingt die rechtlichen Rahmenbedingungen geklärt werden (Abrechnungssystem, Rechte und Pflichten des V2G-Users, mögliche Förderanreize, etc..).

Ein wesentlicher Punkt ist die -Bereitschaft der Fahrzeugnutzer, auf ein EV mit V2G umzusteigen. Dazu zählt nicht nur wie bereits oben erwähnt der monetäre Anreiz, sondern auch Vertrauen in diese neue Technologie der Elektromobilität. Das kann einerseits durch eine breite Aufklärung der Öffentlichkeit über die V2G-Technologie (Veranstaltungen in diversen Medien, Workshops,...) und andererseits durch Pilotversuche erreicht werden.

Aufbauend auf diese Studie sollte ein Demonstrationsversuch gestartet werden um solch ein V2G-System in der Praxis zu testen.

Wenn alle technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Kriterien erfüllt sind, die Akzeptanz der Endkunden erreicht und erfolgreiche Testversuche durchgeführt wurden, kann das V2G-System am Markt bestehen.

10 Verzeichnisse

10.1 Literaturverzeichnis

- APCS (2005): Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO, V 9.00, APCS Power Clearing and Settlement AG, Wien
- APCS (2010a): Gespräch bezüglich Teilnahme von Elektrofahrzeugen am Regelenergiemarkt, 03.05.2010, Wien
- Besenhard, J. O. (Hrsg.). (1999): Handbook of battery materials. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Bmvit (2010): Strategie und Instrumente sowie prioritäre Anwender- und Einsatzbereiche für den Nationalen Einführungsplan Elektromobilität. Status 14. März 2010, Wien, http://www.bmvit.gv.at/innovation/downloads/einfuehrungsplan_elektromobilitaet.pdf, abgerufen am 01.04.2010
- Böcker J. (2007): Skript: Antriebe für umweltfreundliche Fahrzeuge, Universität Paderborn, 21.10.2007
- Bolzer, A. & Schuster, T. (2010): Auswirkungen elektrischer Mobilität im Niederspannungs-Verteilnetz. 11. Symposium Energieinnovation am 10.-12.2.2010. Graz, Österreich
- Bordeaux, D. (2009) Informationen bezüglich Akkusicherheit, persönliche Mitteilung, Januar 2010, Garching, Deutschland
- Burgmer, M., Meyer, I (2006): Alternative Kraftstoffe und Hybridantriebe, Wirtschaftsgesellschaft des Kraftfahrzeuggewerbes mbH [Hrsg.], 2. Auflage, 2008, Bonn
- Consentec (2004): Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich, Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH, Aachen
- Conte, F.V. (2006). Battery and battery management for hybrid electric vehicles: a review. Arsenal Research, Geschäftsfeld Monitoring. Berlin: Springer-Verlag
- Daimler, F-Cell, <http://www.daimler.com/dccom/0-5-1228969-49-1241129-1-0-0-0-0-0-7751-0-0-0-0-0-0-0-0.html>, Zugriff am 24.11.2009
- Deutsche Bundesregierung (2006): Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Art. 2 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550)
- de Guibert, A. (2009): Batteries and supercapacitor cells for the fully electric vehicle. Bruxelles, Belgium
- E-Control (2007): Täglicher Belastungsablauf 2007, <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjahr-2007>, abgerufen am 10.05.2010
- Engel, T. (2007): Plug-in Hybrids, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. [Hrsg.], 1. Auflage, Verlag Dr. Hut, München
- EU Richtlinie 2006/32/EG (2006): Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates

- EXAA (2010a): Historische Daten Strom, http://www.exaa.at/market/historical/austria_germany/, abgerufen am 16.06.2010
- Freialdenhoven, A. (2009): Fahrspaß mit Sparspaß: Effizienz und Effektivität in der Mobilität. Elektromobilität – Die Rückkehr des Elektroautos. Institut für Kraftfahrzeuge RWTH Aachen University, Wuppertal, 09.Mai 2009
- Gerstbach, P. (2004): Strombörsen. Institut für Finanzwissenschaft und Infrastrukturpolitik Technische Universität Wien
- Haupt, H., Meins, J., Kurrat, M., Guetif, A. (2009): Netzstützung durch Superkondensatoren und Batteriespeicher, Braunschweig, http://www.htee.tu-bs.de/forschung/veroeffentlichungen/haupt_FT2_3.2.pdf, abgerufen am 25.03.2010
- Hassa, R. (2009): Der Beitrag der Lausitzer Kraftwerke zur Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt. Wirtschaftsforum Brandenburg 12.10.2009, Cottbus
- Heinemann, D. (2007): Strukturen von Batterie und Energiemanagementsystemen mit Bleibatterien und Ultracaps, Dissertation TU Berlin, Fakultät IV-Elektrotechnik und Informatik, Berlin
- Herry, M., Sedlacek, N., Steinacher, I. (2007): Verkehr in Zahlen. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Abteilung V / Infra 5, Wien, <http://www.bmvit.gv.at/verkehr/gesamtverkehr/statistik/downloads/viz07gesamt.pdf>, abgerufen am 01.05.2010
- Hofmann, P. (2008): Skriptum zur Vorlesung: Hybridfahrzeuge, Auflage SS 2008, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Kraftfahrzeugbau der TU Wien, Mai 2008
- Hycar (2009), www.hycar.de, Zugriff am 24.11.2009
- Jakubek, S. & Schweiger, M. (2008): Die Roadmap zum Elektroauto. AVL. Hybrid Powertrain Calibration & Battery Testing Technologie. Energiegespräche Oktober 2008, Wien
- Jaskula, B. (2010): 2008 Minerals Yearbook, Lithium (Advance release), USGS, <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/myb1-2008-lithi.pdf>, abgerufen am 12.07.2010
- Jossen, A., & Weydanz, W. (2006). *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*. Neusäß: Ubooks Verlag.
- Jungbluth, C. Dr.-Ing. & Borchert, J. Dr. (2008): Möglichkeiten der Strompreisbeeinflussung im oligopolistischen Markt, in: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER) 2008, Heft 4, Aachen
- Kaschnitz, K. (2010): Neue Wege für einen sicheren Netzbetrieb im Übertragungsnetz, 11. Symposium Energieinnovation, 24. Februar 2010, Graz
- Kloess, M., Müller, A. & Haas, R. (2010): Potenziale der Elektromobilität in Österreich – Modellbasierte Szenarien 2010-2050, 11. Symposium Energieinnovation, 24. Februar 2010, Graz
- Köhler, U. (2007): Li-Ion battery systems for the next generation of hybrid electric vehicles, 19th International AVL Conference “Engine & Environment”, September 6th - 7th 2007, Graz
- Kötz, R., Dietrich, Ph., Hahn, M., Büchi, F. (2005): Supercaps – Eigenschaften und Fahrzeuganwendungen, VDI-Berichte Nr. 1874, 2005
- Kox, A. (2009): Stromhandel, European Federation of Energy Traders, Universität Münster, Münster

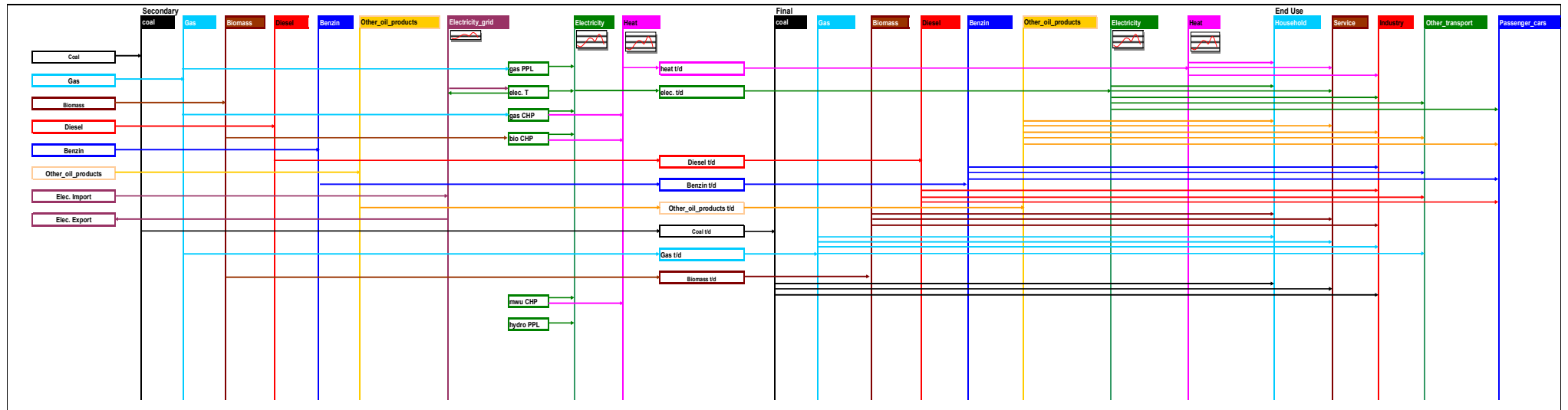
- Kurth, M.; Schulz, U.; Weißbach, T.; Welfonder, E.; Heidrich, W. (2006): Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Netzen bei deregulierter Energiewirtschaft. VGB-Konferenz Elektrotechnik, Leittechnik, Informationsverarbeitung im Kraftwerk, 9.-11. Mai 2006, Düsseldorf/Neuss
- Lang, M. (2010): Elektromobilität ante portas?, Vortrag 06.04.2010, http://www.pvaustria.at/upload/2262_Lang.pdf
- Lang, T. (2005): Erneuerbare Energien. Gesamtüberblick über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotenzial. Abschlußbericht der Projektgruppe „Erneuerbare Energien“, Technische Versicherer im GDV, Tarif und Bedingungskommission Firmen (Hrsg.), S.250 ff.
- Leonhard, W., Crotogino, F., Gatzen, C., Glaunsinger, W., Donadei, S., Kleimaier, M. Koenemund, M., Landinger, H., Lebioda, T. Sauer, D., Weber, H., Wenzel, A., Wolf, W., Woyke, W. & Zunft, S. (2009): VDE-Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. ETG Task Force Energiespeicher, Stuttgart
- Lishen (2009): Lishen Power Battery Introduction, in: Vezzini 2009
- Liu, L., Eisenreich, M., Balzer, G. & Kessler, A. (2010): Potentielle Einsatzmöglichkeit der Batterien von Elektroautos in Niederspannungsnetzen, 11. Symposium Energieinnovation, 24. Februar 2010, Graz
- Lunz, B., Sinhuber, P. Sauer, D.U. (2009a) : Stand der Technik und Entwicklungspotentiale von Energiespeichern zur Elektrifizierung des Nahverkehrs. Aachen, Germany.
- Lunz, B., Pollok, T., Schnettler, A., De Doncker, R.-W. & Sauer, D.-U. (2009b): Evaluation of Battery Charging Concepts for Electric Vehicles and Plug-in Hybrid Electric Vehicles. 9th International Advanced Automotive Battery & EC Capacitor Conference AABC-09, June 2009. Long Beach, CA, USA
- Martini, F. (2009): Neue Stromnetze knüpfen, in: Pictures of the Future. Zeitschrift für Forschung und Innovation, Herbst 2009, Siemens AG, ISSN 1618-548X, München, S. 13 ff
- Mohr dieck C. (2007): Are Plug-In-Hybrids the future, 19th International AVL Conference “Engine & Environment” , September 6th - 7th, Graz, Austria, 2007
- Naunin, D. et al. (2007) Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge: Technik, Strukturen und Entwicklungen. Renningen, Germany: Expert Verlag.
- Nolde, D. F. (2009): Eine ökonomische Analyse von E-Mobility-Investitionen, Diplomarbeit im Schwerpunkt Energie- und Umweltökonomik, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Münster, http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/veranstaltungen/IDEM/Diplomarbeiten/DA_Daniel_Nolde.pdf, abgerufen am 05.03.2010
- Ockenfels, A., Grimm, V., Zoettl, G. (2008): Strommarktdesign. Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Köln, http://www.eex.com/de/document/38614/gutachten_eex_ockenfels.pdf, abgerufen am 31.03.2010

- Plesch, D., G. Austin, F. Grant (2005): Britain's Energy Future: Securing the 'Home Front'. The Foreign Policy Centre, 49 Chalton Street, London NW1 1HY, UK, <http://fpc.org.uk/fsblob/575.pdf>
- Ramesoh, S., Fishedick, M., Arnold, K., Merten, F., Nitsch, J., Schmid, S., Viebahn, P., Pehnt, M., Könörr, W., Gärtner, S., Reinhardt, G. (2006): Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten Wasserstoffs, Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes, <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3344.pdf>, abgerufen am 02.11.2009
- Rauh, W. (2005): Ökonomisch effizienter Verkehr – Nutzen für alle. VCÖ, ISBN 3-901204-47-4, Wien
- Redl, C. & Haas, R. (2007): Preisbildung auf Stromterminmärkten – eine ökonomische Analyse, Technische Universität Wien, Wien
- Regelleistung.net (2010): Ausschreibungsergebnisse Sekundärregelung. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, <https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/publicAusschreibungen/result.do?index=8>, abgerufen am 16.06.2010
- Reiner, U., Leibfried, T., Allerding, F., Schmeck, H. (2009): Potenzial rückspeisfähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems, Karlsruhe, http://www.ieh.kit.edu/veroeffentlichungen_1401.php, abgerufen am 24.03.2010
- Rennels, K. et al. (2000): High Current Discharge Testing of Nickel Metal Hydride Batteries, EVS17, Montreal, Canada 2000
- Ritzau, M. Dr. (2005) Preisentwicklung und Beschaffungsstrategien im Großhandelsmarkt für Strom, in: Strompreisgestaltung der deutschen Energiewirtschaft, Michael Langerfeldt (Hrsg.), E&M Verlag 10/2005
- RWTH Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (2008): Jahresbericht 2008, Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe:, S.45
- Rydh, C. J.; Sandén, B. A. Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I: Performance and energy requirements. Energy Convers. Manage. 2005, 46 (11–12), 1957–1979
- Sattinger, W. (2008): Monitoring of Power System Operation. VGB Workshop 4th ETC Generation and Technology – Impact of Grid Management on Power Plant Operation, 15. Oktober 2008, Köln.
- Sabok Sir, M. (2010): Smarte Power, in η [energie], Ausgabe 02/10, S.37
- Samaras, C., Meisterling, K. (2008): Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions from Plug-in Hybrid Vehicles: Implications for Policy, Pittsburgh, Pennsylvania
- Sauer, D.U. (2007): Energiespeicher in Fahrzeugen. In: „Life needs power“- Hannovermesse 2007, Hannover. 19. April 2007. RWTH Aachen.
- Sauer, D.U. (2009): Elektrische Energiespeicher in Hybrid- und Elektrofahrzeugen, Seminar für Kraftfahrzeug- und Motorentechnik, Berlin, 29.01.2009
- Sauer, D.U. (2010): Fragen bezüglich Fahrzeugakkus (Arbeitsbereich, Alterung), E-Mail Anfrage vom 19.04.2010
- Schröder, T. (2009): Elektroauto im Smart Grid, in: Pictures of the Future. Zeitschrift für Forschung und Innovation, Herbst 2009, Siemens AG, ISSN 1618-548X, München, S. 44 ff

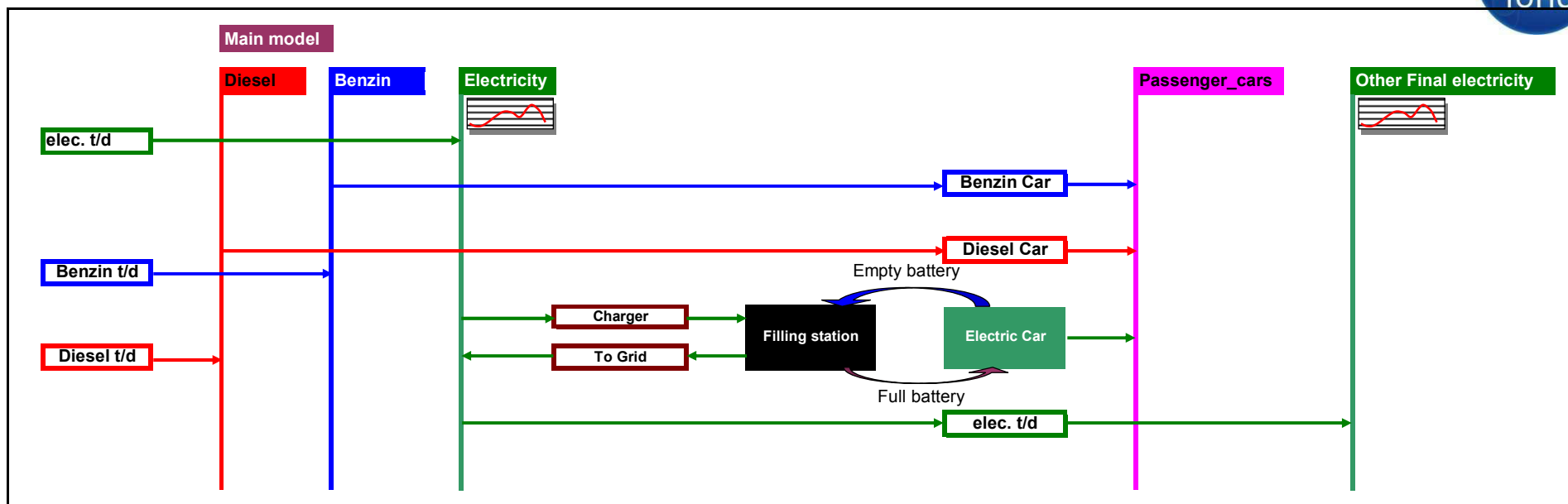
- Schuster, A. (2008): Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen. Diplomarbeit TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft. 9. September 2008, Wien
- Schwinghackl, M. (2009): Simulation von elektrischen Fahrzeugkonzepten für PKW. Verbesserungspotenzial der Elektromobilität bei Verbrauch und Emissionen im Lebenszyklus. Diplomarbeit TU Graz, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik
- Smole, E. & Wolfsegger, C. (2009) e-connected Abschlussbericht November 2009. Wien, Österreich: Klima- und Energiefonds, http://www.e-connected.at/userfiles/Abschlussbericht_e-connected.pdf, abgerufen am 03.02.2010
- Schwizer, E., Löhner, R., Touring Club Schweiz (Hrsg.) (2009): Alternative Treibstoffe und Antriebe, Nr. 51_2
- Süß, R. (2009): Autofahren mit Strom – Perspektiven für Technik und Umwelt, EnergieArena, 4. November 2009, Bad Salzuflen, http://p31726.typo3server.info/fileadmin/redakteure/energie_arena/Vortraege/Vortrag_Suess_4.11.pdf, abgerufen am 31.03.2010
- Stan, C.(2005): Alternative Antriebe für Automobile. Springer-Verlag Berlin, Heidelberg.
- Statistik Austria (2006): Standard-Dokumentation Metainformationen zur Integrierten NAMEA (National Accounting Matrix including Environmental Accounts).
- Trage, S. (2009): Erneuerbare Energien und der Wachstumsmarkt der Smart Grids, in: Pictures of the Future. Zeitschrift für Forschung und Innovation, Herbst 2009, Siemens AG, ISSN 1618-548X, München, S. 43
- Tomschy, R. (2010): Fragen bezüglich Prognosegenauigkeit Pendler, E-Mail Anfrage vom 04.05.2010
- USGS (2009): Mineral Commodity Summaries, Lithium, <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/mcs-2009-lithi.pdf>
- Umweltbundesamt (2010): GEMIS Österreich
- Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.) (1998): Batterie-, Brennstoffzellen und Hybrid-Fahrzeuge: Tagung Dresden, 17. und 18. Februar 1998, VDI Verlag, Düsseldorf. 1998
- VDI Bericht (2008): VDI - Gesellschaft Fahrzeug- und Verkehrstechnik: Innovative Fahrzeugantriebe. Lithium-Ionen Batteriesysteme für Hybrid und Elektrofahrzeuge, Grotendorst J. et al., Dresden, November 2008.
- Vezzini, A. (2009): Litium-Batterien als Speicher für Elektrofahrzeuge, Teil 1: Technische Möglichkeiten heutiger Batterien, Fachtag Energie, 19. Juni 2009, Bern, http://www.energie-cluster.ch/fachtag-energie/referate/ws2_2_2_andreavezzini_teil1-2.pdf, abgerufen am 01.07.2010
- Weißbach, T. (2009): Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen. Dissertation, Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart, Wiesbaden
- Wolton, K., Bache, C., & Schönbichler, F. (2010): Smart E-Mobility GmbH. Die Strategie, Wien
- Zukunft Elektroauto. www.zukunft-elektroauto.de

11 ANNEX

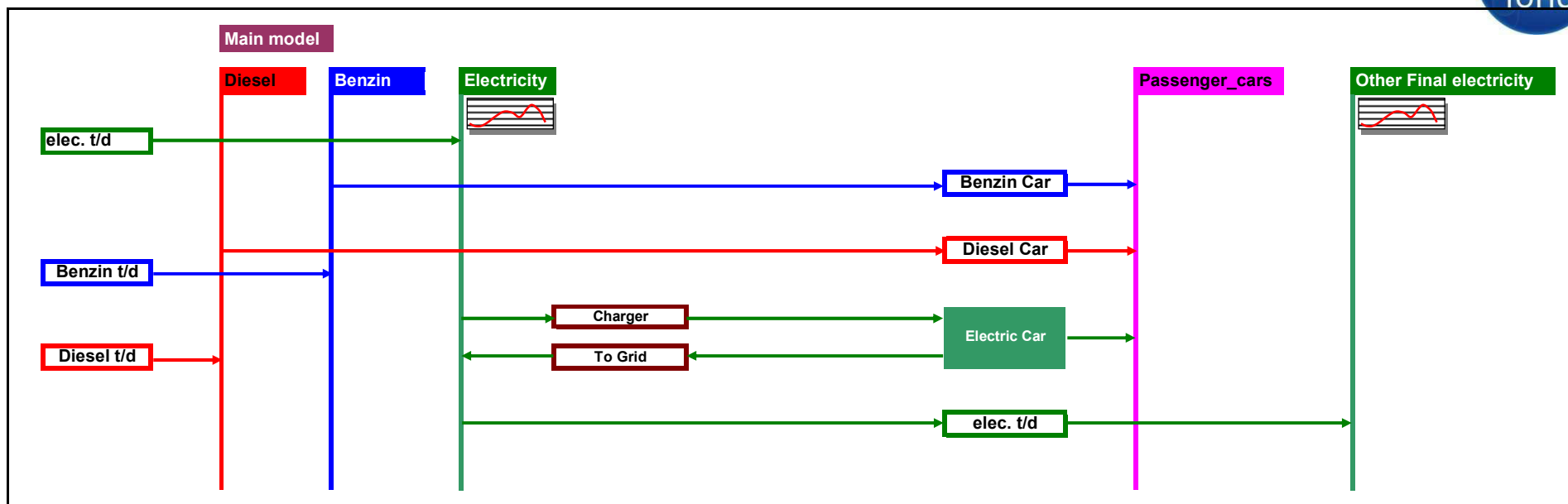
ANNEX 1: Energieversorgungsmodell Österreich (Temaplan)



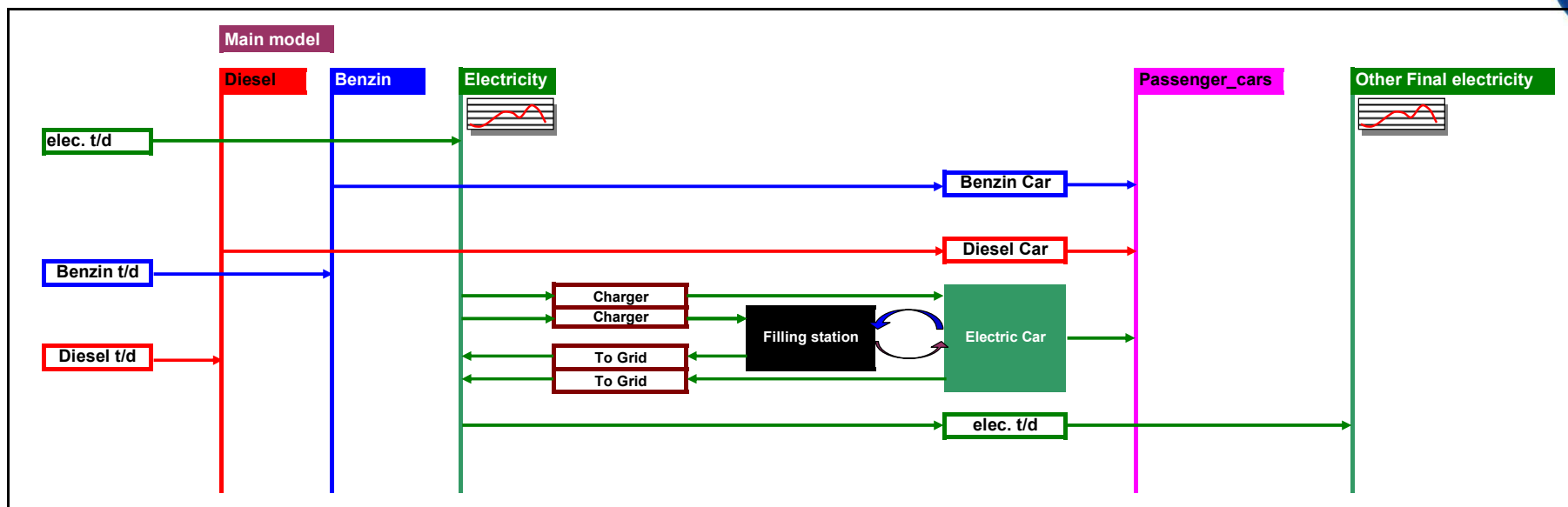
ANNEX 2: Energieversorgungsmodell EV (Temaplan):



ANNEX 3: Energieversorgungsmodell EV 2 (Temaplan):



ANNEX 4: Energieversorgungsmodell EV 3 (Temaplan):



IMPRESSUM

Verfasser und Projektpartner

KWI Consultants GmbH
Karner, Andreas
Schabauer, David
Rabacher, Florian
Wittmoser, Sabrina

TU Wien, Institut für Computertechnologie
Kupzog, Friedrich
Vielguth, Stefan

TU Wien, Institut für Verkehrssystemplanung
Hauger, Georg
Klamer, Michael
Ernst, Michael

Temaplan GmbH
Alkhatib, Alaa
Strubegger, Manfred

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH