



**Schlussbericht** 6. Dezember 2010

---

# **Auswirkungen der Markteinführung von Elektrofahrzeugen und Plug-In-Hybrids auf die Energieträger und das Elektrizitätsnetz**

## **Ergänzende Informationen**

---

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Netze  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Kofinanzierung:**

ewz  
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich  
Tramstrasse 35  
8050 Zürich

**Auftragnehmer:**

ENCO AG  
Munzachstrasse 4  
CH-4410 Liestal  
[www.enco-ag.ch](http://www.enco-ag.ch)

Pierre Strub – nachhaltig wirkt  
Horbürgstrasse 22  
CH-4057 Basel  
[www.pierrestrub.ch](http://www.pierrestrub.ch)

**Beratende Begleitgruppe:**

Rainer Bacher, Bacher Energie AG, Experte  
WWF Schweiz, Patrick Hofstetter, Ulrike Saul  
Schweizerische Energiestiftung SES, Bernhard Piller  
Energiewirtschaftliches Institut EWI Köln, Frieder Borggreffe

**Autoren:**

Reto Rigassi, ENCO AG, [reto.rigassi@enco-ag.ch](mailto:reto.rigassi@enco-ag.ch)  
Pierre Strub, [info@pierrestrub.ch](mailto:info@pierrestrub.ch)  
Stefanie Huber, ENCO AG, [stefanie.huber@enco-ag.ch](mailto:stefanie.huber@enco-ag.ch)

**BFE-Bereichsleiter:** Dr. Michael Moser

**BFE-Programmleiter:** Dr. Michael Moser

**BFE-Vertrags- und Projektnummer:** SI/500135-01 / SI/500135

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Vorbemerkung</b>	<b>4</b>
<b>2 Methodik</b>	<b>5</b>
2.1 Energie- und CO2-Bilanzierung	5
2.2 Batterienutzung	5
2.3 Bewertung Fahrplan und Regelenergie	7
2.4 Berechnungsmodell	10
<b>3 Datengrundlagen und Annahmen</b>	<b>14</b>
3.1 Fahrzeuge: Verbreitung, Technologie und Nutzung	14
3.2 Elektrizitätsnetz	25
3.3 Weitere Datengrundlagen und Annahmen	39
<b>4 Ergebnisse</b>	<b>41</b>
4.1 Zu Kapitel 1.4.3	41
4.2 Zu Kapitel 1.4.4	42
<b>5 Relation zu Szenarien</b>	<b>44</b>
5.1 Energieperspektiven 2035	44
5.2 2000 Watt-Gesellschaft	44
<b>6 Schlussfolgerungen und Empfehlungen</b>	<b>47</b>
6.1 Schlussfolgerungen	47
6.2 Empfehlungen	51
<b>7 Offene Fragen</b>	<b>60</b>
7.1 Nachhaltigkeit	60
7.2 Steuerfragen	60
7.3 Beziehungsregelung Energieversorger - Autofahrende	60
7.4 Qualitätsstandards und Normen	61
7.5 Förderung	61
7.6 Marktbewertung	62
7.7 Technik	62
7.8 Rahmenbedingungen	62
7.9 Wirtschaftlichkeit	62
<b>8 Referenzen</b>	<b>64</b>

## Vorbemerkung

Die Studie besteht aus einem Bericht und den Ergänzungen, welche als separate Dokumente vorliegen.

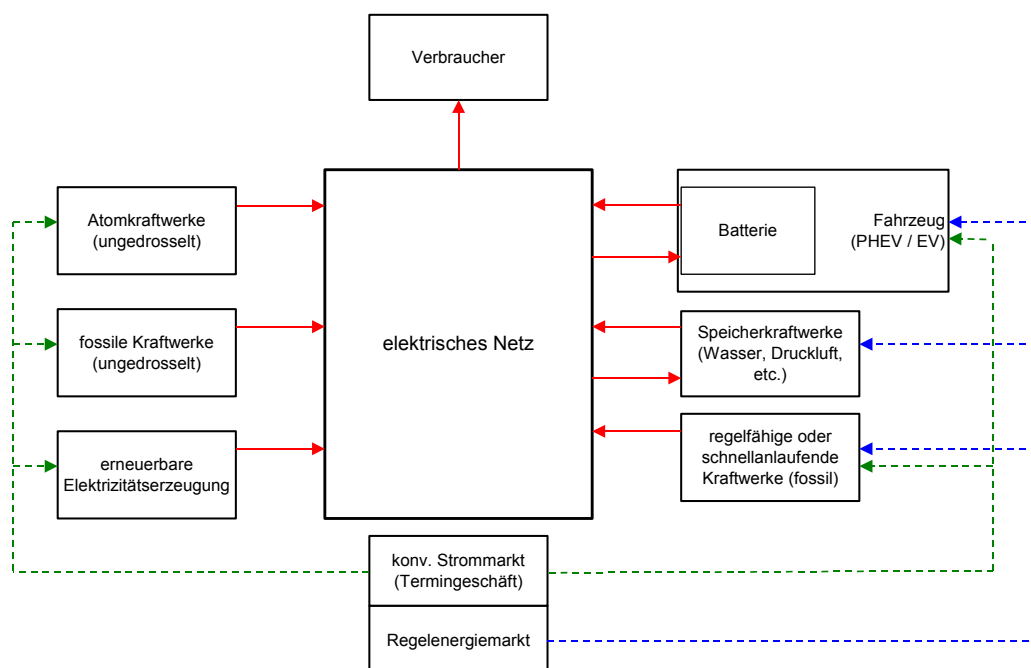
Im Bericht werden sowohl die wesentlichen Punkte der eingesetzten Methodik sowie der verwendeten Datengrundlagen und Annahmen wie auch die zentralen Ergebnisse dargestellt und diskutiert. Er ist als in sich geschlossener Bericht nutzbar.

In den Ergänzungen werden Details bezüglich Methodik (inkl. Beschreibung des Berechnungsgangs), Datengrundlagen, Annahmen und Ergebnissen dargestellt. Die Ergänzungen dienen der Nachvollziehbarkeit der erreichten Ergebnisse. Sie sind gleich strukturiert wie der Bericht.

## 2 Methodik

### 2.1 Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanzierung

Im Zentrum der vorliegenden Arbeit stehen die Auswirkungen einer verstärkten Nutzung von Plug-In-Hybrids resp. Elektromobilen auf das elektrische Netz, wobei die Effekte auf die zur Elektrizitätserzeugung eingesetzten Energieträger inkl. der mit deren Nutzung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zentrum stehen. Wie Abbildung 1 zeigt, können sich Plug-In-Hybrids resp. EV sowohl am konventionellen Elektrizitätsmarkt wie auch am Regelenergiemarkt beteiligen.



**Abbildung 1: Systemabgrenzungen**

Die Auswirkungen durch den notwendigen Materialeinsatz bei Fahrzeugen und Infrastruktur, welche mit einem V2G-Konzept verbunden sind, werden in der vorliegenden Arbeit nicht im Detail untersucht. Der Mehraufwand an grauer Energie für EV und PHEV wird insofern berücksichtigt, als der Aufwand zur Herstellung der Batterien als zusätzlicher Aufwand gegenüber konventionellen Fahrzeugen eingerechnet wird.

### 2.2 Batterienutzung

#### Möglichkeiten

Bisherige Elektromobile unterscheiden sich von anderen Elektrobezüglern kaum. In der Regel werden die Batterien nach Anschluss an das elektrische Netz sofort nachgeladen, damit das Fahrzeug für weitere Fahrten so bald wie möglich zur Verfügung steht. Unter Umständen wird für das Nachladen ein günstiger Zeitpunkt (Niedertarif) abgewartet. Zu PHEV, welche allenfalls mit dem Bezug von elektrischer Energie den Treibstoffverbrauch reduzieren möchten, besteht kein grundsätzlicher Unterschied. Allerdings ist der Spielraum für das Nachladen bei PHEV grösser, da diese auch mit leerer Batterie fahrtüchtig sind.

Durch die Entwicklung von Smart Grids resp. intelligenten Stromnetzen ergeben sich deutlich erweiterte Optimierungsmöglichkeiten. Als Smart Grids (oder intelligente Stromnetze) werden Stromnetze bezeichnet, welche über eine bidirektionale Datenkommunikation einen flexiblen Einsatz von Verbrauchern, Erzeugern und Speichern erlauben. Die Entwicklung der dazu notwendigen Technologien wird durch die Liberalisierung der Strommärkte und durch die Förderung einer effizienten Energienutzung angetrieben. Wird die Smart Grids-Technologie für PHEV resp. EV eingesetzt, spricht man vom Vehicle to Grid-Konzept (V2G), welches die Fahrzeug-Batterie ansteuert und nicht nur zu einem optimierten Zeitpunkt lädt, sondern die Batterie auch als Energiespeicher einsetzen kann. Mit dem V2G-Konzept bestehen im liberalisierten Markt damit grundsätzlich die folgenden Möglichkeiten:

- **Fahrplanenergie (Optimierung Ladezeitpunkt):**  
Der Energieversorger (Bilanzgruppe) optimiert den Einsatz der Fahrzeugbatterien im Rahmen des Fahrplans so, dass die Batterien zu einem optimierten Zeitpunkt geladen werden und damit vorhersehbare Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage ausgeglichen werden.
- **Fahrplanenergie (Einsatz der Batterie als Speicher):**  
Als Variante kann die Fahrzeugbatterie während des Parkierens auch mehrfach be- und entladen werden. Insbesondere könnte versucht werden, billigen Nachtstrom in teuren Spitzenlaststrom zu verschieben und damit einen Gewinn zu erzielen.
- **Regelenergie:**  
Die Fahrzeugbatterien werden als Reserve für die Systemdienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers eingesetzt, um kurzfristige, nicht vorhersehbare Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen.

### Verwendung der Batterien in dieser Studie

Für die vorliegende Arbeit wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeugbatterien mit Fahrplanenergie zu einem optimierten Zeitpunkt geladen werden und ihre Kapazität zusätzlich in einem gewissen Rahmen zur Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt werden können. In der vorliegenden Arbeit wurde ein mehrfaches Be- und Entladen während des Parkierens nicht gerechnet, womit die Batterie als Speicher (wie z.B. ein Pumpspeicherkraftwerk) eingesetzt würde. Die Speicherkosten sind für Batterien bis in absehbarer Zukunft deutlich zu hoch, als dass damit gewinnbringend elektrische Energie zwischengespeichert werden könnte. Dies basiert auf einer Abschätzung der Speicherkosten für Batterienutzung als Pumpspeicherkraftwerk gegenüber der durchschnittlichen Differenz zwischen Hoch- und Niedertarifzeiten (Tabelle 1).

Die Differenz zwischen Hoch- und Niedertarifzeiten basiert auf Daten der EEX [EEX, 2009]<sup>1</sup>. Der Preisentwicklung bis 2035 wurde die energiewirtschaftliche Referenzprognose von ewi / prognos [Schulz et al., 2005] zugrunde gelegt, wobei die Preise für Hochtarifstunden stärker, die Preise für Niedertarifstunden schwächer ansteigen als der Durchschnittspreis aus der erwähnten Studie. Dadurch steigt der Gewinn durch Speicherung von Fahrplanenergie zu Niedertarifzeiten und die Abgabe zu Hochtarifzeiten bis 2035 von 36 auf 75 €/MWh.

Die Speicherkosten wurden aufgrund verschiedener Studien als Mittelwerte oder Spannbreiten ermittelt [Kamath, 2009; Borggrete et al., 2008; AEE, 2009; Valentine-Urbschat & Bernhart, 2009; Löser et al., 2009; Asendorpf, 2009]. Die sinkenden Preise sind auf geringere Kosten für Batteriekapazität und auf eine steigende Anzahl Zyklen zurückzuführen.

Unter den ausgeführten Annahmen bezüglich Strompreisen und Batterieentwicklung wird der Einsatz von Batterien gegen 2030 interessant.

<sup>1</sup> Oktober 2008 bis September 2009; Stunde 4-5 und 11-12 für Intraday EEX für Deutschland und Stunden 1-6 und 11-14 für Spotmarkt Swissix

**Tabelle 1: Zusammenfassung der Abwägungen zur Speicherfunktion**

<b>Strompreise</b>		<b>2009</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>
<b>EEX, Intraday, Okt 08 - Sep 09, €/MWh</b>					
Stunde 4-5	Ø	26	28	31	46
	Max	80			
Stunde 11-12	Ø	62	70	79	122
	Max	1128			
<b>Swissix, Spotmarkt, Okt 08 - Sep 09, €/MWh</b>					
Stunden 1-6	Ø	34	37	42	61
	Max	80			
Stunden 11-14	Ø	68	77	87	134
	Max	156			
<b>Ø Differenz Nacht / Mittag</b>	<b>€/MWh</b>	<b>36</b>	<b>40</b>	<b>46</b>	<b>75</b>
<b>Batterie</b>		<b>2009</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>
Kosten (pro Kapazität)	€/kWh	475 - 1000	400	200	<200
Mögliche Zyklen		1500	1500	2500	3000 - 5000
<b>Kosten / Strommenge</b>	<b>€/MWh</b>	<b>320-670</b>	<b>267</b>	<b>80</b>	<b>30 - 50</b>

Im Unterschied zum bewussten Laden und Entladen der Batterien als Speicher wird die Batterie bei der Bereitstellung von Regelleistung (insbesondere Tertiär- und teilweise Sekundärregelung) die meiste Zeit nur zu einem geringen Teil oder gar nicht genutzt. D.h. es wird Regelleistung bereitgestellt, die aber meist nur zu einem kleinen Teil oder gar nicht abgerufen wird.<sup>2</sup> Dies wirkt sich deutlich weniger stark auf die Lebensdauer der Batterie aus als der Einsatz als Speicher. Eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit dieses Angebots wurde nicht durchgeführt.

## 2.3 Bewertung Fahrplan und Regelenenergie

### Bewertung Regelenenergiemix und Gutschrift für Bereitstellung von Regelfunktion

Für die Beteiligung an der Regelfunktion wird eine Gutschrift berechnet. Die Gutschrift drückt aus, wie stark der Verbrauch an Primärenergie resp. die CO<sub>2</sub>-Emissionen in konventionellen Kraftwerken durch den Einsatz des V2G-Konzepts vermindert wird.

Abbildung 2 gibt eine Übersicht über die verwendeten Informationen und die Zwischenschritte zu den im Szenario verwendeten Angaben.

<sup>2</sup> Siehe dazu im Kapitel 3.2, Regelenenergie

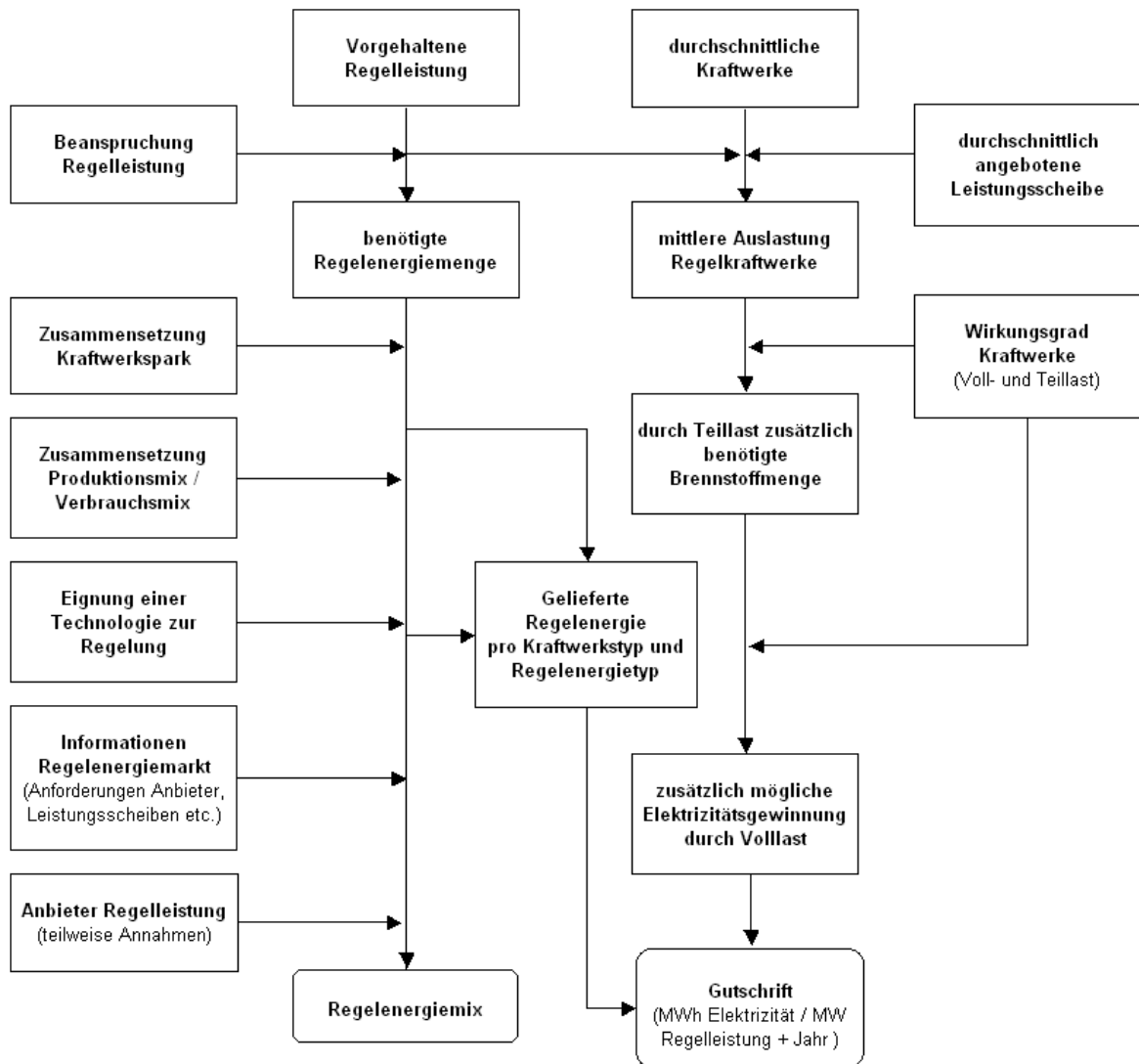


Abbildung 2: Berechnungsgang Regelenenergiemix und Umrechnungsfaktor Regelfunktion

### Tageszeitliche Abhängigkeit des Stromerzeugungsmixes

Die Zusammensetzung des Strommixes variiert je nach Tageszeit, wie Abbildung 3 und Abbildung 4 für Deutschland und die Schweiz aufzeigen<sup>3</sup>. Dies hat auch Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Belastung des Stroms, wie dies Abbildung 5 exemplarisch ausweist. Für die Berechnungen in dieser Studie wurde jedoch der durchschnittliche Produktions- oder Bezugsmix verwendet ohne Berücksichtigung der Tageszeit, des Wochentages oder der Jahreszeit.

<sup>3</sup> Die Stromproduktion der neuen erneuerbaren Energien ist in diesen Graphiken noch nicht aufgeschlüsselt (Deutschland) respektive dargestellt (Schweiz).



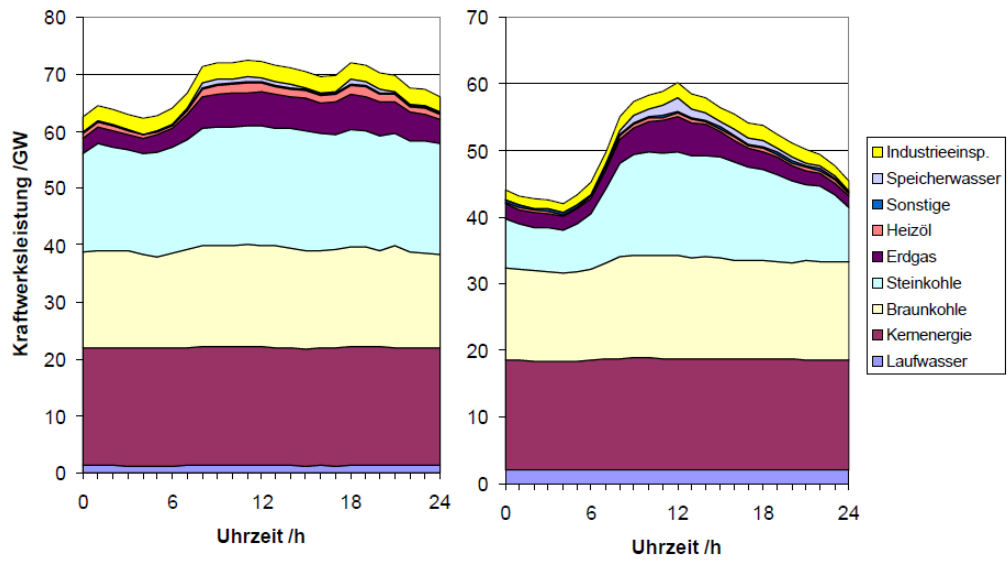


Abbildung 3: Tagesverlauf der Kraftwerksleistung in Deutschland, aus [Heidelck & Laue, 1999]

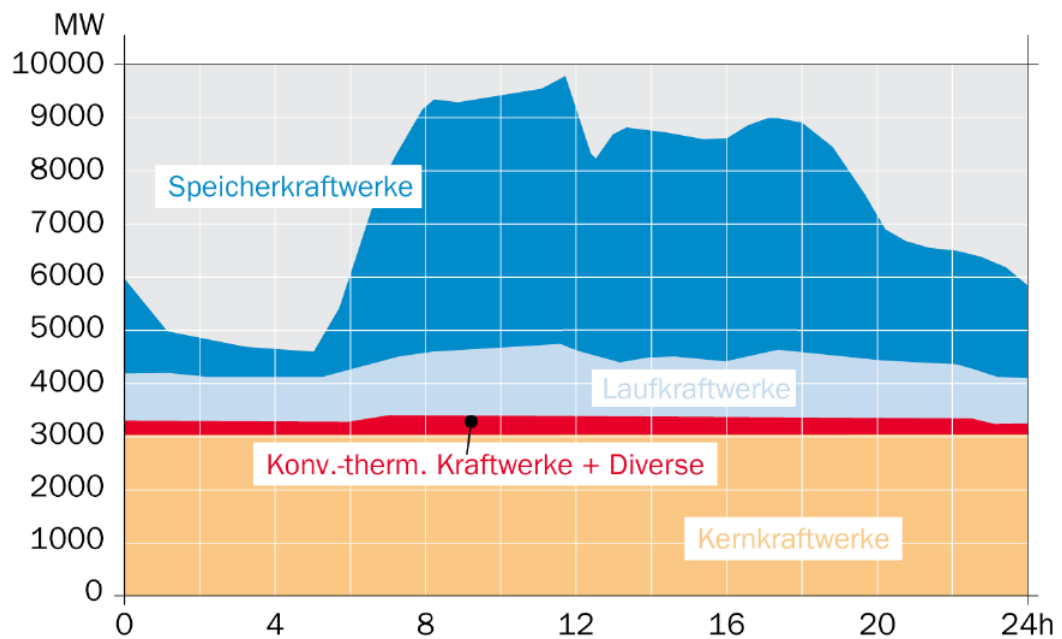
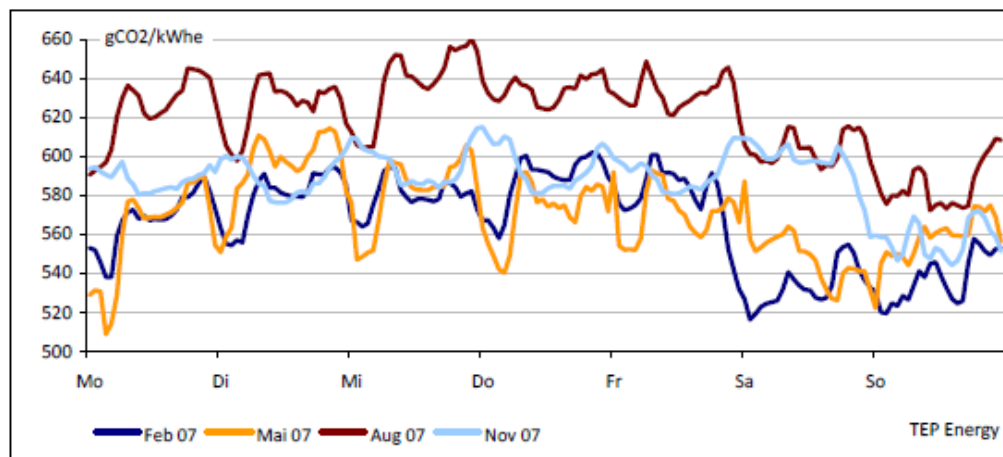


Abbildung 4: Tagesverlauf der Stromproduktion, nach VSE



Quelle: TEP Energy basierend auf Monatsstatistiken UCTE, EEX

**Abbildung 5: Exemplarische Wochenverläufe der CO<sub>2</sub>-Intensität (g/kWh<sub>e</sub>) der Stromerzeugung in Deutschland, 2007, aus [Jakob et al., 2009]**

## 2.4 Berechnungsmodell

Die Berechnung der Verbrauchswerte und des möglichen Potenzials für Regelfunktionen erfolgt in einem ersten Schritt für Einzelfahrzeuge und anschließend für die gesamte Flotte, in den Jahren 2015 / 2020 / 2035 sowie jeweils für die Fälle mit / ohne Bereitstellung von Regelfunktionen. Der Ablauf ist in Abbildung 6 dargestellt.

### Charakterisierung der Eingabedaten

Die Eingabedaten sind wie folgt charakterisiert:

- **Fahrzeugeigenschaften**  
Die Verbrauchswerte und die Batteriekapazität werden definiert. Für PHEV wird der Verbrauch bei reinem Elektroantrieb und bei Hybridbetrieb vorgegeben.
- **Batterienutzung**  
Für jeden Fahrzyklus wird davon ausgegangen, dass die Batterie entweder soweit möglich für den Antrieb eingesetzt (um einen möglichst grossen Teil der Fahrstrecke elektrisch zurückzulegen) oder für die Bereitstellung von Regelenergie genutzt wird. Die Anteile der Batterienutzungsarten können für die Fahrzyklen unterschiedlich festgelegt werden.
- **Fahrtenmodell**  
Stark vereinfachtes Fahrtenmodell mit drei typischen Fahrzyklen, welche aus den statistischen Verkehrsdaten des Mikrozensus abgeleitet werden.
- **Infrastruktur**  
Die Infrastruktur wird charakterisiert durch die maximal mögliche Entladeleistung der Netzanschlüsse sowie den Anteil der Fahrzeuge, welcher sich dauernd am Netz befindet. Letzterer Punkt kann für die einzelnen Fahrzyklen unterschiedlich festgelegt werden und hängt sowohl von den Fahrzeiten wie auch von der Verbreitung der Netzanschlüsse ab.
- **Beanspruchung Regelleistung**  
Die Dauer, für welche die Regelreserven im Bedarfsfall effektiv Regelenergie liefern können müssen, kann vorgegeben werden. Dieser Punkt ist abhängig von den Ausschreibungsbedingungen im Regelleistungsmarkt.

- Anzahl PHEV's und EV's

Die Anzahl wird als Anteil an der Gesamtflotte eingegeben und mit dem erwarteten Gesamtbestand hochgerechnet.

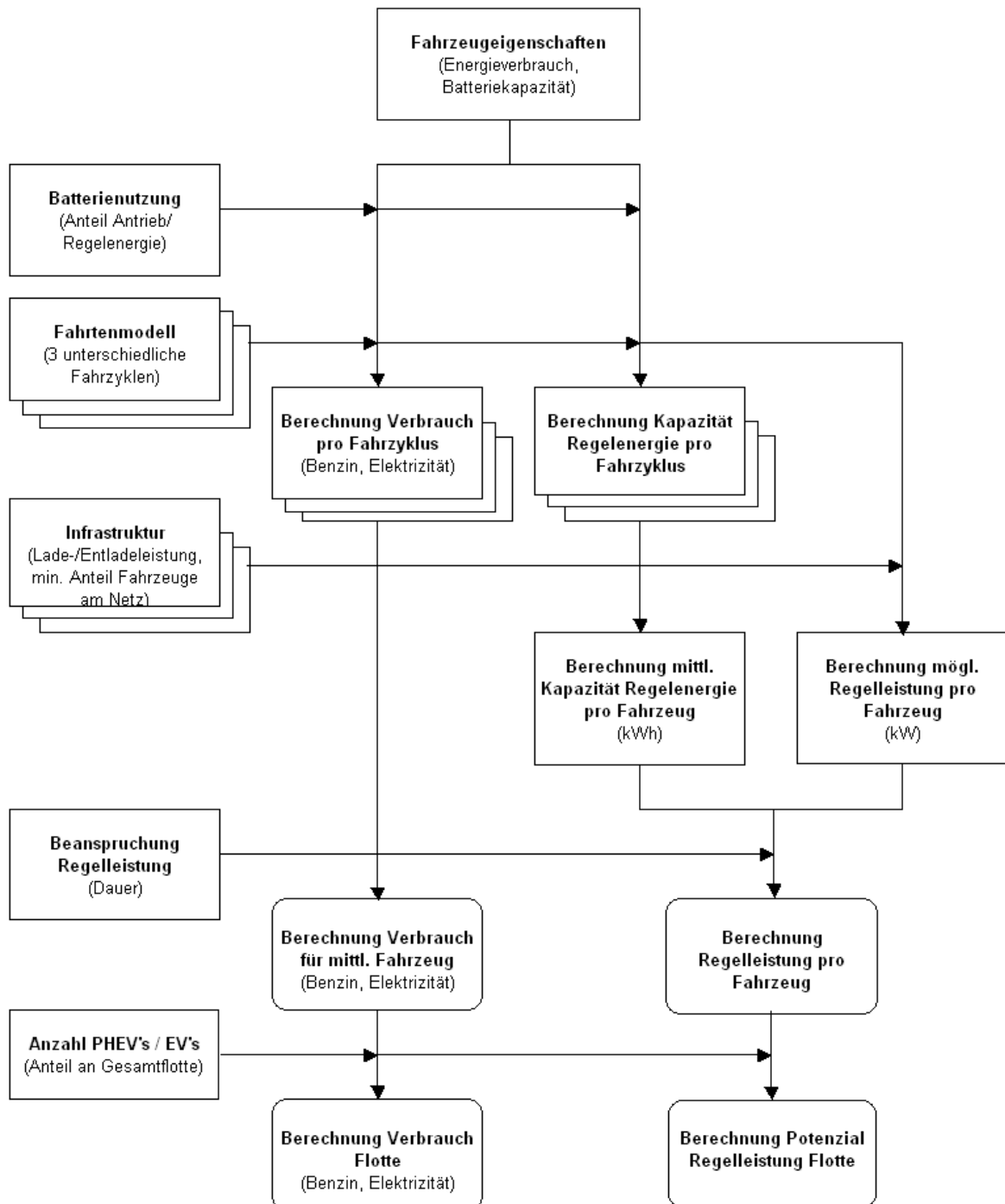


Abbildung 6: Berechnungsgang Verbrauchswerte und mögliche Regelleistungspotentiale

## Berechnungsschritte

Die Berechnung erfolgt in den folgenden Schritten:

### Schritt 1: Berechnung Verbrauch und Regelenergiekapazität je Fahrzyklus

In einem ersten Schritt wird für ein Einzelfahrzeug für jeden Fahrzyklus getrennt berechnet, wie viel Energie in Form von Benzin und Elektrizität verbraucht wird und welche Regelenergiekapazität (Energieinhalt) zur Verfügung gestellt werden kann. Die Ergebnisse werden anschliessend über die Verteilung der Fahrzyklen hochgerechnet zu Verbrauchswerten pro km und Regelenergiekapazitäten pro mittlere Fahrt.

Bei der Berechnung des Verbrauchs (genutzte Fahrplanenergie) und der zur Verfügung gestellten Regelleistung der Fahrzeuge wird wie folgt vorgegangen:

#### Plug-In-Hybrids

Für die PHEV werden die folgenden beiden Batterienutzungsmöglichkeiten unterschieden:

- max. möglicher Elektrobetrieb  
Das Fahrzeug wird soweit wie möglich als Elektromobil eingesetzt. D.h. die Batterie ist vor der Abfahrt stets vollständig durchgeladen und am Fahrtenende möglichst weit entladen. Da davon ausgegangen werden kann, dass die Nutzung der Fahrzeuge statistisch relativ genau vorauszu-sehen ist, kann für das Nachladen der Batterie Fahrplanenergie eingesetzt werden.  
Für den Zeitpunkt des Nachladens besteht bis zur nächsten Abfahrt eine gewisse Flexibilität. Voraussetzung dafür ist, dass aufgrund von Erfahrungswerten des einzelnen Fahrzeugs der Zeitpunkt der nächsten Abfahrt prognostiziert wird oder dass der Nutzer den Zeitpunkt selbst angibt. Dank dem Verbrennungsmotor bleibt das Fahrzeug auch dann vollständig nutzbar, wenn es früher als erwartet gebraucht wird. Die für das Nachladen eingesetzte Fahrplanenergie kann dahingehend optimiert werden, dass z.B. möglichst günstiger oder möglichst erneuerbarer Strom bezogen wird (was sich z.B. mit einem temporären Überangebot an Windstrom decken kann).  
Für diese Betriebsart sind primär Pendler- und Langstrecken-Tageszyklen geeignet.
- max. mögliche Bereitstellung von Regelfunktion  
Das PHEV-Fahrzeug wird so betrieben, dass möglichst viel Regelenergie bereitgestellt werden kann. Das Fahrzeug wird während der Fahrt wie ein konventionelles Hybridfahrzeug ohne Netzverbindungsmöglichkeit betrieben, d.h. dass die Batterie nach Möglichkeit vor Abfahrt und nach Fahrtenende immer auf dem selben Niveau geladen ist. Während das Fahrzeug beim Parkieren mit dem Netz verbunden ist, kann die Batterie zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden. Wird das Soll-Niveau der Batterie auf 50% festgelegt, kann gleich viel positive wie negative Regelfunktion zur Verfügung gestellt werden.  
Für diese Betriebsart sind primär Kurzstrecken-Tageszyklen geeignet.

Bei den beschriebenen Betriebsweisen handelt es sich primär um Modellannahmen, welche dazu dienen, die Auswirkungen von PHEV resp. EV auf einfache Art zu berechnen. In der Praxis kann es durchaus sein, dass die Fahrzeuge beide Funktionen gleichzeitig übernehmen.

#### Elektromobile

Bei den Elektromobilen erfolgt eine ähnliche Betrachtungsweise. Im Unterschied zu den PHEV ist die Batterienutzung für den Elektrobetrieb des Fahrzeugs zumindest teilweise vorgegeben. Bei genügend grosser Batteriekapazität kann ein Teil der Batterie für die Bereitstellung von Regelenergie reserviert werden. Dies setzt voraus, dass der Nutzer die nächste längere Fahrt vorgängig anmeldet, damit die Batterie rechtzeitig voll aufgeladen werden kann.

Der Teil der Batterie, welcher für den Elektrobetrieb reserviert bleibt, kann ähnlich geladen werden, wie bei den PHEV. Bedingung dafür ist, dass der Nutzer den Zeitpunkt der nächsten Fahrt vorgängig an-

gibt. Die Flexibilität für den Zeitpunkt des Nachladens dürfte deshalb gegenüber PHEV eingeschränkt sein.

Für die Bereitstellung von Regelenergie / -leistung sind – unter der Voraussetzung einer ausreichend grossen Batteriekapazität – primär Kurzfahrten- und Pendler-Tageszyklen geeignet.

#### Schritt 2: Berechnung der möglichen Regelleistung pro Fahrzeug

Erfolgt aufgrund einer Abschätzung des Anteils der Fahrzeuge, welche mit dem Netz verbunden sind (differenziert nach Fahrtzyklen) und der durch die Netzanschlussinfrastruktur ermöglichten maximalen Entladeleistung.

#### Schritt 3: Berechnung der (effektiven) Regelleistung pro Fahrzeug

Hier wird der kleinere Wert aus einem Vergleich aus der möglichen Regelleistung pro Fahrzeug (vorhergehender Schritt) und der Regelenergiekapazität pro mittlere Fahrt dividiert durch die Anzahl Stunden für die Beanspruchung der Regelleistung ermittelt.

#### Schritt 4: Berechnung der Verbrauchswerte und des möglichen Potenzials für Regelreserven

Anschliessend erfolgt die Berechnung für die gesamte Flotte in den Jahren 2015/2020/2035 sowie jeweils für die Fälle mit/ohne Bereitstellung von Regelleistung und Lieferung von Regelenergie.

## 3 Datengrundlagen und Annahmen

### 3.1 Fahrzeuge: Verbreitung, Technologie und Nutzung

Die herangezogenen Studien dienen zur Abgleichung der verschiedenen Technologiepfade, sie berücksichtigen

- die Seiten der üblichen Technologieentwicklung
- Produktionszyklen in der Industrie
- notwendige Investitionen
- die Interaktion zwischen Produkten und Anwendern.

Die Entwicklungen basieren meistens auf förderlichen politischen Rahmenbedingungen (Förderung oder Zugangsbeschränkungen für nicht emissionsfreie Fahrzeuge) und Ressourcenpreisentwicklungen, da die Markteinführung von PHEV und EV heute als common sense angesehen wird. Dabei werden in der Regel die Fahrzeugzahlen, deren Eigenschaften sowie Nutzung und die Infrastrukturentwicklung interagierend betrachtet [Lache et al., 2008; Wietschel, 2008/9; Deutsche Bundesregierung, 2009; Duvall, 2008; Valentine-Urbschat & Bernhart, 2009; Alpiq, 2009; Schwill & Borggreve in Borggreve et al., 2008; Pike Research, 2009; Engel, 2008; u.w.].

Für die Festlegung von Annahmen zur Berechnung der Anzahl von erwarteten Fahrzeugen, der Nutzung, der Markteinführung der Technologien und Dienstleistungen sowie der daraus resultierenden Potenziale für Regelfunktionen wurden zahlreiche weitere Überlegungen miteinbezogen, die nachfolgend in den allgemeinen Überlegungen zur Markteinführung von PHEV und EV aufgezeigt werden.

#### Allgemeine Überlegungen zur Markteinführung von PHEV und EV

##### PHEV und EV vs. andere Antriebe und Treibstoffe in Bezug auf die Klimabilanz

Auf der Antriebsseite sind aufgrund der Verschärfung der äusseren Rahmenbedingungen (Verknappung Ressourcen, Klimaschutzbemühungen, Sensibilisierung der Kunden etc.) nicht nur bei PHEV und EV starke Fortschritte zu beobachten.

- Downsizing Ottomotor: Heute käufliche Familienwagen Passat 1.4 TSI (150g CO<sub>2</sub>/km) oder Sportcoupé Scirocco (179g CO<sub>2</sub>/km) [Energieetikette, 2010], künftiger Kleinwagen VW Up mit 2l/100km (= 46g CO<sub>2</sub>/km) [Auto-Illustrierte, 2010] zeigen erhebliche Verbesserungen. Die top ten der Energieetikette zeigt Emissionswerte zwischen 89 bis 99g CO<sub>2</sub>/km. Die jüngste Erfindung des pneumatisch aufgeladenen Motors zeigt weiteres Potenzial zur Verringerung von 20-30% CO<sub>2</sub> [Guzella, 2008] und soll nächstens als Billigtechnologie in Schwellenländern kommerzialisiert werden.
- Treibstoffe (siehe auch Abbildung 7): Erdgasautos haben generell eine verbesserte Klimabilanz von rund 20%, allerdings bei höherem Gewicht und geringeren Fahrleistungen. Viele Erdgasmodelle sind in der Schweiz in Betrieb, viele weitere sollen auf den Markt kommen. Erdgasautos mit Biogas können annähernd CO<sub>2</sub>-neutral betrieben werden. Das Potenzial in der Schweiz beträgt theoretisch max. 10% der Gesamtflotte<sup>4</sup>. E85 und Biodiesel bringen aufgrund der Vorkette (Herstellung des Treibstoffs) nur in sehr begrenztem Umfang ökologische Vorteile<sup>5</sup>. Das Gesamtpotenzial liegt

<sup>4</sup> Biopower NWCH

<sup>5</sup> Wietschel, Fraunhofer

bei max. ca. 5% des Marktes<sup>6</sup> (erst langfristig, mit der 2. Generation und höherer Ausbeute bei den Pflanzen)<sup>7</sup>.

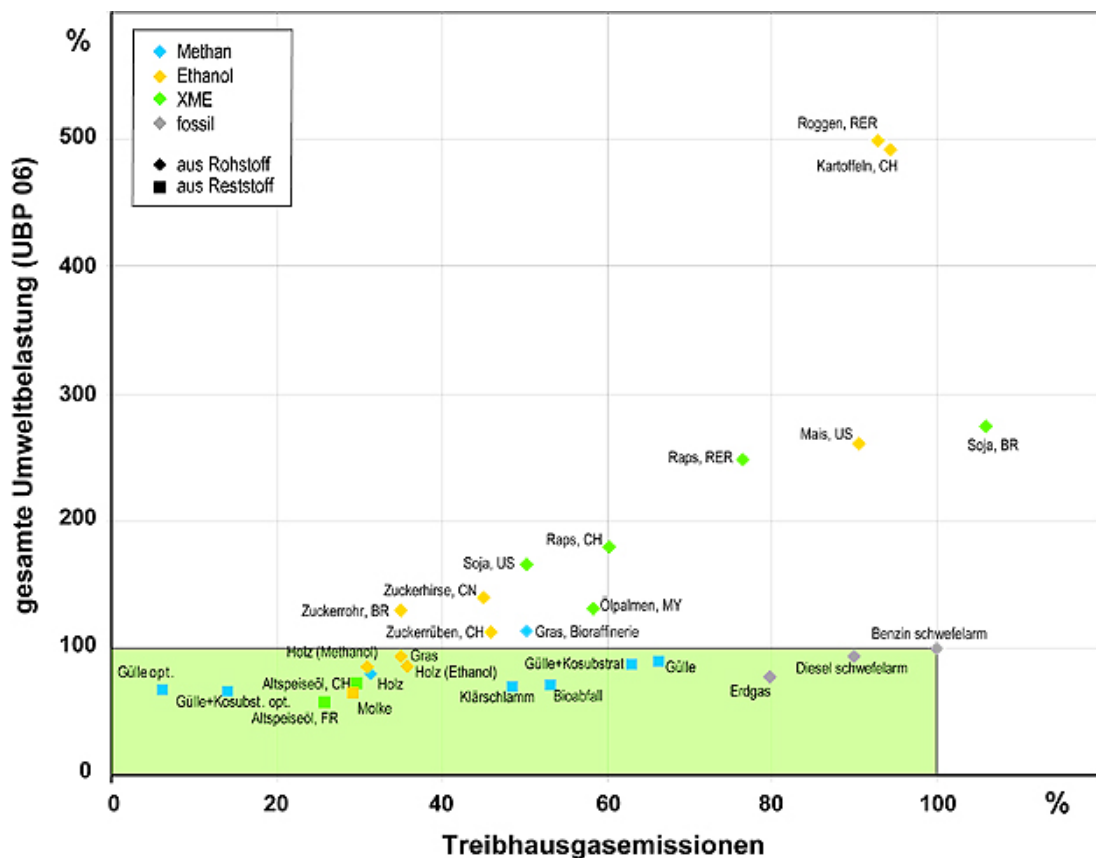


Abbildung 7: Alternative Treibstoffe vs. Referenzpunkt Benzin schwefelarm, [EMPA, 2007]

Aufgrund der weiteren Rahmenbedingungen wie Kosten (Batterien, Elektrik, Treibstoff<sup>8</sup>) und Nutzbarkeit der Fahrzeuge (siehe Nachfrage), der effektiven Energieeffizienz sowie Klimabilanz und anderen ökologische Kriterien, stehen PHEV und EV deshalb in erheblichem Konkurrenzkampf zu bisherigen Antriebskonzepten.

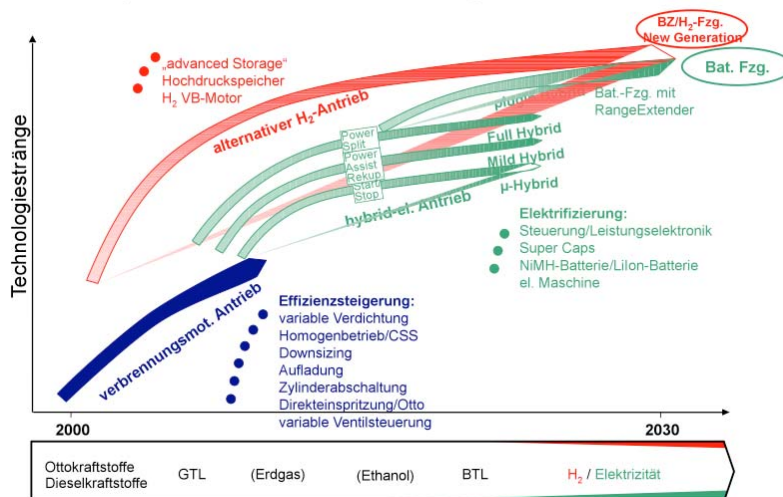
Die Hybridtechnologie bzw. Plug-In Hybrid-Technologie ist aber quasi DIE "elektrische" Plattform für zukünftige Fahrzeuge und lässt viel Spielraum für die Unterstützungstechnologie (Brennstoffzelle, konventionelle Benzin- oder Dieselmotoren, andere Treibstoffe, Batterien). Vor allem die PHEV-Plattform bietet bes-

<sup>6</sup> Nissan, Toyota, IEA; VW ging bis vor kurzem von wesentlich höheren Werte aus

<sup>7</sup> Hauptproblematik Anbau und 1. Generation von Biofuels (flüssig) können nur Frucht verwerten und nicht ganze Pflanze. Sie weisen allenfalls regional-ökonomische Potenziale auf, Treibstoff aus Anbau ist kaum mehr politisch durchsetzbar, weil die mögliche Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion sozial inakzeptabel ist.

<sup>8</sup> Die elektrischen Antriebe sind im Moment wirtschaftlich (verbrauchsseitig) deutlich im Vorteil, solange keine Steuern auf den Strom erhoben werden. Zur Erläuterung: 20kWh/100km Verbrauch eines EV kosten im europäischen Durchschnitt finanziell gleich viel wie ein Benzinverbrauch von 2.2 l/100km. In der Schweiz entsprechen 20kWh 2.4 l Benzin. Bestimmte regionale Unterschiede verstärken den Vorteil der EV extrem: In Griechenland entsprechen 20kWh nur ca. 1l Benzin. (Eurokurs 3.8.2010, Strompreis im europäischen Mittel 14 cent = Strompreis Durchschnitt CH, Preise in Europa zwischen rund 7 – 23 cent / kWh = Griechenland – Dänemark) [RP Online 2010; Elcom 2010], (Benzinpreis Super im Mittel EUR 1.27/l bzw. knapp 1.75 CHF/l per 3.8.2010 [AvD 2010].

te Kombinationsmöglichkeiten, um den Anforderungen des zukünftigen Marktes gerecht zu werden. Dies spricht dafür, dass HEV und PHEV den Markt in naher Zukunft dominieren werden. Je nach Bedarf und Rahmenbedingungen wird EV mehr oder weniger schnell den Marktanteil erhöhen. Generell kann von einem pluralistischen Szenario ausgegangen werden (siehe auch Abbildung 8).



**Abbildung 8: Technologiestränge Antriebe und Treibstoffe**, aus [Schiefer in Borggrefe et al., 2008]

Für die zukünftige Gewichtung von PHEV und EV haben die Zielpfade betreffend CO<sub>2</sub>-Emissionen für neu eingelöste Fahrzeuge entscheidende Auswirkungen. Diese bilden auch den Vergleichsrahmen für die Berechnung der zusätzlichen Wirkung auf den Klimaschutz, welche durch Fahrzeuge PHEV und EV tatsächlich erreicht werden kann (siehe auch Tabelle 2).

**Tabelle 2: Status quo und Ausblick CO<sub>2</sub>-Emissionen/km (Neufahrzeuge), Tank-to-Wheel / Well-to-Wheel**

[g CO <sub>2</sub> /km]	2006	2015	2020	2035	2050
CH <sup>9</sup>	187 / 219	85, 145, 170 / x*1.17	80, 130, 170 / x*1.17	70, 120, 150 / x*1.17	≤ 40/47 <sup>10</sup>
EU <sup>11</sup> (diskutierte Grenzwerte)	160 / 197	130 / 150	100 / 115		
Global <sup>12</sup>					40 / 47

Der Absenkungspfad wird auch von Expertisen und von Annahmen der ETH Zürich gestützt<sup>13</sup>. Deshalb werden zum Parallelvergleich ICEs in Zukunft mit 20-23% Well-to-Wheel (WTW) Effizienz verwendet.

#### PHEV vs. EV

PHEV, die Strom und Benzin tanken könnten, schneiden in verschiedenen Szenarien besser ab als EV, weil sie die Vorteile des EV und des konventionellen Antriebs kombinieren. Sie können bei Leistungen auf konventionellem Autoniveau ohne Nachteile 50-65% der Emissionen reduzieren [Horbaty & Rigassi, 2008]. Im Vorteil sind diejenigen mit Hybridsystemen (Toyota Plug-In Hybrid). Fahrzeuge mit einfachen Hybrid-

<sup>9</sup> Aus [Keller, 2007]

<sup>10</sup> eigene Annahme

<sup>11</sup> Hypothese aus IEA-Szenario von EWI, Wietschel

<sup>12</sup> Hypothese aus IEA-Szenario von EWI, Wietschel

<sup>13</sup> Lino Guzzella schätzt WTW Effizienz bei herkömmlichen zukünftigen ICE oder HEV auf 20-23%.



Antrieben (wie Mindset oder Volt) haben aber den Nachteil, dass der range extender Modus konstruktionsbedingt ineffizient arbeitet – wenn er arbeitet (Bsp. mit 4l/100km im range extender mode) – da die Umwandlungseffizienz mit 40% des Generators (optimale Effizienz) durch die Umwandlung in Strom und wiederum in Vortrieb jeweils 20% Verluste produziert. Der resultierende Gesamtwirkungsgrad von 24% ist vergleichbar mit guten Ottomotoren, v.a. auf Langstrecken. Die Bilanz steht und fällt daher mit der Länge der Fahrten und der zwischenzeitlichen Möglichkeit, an der Steckdose aufzutanken.

#### Durchsetzung PHEV und EV innerhalb des Portfolios von Autoherstellern

Lange Einführungs- und Entwicklungszeiten, Auslastung von Produktionsstrassen, lange Nutzungszeit von Plattformen, Downsizing bei anderen Antrieben sowie Einsatz anderer Treibstoffe und Konkurrenz der ökologischen Wertigkeit in Bezug auf Klimabilanz (und daher die Stromherkunft für die Ladung) sowie die tatsächlich auftretenden Preise für Energie (fossil und Strom) erzeugen für PHEV und EV einen starken Konkurrenzdruck durch andere Antriebskonzepte. Die Firmen werden sich im Rahmen ihres Auftritts entsprechend vorsichtig positionieren, da ein rascher Modellwechsel rein ökonomisch nicht möglich ist und bestehende Produkte weiterhin einen Absatzmarkt benötigen, damit die Auslastungen der Produktionskapazitäten gewährleistet bleiben. Diese Aspekte stehen in einem gewissen Widerspruch zur Kommunikationsstrategie der Autoindustrie, welche durch die hohe Abfolge von konzeptionellen Präsentationen eine rasche Markteinführung suggeriert.

#### Technologiebereitstellung elektrischer Antrieb

Die Batterieentwicklung wird von den meisten Marktteilnehmern als lösbares Problem innerhalb 2010-2012 dargestellt. Die Bereitstellung der Rohstoffe (Lithium) wird mengenmässig ab ca. 2015 relevant, wobei auch hier eine Technologieentwicklung mit anderen Ressourcen und Markteinführung ab 2020 angenommen wird. Es wird zum Teil bestritten, dass die natürlichen Ressourcen für die Umsetzung ausreichen (Lithium für Batterien)<sup>14</sup>, unter der Annahme alle Fahrzeuge (2 Mrd. bis 2050) würden PHEV und EV sein. Das Problem dürfte sich in den nächsten 10 Jahren noch nicht stellen<sup>15</sup>, da das theoretische Potenzial für ca. 500 Mio. Fahrzeuge ausreicht, allerdings alle anderen Batterieanwendungen nicht eingerechnet.

In Bezug auf die Markteinführung der Fahrzeuge ist die Transformation der Technologie in die Massenproduktion, die Preisentwicklung und die Anpassung an klimatische Bedingungen kritisch. Bei einem Verbrauch von 0.2 kWh/100km wird eine Batterie von 20 kWh benötigt (EV), heutiger Preis um 20'000 CHF<sup>16</sup>, 2012 vielleicht 15'000 CHF, gemäss optimistischer Szenarien 7'500 CHF. Li-Ionen Batterien haben ihren Arbeitsbereich idealerweise bei 18-50 Grad Celsius, was in Ländern nördlich des Mittelmeers dazu führt, dass Fahrzeuge einen Grossteil des Jahres zumindest beim Start nicht genügend warm sind. Des Weiteren stellt sich die Herausforderung der Crash-Sicherheit der Batterien, woran derzeit intensiv gearbeitet wird<sup>17</sup>. All diese Aspekte haben entsprechende Auswirkungen auf die in den nächsten Kapiteln aufgeführten Kriterien (siehe dort).

Um die hohen Kosten der Batterien zu kompensieren, sind verschiedene Wege denkbar:

- Leasing statt Kauf für die Kunden und andere innovative Geschäftsmodelle
- Nach Ablauf der Lebensdauer im Auto (aber noch intakter Leistung zu einem bestimmten Prozentsatz) Einsatz als immobile Speicher z.B. in Gebäuden zum Ausgleich des lokalen Netzes.

<sup>14</sup> Wokaun, PSI; Tahil, Meridian International Research

<sup>15</sup> Sauer, RWTH Aachen, 2008

<sup>16</sup> Ralph Schnyder, Dreifels; Tagung Essen 3.2.2009 (Mitsubishi, Ford, Think, u.a.)

<sup>17</sup> Evonik, Daimler Bericht ZDF

## Nachfrage

Nutzer von Autos sind in der Regel nicht bereit, ihre Ansprüche stark und rasch zu ändern, deshalb dürfen die neuen Fahrzeuge nur geringste Änderungen im Verhalten erzwingen:

- Gewohnte Reichweite, Nutzerverhalten<sup>18</sup>, Zuverlässigkeit der Elektroantriebseinheit, Anwendung, Unterhalt<sup>19</sup>, Kosten und Sicherheit sind Aspekte, die für den Erwerb und Betrieb von PHEV und EV entscheidend sein werden.
- Hilfreich sind starke Rahmenbedingungen (Verbote der Nutzung fossiler Antriebe in bestimmten Gegenden oder ökonomische Steuerung hin zu PHEV und EV, Fördermittel).
- Vorbilder (staatlich, unternehmerisch, Schlüsselpersonen)
- Mitentscheidend können auch Reputationsfragen sein, bspw. die Herkunft des Stroms.

Die grosse Herausforderung in Bezug auf den Kaufpreis ist das Geschäftsmodell Batterie, da die Kaufpreise für den Endkunden auch mittelfristig kaum interessant sind<sup>20</sup>. Alle bisherigen Bemühungen in Bezug auf Direktverkauf waren nicht erfolgreich; ein Leasingmodell des französischen Versorgers EDF hingegen hat gewisse Erfolge getätigt. Neue Modelle wie jenes von Better Place (Ersatz standardisierter Module an der Tankstelle) müssen ihre Marktfähigkeit noch unter Beweis stellen.

Von der Nachfrageseite her bestehen die grössten Unsicherheiten, weil die Frage der breiten Akzeptanz tendenziell stark vernachlässigt wird<sup>21</sup>. Trotzdem kommen zahlreiche Umfragen heute zum Schluss, dass sowohl PHEV als auch EV einer grossen Nachfrage begegnen würden. Diese sind jedoch mit Vorsicht zu geniessen, denn auch hier zeigt sich der Grundsatz "Akzeptanz ist Funktion des Ausmasses der Nachteile und des Informationsstands". Es ist daher nicht erstaunlich, dass 22 Prozent rein elektrisch fahren würden (aktuelle Umfrage von DEKRA in Deutschland [oekonews.at, 2009])<sup>22</sup>. Wie aus anderen Bereichen bekannt (z.B. Ökostrom-Markt), werden Nachteile - in diesem Fall der Mehrpreis - idealistisch gerne in Kauf genommen, in der Praxis bestätigen sich aber die Absichten nicht. Deshalb wollen auch 62,9 Prozent einen höheren Anschaffungspreis nur akzeptieren, wenn das Fahrzeug durch Fördermittel oder niedrige Betriebskosten attraktiv gemacht wird. Unter Betrachtung des Informationsdefizits (bei 71,1 Prozent) sind aber diese Absichtserklärungen von potenziellen Kunden mit Vorsicht zu geniessen. Es wird daher wichtig sein, die Nutzer an die Produkte heranzuführen<sup>23</sup>.

Durch die eingeschränkte Nutzung reiner EV (Reichweite, solange Li-Ion-Batterien und relativ schwere Fahrzeugkonzepte) und starke Abhängigkeit von Infrastruktur (Ladung) wird EV vor allem als Einsatz bei vorhersehbar kleinen Strecken stark sein können. Für die breite Anwendung, welche sich stark am Potenzial der Möglichkeiten orientiert, werden PHEV wesentlich im Vorteil sein.

## Angebot von Fahrzeugen

Von Seiten Elektrizitätsversorgung ist ein starkes Engagement festzustellen hinsichtlich Verkauf von Elektrizität für Mobilität (alpiq, BKW, EWZ u.a.; in Deutschland RWE, E.ON u.a.). Dementsprechend sind die Investitionsvorhaben in die Infrastruktur markant und unterstützen die Autoindustrie dabei, neue Produkte auf den Markt zu bringen. Die Gesamtaufwendungen in der Autoindustrie sind eher noch moderat und

<sup>18</sup> [TNS / Infratest, 2009]

<sup>19</sup> insbesondere Batterien

<sup>20</sup> Konferenz Essen 3.2.09, Heiko Maas von Ford; andere indirekt (Better Place), Think bietet nur noch Leasingmodell

<sup>21</sup> Georg Wilke, Wuppertal Institut, Forschungsgruppe „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“

<sup>22</sup> An der Umfrage nahmen rund 1.250 Personen teil, die zur Hauptuntersuchung an eine DEKRA Niederlassung kamen.

<sup>23</sup> <http://www.wattgehtab.com/>

werden nur im Rahmen der möglichen Anpassungen in den Märkten (wohlhabende Länder vs. Entwicklungsländer mit geringerer Kaufkraft) vollzogen.

Die Schweiz ist stark abhängig von den angebotenen Fahrzeugen der im Ausland tätigen Firmen. Zugang zu Fahrzeugen erfolgt nicht über Stückzahlen sondern über Kooperationen der Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit Autoindustrie und durch eher hohe Zahlungsbereitschaft. Die Abweichung zum Gesamtmarkt ist am Anfang eher negativ (geringe Verfügbarkeit der Autos).

Die Elektromobilität befindet sich zur Zeit in einer Hype-Phase und einige Prognosen schätzen den kurzfristigen Markterfolg wahrscheinlich zu optimistisch ein. Um eine hohe Marktdurchdringung zu erreichen, muss die Elektromobilität

- wesentliche Ziele bei der Kostenreduktion erreichen und
- die Rahmenbedingungen (Ökologie – nicht nur reduziert auf das Thema Klimawandel, Rohölpreise) müssen stimmen.
- Die Fahrzeuge müssen sich gegen andere Antriebskonzepte und deren Umweltperformance durchsetzen.

### Anzahl Fahrzeuge im Markt

Basis für die Berechnung der Fahrzeugzahlen waren der prognostizierte steigende Gesamtbestand an PKW in der Schweiz (2015: 3.9 Mio., 2035 4.5 Mio.) [Keller, 2007] sowie internationale und nationale Marktstudien (siehe oben) zu kommenden %-Anteilen für PHEV resp. EV an den Gesamtflotten. Die Zahlen werden als gesunde Mittelwerte aus den Studien gewertet, entsprechen jedoch in Mitteleuropa eher einer dominanten Marktentwicklung. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass in der Schweiz auch zahlreiche begünstigende Faktoren zur Markteinführung beitragen (Kurze Distanzen in der Schweiz helfen den EV, Einkommen<sup>24</sup>, Grad der Sensibilisierung und Reputationswirkung).

Für den Teilmarkt PHEV und EV wird prinzipiell von einer Dominanz von PHEV im kurz- und mittelfristigen Zeitraum bis 2020 ausgegangen und danach (im Rahmen der sozialen Adaption an die neue Technologie und Nutzbarkeit) eine gleichwertige Entwicklung von PHEV und EV bzw. ein stärkerer Anstieg des EV-Marktes.

Es wird davon ausgegangen, dass ein Pluralismus-Szenario sich durchsetzt: Die Elektromobilität stellt dabei nur eine von mehreren Lösungen dar. Hierbei gehen Experten von einer Diversifikation an Kraftstoffen und Antriebssystemen aus. Den Studien nach werden sich diese primär in den Märkten durchsetzen, in denen ihre spezifischen Vorteile genutzt werden: bspw. kleine Fahrzeuge für den innerstädtischen Verkehr, Elektroroller oder Leichttransporter für den innerstädtischen Lieferverkehr, PHEV für die umfassende Anwendung, Biotreibstoffe an Orten, wo die Rohstoffe dafür ausreichend vorhanden sind, etc.<sup>25</sup>

Die restlichen Fahrzeuge wurden als konventionell angetrieben mit fossilen Energieträgern angenommen, es wurden keine Erdgas-, Biogas- oder Brennstoffzellenfahrzeuge berücksichtigt. Gleichzeitig müssen die Annahmen für die Marktpenetration von PHEV und EV in Relation zu den erwarteten Verbesserungen v.a. im Bereich des Downsizing von fossilen Antrieben bzw. der Marktdurchdringung von Hybridautos interpretiert werden, das heisst v.a. bewährte Technologien haben ihr Potenzial zur Verbrauchsreduktion noch längst nicht ausgeschöpft und sind noch für längere Zeit ökonomischer.

Abbildung 9 und Tabelle 3 zeigen die zahlenmässige Aufteilung auf.

<sup>24</sup> Nachfragestudien, die sich auf ökonomische Kaufkraft abstützen, sagen für die Schweiz eine deutlich höhere Penetration mit Elektrofahrzeugen und PHEV voraus (Faktor 2 gegenüber Deutschland).

<sup>25</sup> [ISI, 2008]; Nissan, andere

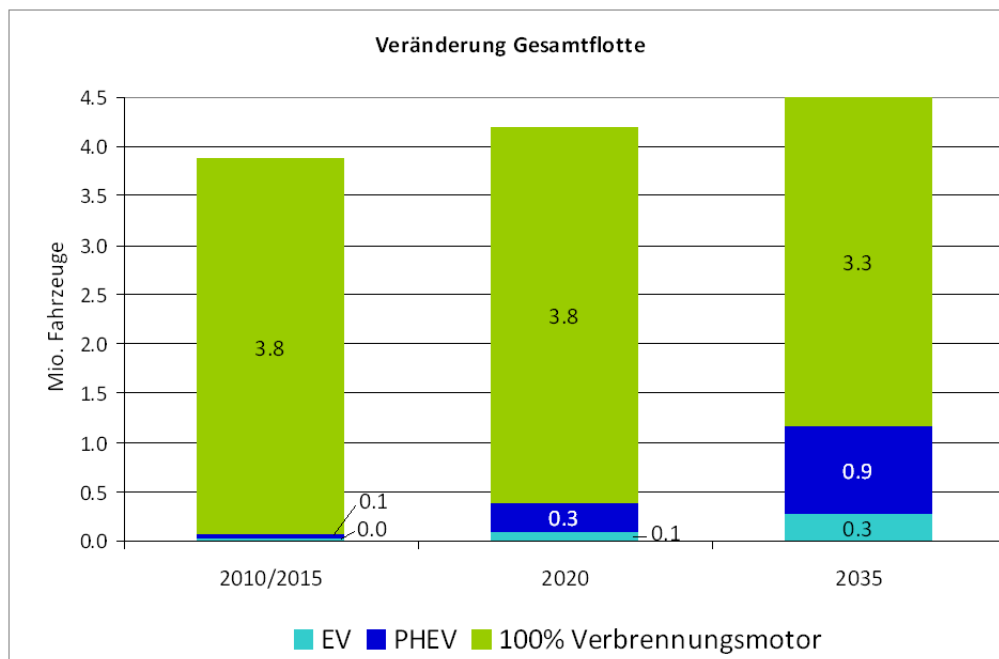


Abbildung 9: Markteinführung von EV und PHEV bis 2035 in der Schweiz

Tabelle 3: Markteinführung von EV und PHEV bis 2035 in der Schweiz, Zahlen

	Bestand PHEV		Bestand EV	
	Anteil	Anzahl	Anteil	Anzahl
	[%]	[1]	[%]	[1]
<b>2010/2015</b>	1.35%	52'650	0.25%	9'750
<b>2020</b>	6.90%	289'800	2.00%	84'000
<b>2035</b>	19.90%	895'500	6.00%	270'000

Die Streuung der Grunddaten ist sehr gross (z.B. 0.15-3% bei den PHEV für 2020), wobei in der arithmetischen Mitte eine Häufung der Schätzungen auftritt.

Die Zahlen benennen in zahlreichen Fällen "alle elektrisch betriebenen und einsteckbaren Fahrzeuge", was eine Umrechnung aufgrund der erwarteten Markteintritte und Ausbreitung für PHEV und EV zur Folge hatte. Die Verteilung PHEV/EV wurde aufgrund spezifischer Studien folgendermassen bestimmt: Anteil EV an der gesamten elektrischen Flotte ca. 1/6 der Gesamtzahl (für 2015 und 2020), danach ca. 1/3 (2035). Dies liegt darin begründet, dass die Geschwindigkeit der Markteinführung von EV in der Regel als deutlich kleiner angenommen wird als bei PHEV (für Mitteleuropa und durchschnittlich). Bisher nicht automobiler Märkte wie China und Ballungsgebiete wie Japan bzw. spezielle Situationen wie Israel sind EV-freundlicher. Je nach Einschätzung ist der Schweizer Markt EV-freundlicher als Europa, was in den Berechnungen nicht berücksichtigt wurde.

## Fahrzeugeigenschaften

Es werden aufgrund des aktuellen oder kurzfristig erhältlichen Angebots (bis 2012) folgende unterschiedlichen Fahrzeug-Typen mit entsprechenden Eigenschaften verwendet:

- Plug-In Hybrids PHEV: Fahrzeuge mit Batterien für Distanzen im statistischen Bereich von 100% der Fahrten (also ca. 37km elektrischer Reichweite) auf Hybridbasis (à la Toyota PHEV) und Fahrzeuge mit Range Extender<sup>26</sup>. Der Energie- und Benzinverbrauch der Plug-In Hybrids entspricht im Benzinmodus dem aktuellen Verbrauch von Hybridfahrzeugen, im reinen Elektromodus wurde ein leicht erhöhter Verbrauch (10%) gegenüber den reinen Elektrofahrzeugen angenommen (wegen Mehrgewicht).
- Reine Elektrofahrzeuge EV: Rein elektrisch betriebene Autos wie Think EV oder Sportwagen wie Tesla Roadster oder Klein- und Kompaktwagen wie Mitsubishi iMieV, Nissan Leaf, Modelle von Mercedes mit Reichweiten von in der Regel 80-150km. Besonderheiten wie die Reichweite von Tesla (mit 365km Reichweite und mehr) werden als mittelfristige Realität angenommen (ab 2020).
- Konventionelle Benzinfahrzeuge sind charakterisiert gemäss statistischem Durchschnittsverbrauch in der Schweiz (Neuwagenflotte 2008) und Zahlen von CORE, abgeglichen mit erwarteten CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten der EU [EU, 2009c] und IEA Prognosen (für 2020 und 2035) [IEA, 2008] bzw. den Energieszenarien des Bundes (Energieverbrauch Verkehr mit BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer) [Keller, 2007].

Tabelle 4 zeigt die angenommenen Verbrauchszahlen auf.

**Tabelle 4: Verbrauchszahlen der verschiedenen Fahrzeugkategorien (Tank-to-Wheel)**

Typ	PHEV				EV		100%	
	Benzin		Strom	Heizen	Strom	Heizen	Verbrennungsmotor	
Energie	Hybrid-Betrieb		el. Betrieb				Benzin	Heizen
	[l/100km]	[kWh <sub>ch</sub> /km]	[kWh <sub>el</sub> /km]	[kWh <sub>ch</sub> /km]	[kWh <sub>el</sub> /km]	[kWh <sub>ch</sub> /km]	[l/100km]	[kWh <sub>ch</sub> /km]
2015	5.10	0.45	0.18	0.01	0.16	0.02	5.56	0.49
2020	4.50	0.40	0.15	0.01	0.14	0.01	4.06	0.36
2035	3.00	0.27	0.13	0.00	0.10	0.01	2.56	0.23

In Zukunft wird der Energiebedarf für die Fahrzeugheizung bei den elektrischen Konzepten durch Nutzung des Kühlkreislaufs des elektrischen Antriebs und verbesserte Isolation stark reduziert. Graue Energie aus der Produktion wurde nicht spezifisch evaluiert, aber für die Herstellung der Batterie erhielten PHEV und EV einen Aufschlag gegenüber herkömmlichen Autos: Pro kWh Batteriekapazität wurden beim Energieverbrauch über die Lebensdauer 50 kWh für die Herstellung verrechnet<sup>27</sup>, der Lade- / Entladewirkungsgrad wurde auf 85% festgelegt.

## Batterieeigenschaften und Nutzung

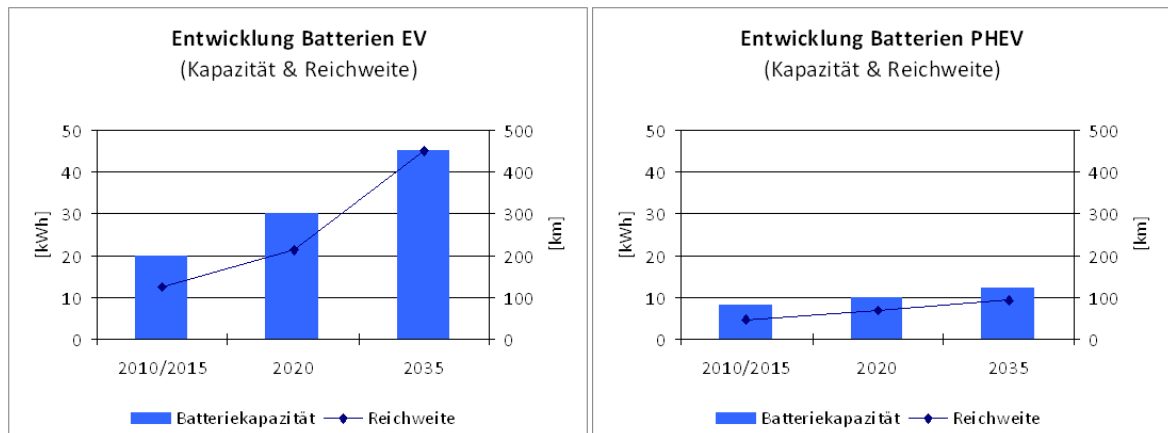
Batterien haben folgende Eigenschaften (siehe dazu auch Abbildung 10):

- PHEV haben eine Streuung der Kapazität von heute 5-16 kWh<sub>el</sub>.
- EV: Kleine 4-Plätzer und etwas grössere Fahrzeuge (angekündigt und vorhanden) haben Kapazitäten von 15 -24kWh<sub>el</sub>. Spezifikationen wie beim Tesla (55kWh<sub>el</sub>) und angekündigter e6 von BYD (70

<sup>26</sup> Priorität auf elektrischem Betrieb mit 50-100km elektrischer Reichweite wie Opel Flextreame, BYD F3DM, die bei leerer Batterie mit einem benzinbetriebenen Generator weiter fahren.

<sup>27</sup> Information des BFE

kWh<sub>el</sub>) werden breit im Markt erst ab 2020 angenommen (auch abgestimmt auf die japanische Roadmap für PHEV and EV [BSTP, 2008]).



**Abbildung 10: Entwicklungen von Kapazität und Reichweite der Batterien**

Die Nutzung der Batterien (nur Laden, Smart Charging, Regelfunktion) hängt von den Entwicklungen des Netzes ab, dem Vertrauen der Autofahrenden in die Technologie und die Verrechnungs- sowie Geschäftsmodelle der Energieversorger und die Smart Charging- und Smart Grids-Fähigkeiten des Netzes. Es wird davon ausgegangen, dass Fahrzeuge auch in Zukunft primär der Mobilität dienen und nur sekundär und erst in der fernerer Zukunft (2020ff) zur Speicherung, Lastgangregelung und als Regelenergielieferanten.

### Infrastruktur

Ladestationen werden aus Gründen des Aufwandes dort vorhanden sein, wo sie gebraucht werden. Anschlüsse am Fahrzeug müssen von den Kunden einfach, sicher und gut bedient werden können und die Geschwindigkeit der Ladung entscheidet darüber, wie stark der Anteil an EV sich gegenüber PHEV behaupten kann. Energiewirtschaftlich optimal sind:

- Schnellladestationen (Mittelspannungsnetz, Leistung 100kW): Verschiedene Untersuchungen und Überlegungen unterstützen die Realisierbarkeit des Konzepts, z.B. in Bezug auf Technologieentwicklung<sup>28</sup> und auf Seiten Netze<sup>29</sup> sowie Aktivitäten von EVU (alpiq, EWZ) und in Projekten (z.B. Better Place) und bestehende Leistungen (z.B. für das öV-Netz in Städten).
- Langsamladestationen (Leistung 2kW, Haushalte): Angenommen werden hohe Dichten an Aufladestationen (nachts und tags) dezentral und in Zentren, da dafür einfache Hausanschlüsse ausreichen. Sowohl europäische wie amerikanische Studien, welche die technische Voraussetzung als auch das Verhalten untersucht haben, gehen davon aus, dass nachts ca. 50% der Bevölkerung eine Lademöglichkeit nutzen können. Praxisberichte von Anwendern und Experten sehen diese Zahl eher als zu hoch an (fehlende Anschlüsse für viele Autos am gleichen Ort bzw. zu kleine Leistung des Netzes).
- Mittlere Ladegeschwindigkeit und -ströme (10kW) werden von Energieversorgung ungern gesehen, da das Netz dadurch die stärkste Störung erfährt.

<sup>28</sup> Vezzini, FHB

<sup>29</sup> Küng, EWZ

Die in der Schweiz hohe Siedlungsdichte macht eine generell hohe Dichte an Ladestationen erreichbar, kurz- und mittelfristig ist aber durch die geringe Eigenheimdichte das Potenzial reduziert.

Die Infrastruktur breitet sich vom Eigenheim über Flottenparkplätze und andere Parkplätze aus, die Schnellladefähigkeit der Infrastruktur wird sich über die Zeit v.a. ab 2020 ausdehnen können. Es wird davon ausgegangen, dass die Interaktion von Netzbelastung und Schnellladung entsprechende Technologien und Dienstleistungsmodelle hervorbringt, welche die Markteinführung einer ausgedehnten Infrastruktur ermöglichen:

2015: heute Einfachsteckdose Haushalt/Alltag bzw. Flottenstandorte, Batterien und -management mit wenig Schnellladefähigkeit, nur Eigenheimbesitzer bzw. deren Hausanschlüsse gezählt (Wohneigentumsquote 30%) [BFS, 2007].

2020: Schnellladefähigkeit Infrastruktur tritt in den Markt ein, entsprechende Batterien im Markt eingeführt und konventionelle Einfachdosen Haushalt/Alltag bzw. Flottenstandorte werden durch zusätzliche Abdeckung wie am Arbeitsplatz ausser Haus ergänzt (40% der möglichen Abdeckung von Standorten parkierter Autos).

2035: Weitere Marktdurchdringung der Infrastruktur auf 75% der möglichen Abdeckung von Standorten parkierter Autos mit einem Anteil von bis zu 35% für Schnellladung.

## Nutzung

Für die Bestimmung der Nutzung der Fahrzeuge standen folgende Faktoren im Vordergrund (Abbildung 11):



**Abbildung 11: Verteilung der gefahrenen Strecken (links), statistisch plausible Nutzungsprofile und Fallbeispiele (Mitte) und Lastkurve Autoverkehr über 24 Stunden, nach Wochentagen (rechts), aus [BFS, 2007]**

Daraus ergaben sich folgende Erkenntnisse:

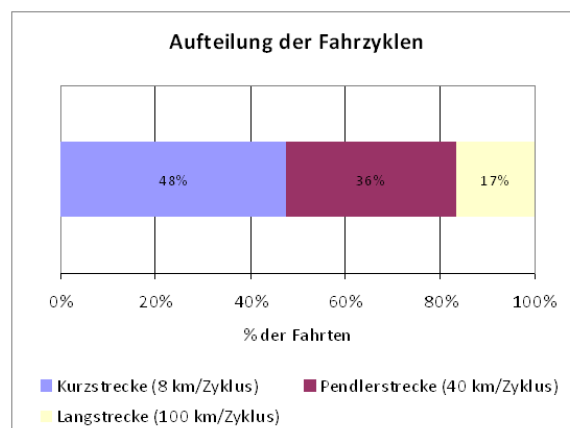
- Statistische Auswertungen nach den heutigen Nutzungen auf die Zukunft projiziert möglich.
- Statistische Auswertung nach Anzahl der Fahrzeuge, die stehen und zur Verfügung stehen für Laden / Entladen, differenziert nach Werktag, Samstag und Sonntag möglich.
- Auswertung nach Verfügbarkeit von Fahrzeugen (zeitlich) theoretisch möglich.
- Daraus Rückschlüsse auf zu erwartende Lademengen und Entlademengen bzw. zur Verfügung gestellte Leistung und Energiemenge theoretisch möglich.

Es wurden für die Berechnung aber starke Vereinfachungen vorgenommen, um die möglichen Sensitivitäten der Zahlen in der Studie zu reduzieren. Schlussfolgerungen aus dem Kaufverhalten auf die zukünftigen Potenziale wurden nicht vorgenommen, da die Ergebnisse aus Studien zum Kaufverhalten als zu unsicher erscheinen. Individuelle Modelle aufgrund einzelner möglicher Verhaltensweisen, die dann hochgerechnet wurden [Horbaty et al, 2008], dienen zu Vergleichszwecken und Relativierung der eigenen Resultate.



Auf Basis des Mikrozensus [BFS, 2007] wurden daher drei unterschiedliche Tageszyklen zugrunde gelegt, mit entsprechender statistischer Häufigkeit (siehe dazu auch Abbildung 12).

- Kurzfahrten-Zyklus (bis 5km) immer elektrisch: Die Fahrzeuge werden mehrere Male am Tag für kurze Strecken bewegt und PHEV kaum im Benzinmodus gefahren, da die Batterie immer genügend geladen ist und nur Geschwindigkeiten bis 80km/h erreicht werden. Dazu gehören typischerweise Stadtfahrten, Einkaufsfahrten, Fahrten zum öV-Knotenpunkt.
- Mittlerer Zyklus (5 bis 20km) immer elektrisch: Die Fahrzeuge werden mehrere Male am Tag für Strecken mittlerer Distanz bewegt und PHEV kaum bis wenig im Benzinmodus gefahren, da die Batterie immer genügend geladen ist. Geschwindigkeiten über 80km/h treten selten auf. Dazu gehören typischerweise Berufspendeln, Freizeit unter der Woche, Fahrten zum öV-Knotenpunkt.
- Langstrecken-Zyklus (über 20km) im Benzin/elektrischen Mix (PHEV) bzw. nur elektrisch (EV): Die Fahrzeuge werden wenige Male pro Tageszyklus für längere Strecken eingesetzt. Dazu gehören typischerweise Dienstfahrten, Vertriebsfahrten, Freizeit am Wochenende.



**Abbildung 12: Aufteilung der Fahrzyklen**

Der Anteil der sich minimal am Netz befindenden Fahrzeuge wurde unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Fahrzyklen und der Infrastruktur abgeschätzt:

- Statistische Stehzeit aller Fahrzeuge (über den Tagesverlauf!) 96%, Langstrecke nur 90% (reduzierter Betrag aufgrund der Fahrzeit für insgesamt 100km).
- Zugrunde liegt die höchst mögliche Anschlussdisziplin, d.h. wenn Infrastruktur vorhanden ist, dann wird das Fahrzeug ans Netz angeschlossen.



## 3.2 Elektrizitätsnetz

### Stromerzeugung (Fahrplanenergie)

#### Heutiger Strommix

Während in den Ergebnissen für die Schweiz beim Zeitpunkt 2010/2015 der Bezugsmix verwendet wird, sind im Berechnungstool auch die Daten für den Produktionsmix vorhanden. Die Daten für den Produktionsmix stammen aus den Schweizer Elektrizitätsstatistiken 2007 und 2008 [BFE, 2008; BFE, 2009], der Bezugsmix basiert auf der Stromkennzeichnung 2007 [Schaffner, 2009].<sup>30</sup> Die Daten der UCTE<sup>31</sup> sind dem Memo 2007 entnommen [UCTE, 2008], die Daten der EU-27 basieren auf der "Gross electricity production" der Eurostat-Datenbank [Eurostat, 2008].

Jede Statistik arbeitet mit anderen Kategorien von Technologien zur Stromerzeugung. Um die Daten im Berechnungsmodell verwenden zu können, muss der einzelne Strommix auf die Technologien umgelegt werden, auf die sich die Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren von [Frischknecht & Tuchschnid, 2008] beziehen (Atomkraftwerk, verschiedene fossile Kraftwerke, Blockheizkraftwerke, verschiedene erneuerbare, insgesamt 13 Kategorien). Dabei gelten folgende Zuordnungsregeln:

- Der Anteil "Nicht überprüfbare Energieträger" (Schweizer Bezugsmix 2007 und UCTE-Mix 2007) wird nach dem (restlichen) UCTE-Mix anteilmässig aufteilt.
- Der Anteil "Biomasse HKW (Heizkraftwerk)" wird zu gleichen Teilen an Holz HKW und Biogas BHKW (Blockheizkraftwerk) aufgeteilt.
- Der Anteil "Übrige Erneuerbare" wird zu gleichen Anteil an Geothermie HKW, Photovoltaik, Biogas BHKW und Holz HKW aufgeteilt, ausser für 2020 / 2035 EU-27, dort gilt 1/3 Biogas BHKW, 1/3 Holz HKW, 1/6 Geothermie HKW und 1/6 Abfall, da "Übrige Erneuerbare" laut Angaben des Berichtes v.a. Biomasse enthält. Klärgas wird zu Biogas-BHKW gezählt.
- Der Anteil "Fossile konventionell-thermische Kraftwerke und WKK (Wärme-Kraft-Kopplung)" wird zu gleichen Teilen an Erdgas BHKW und Heizöl BHKW aufgeteilt, ausser beim Schweizer Produktionsmix, dort sind es zu gleichen Teilen Erdgas BHKW, Heizöl BHKW und Holz HKW.
- Der Anteil "derived-gas fired power plants" wird zu gleichen Teilen auf sämtliche HKW- und BHKW-Typen aufgeteilt.
- Photovoltaik enthält allfällige Anteile an Solarthermie.
- Kehrichtverbrennung enthält sowohl öffentliche Anlagen als auch Industrieanlagen. Bei den Energieperspektiven wurde der unter erneuerbare Energien ausgewiesene Anteil verdoppelt und der nicht erneuerbare Anteil bei den WKK abgezogen.

<sup>30</sup> Die Herkunft des für die Pumpspeicherkraft verwendeten Stroms wurde in der Studie nicht berücksichtigt.

<sup>31</sup> Es wird im gesamten Dokument die Bezeichnung UCTE verwendet, obwohl die UCTE inzwischen Teil der ENTSO-e geworden ist. Die verwendeten Daten stammen jedoch noch alle aus dem alten UCTE-Raum.

### Zum Schweizer Strommix 2020 / 2035:

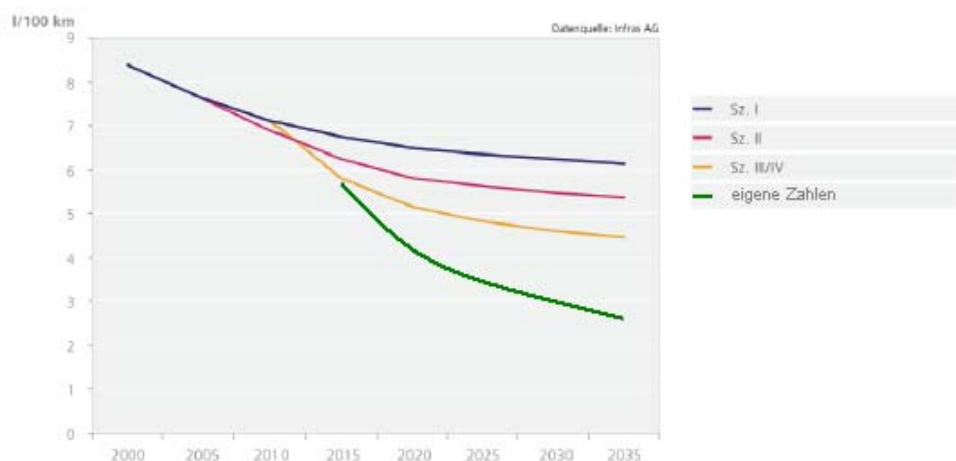
Die Werte für 2035 beziehen sich im Gegensatz zu 2010/2015 auf den Produktionsmix. Bereits Prognosen für die Elektrizitätsproduktion in der Schweiz unterliegen verschiedenen Annahmen und variieren je nach Quelle und Szenario. Für den Bezugsmix existieren keine Prognosen, aber er dürfte sich auch in Zukunft zwischen dem Schweizer Produktionsmix und dem Mix der UCTE / EU-27 bewegen.

Die Entwicklung des Schweizer Stromerzeugungsmixes kann aufgrund der Energieperspektiven des Bundes bestimmt werden [BFE, 2007]. Diese untersuchen die möglichen Entwicklungen im Rahmen von vier unterschiedlichen Szenarien (von "Weiter wie bisher" bis "Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft"), wobei unterschiedliche Varianten zur Schliessung der Stromlücke berücksichtigt werden (Nuklear, fossil zentral/dezentral, erneuerbare Energien und Import). Die Autoren sind sich bewusst, dass gewisse Grundlagen dieser Perspektiven bereits überholt sind und in den Energieperspektiven eine grössere Markteinführung von PHEV und EV nicht berücksichtigt wurde.<sup>32</sup>

Das Szenario III "Neue Prioritäten" wurde gewählt, da es mit der Betonung von Klimaschutz, Energieeffizienz und Ressourcenschonung Rahmenbedingungen schafft, die eine Einführung von PHEV und EV sinnvoll erscheinen lassen. Das Szenario scheint ambitioniert, aber dennoch realistisch. Szenario III verändert den Umgang mit Energie im Gegensatz zu Szenario I und II, bedingt jedoch keine solch starken Umstellungen wie Szenario IV. Weitere Stichworte zu diesem Szenario sind:

- Einsatz der effizientesten Techniken und Diffusion dieser Technologien bis 2035
- Betrachtung dreier Ebenen: Fahrzeugtechnik (Effizienz), Treibstoffe und Verhalten (Verkehrsmengengerüste, Modal Split)
- Senkung des heutigen Best-Practice-Standard (Hybrid-Fahrzeug mit 4.3l / 100 km Benzin) bis 2035 um 30%. Annahme, dass ab 2011 jeweils Anschaffung der effizientesten Fahrzeuge der jeweiligen Klasse und z.T. Shift zu "niedrigerer" Klasse. Ausserdem gegenüber Szenario I und II beschleunigter Effizienzgewinn der Neufahrzeuge.

Der Verbrauch der Fahrzeuge sinkt aber in allen Szenarien weniger schnell als es in dieser Studie angenommen wurde (Abbildung 13).<sup>33</sup>

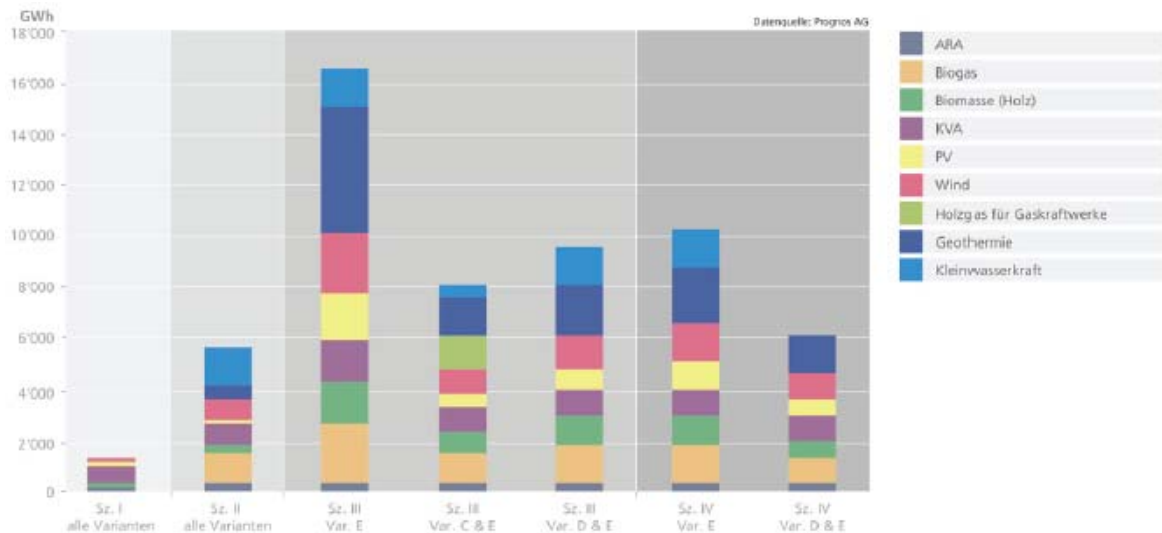


**Abbildung 13: Spezifischer Treibstoffverbrauch der jährlich in Verkehr gesetzten Personenwagen, in l/100 km, erweitert nach [BFE, 2007]**

<sup>32</sup> Hingegen wird von einer „Beimischung von Biofuels und Synfuels zum Treibstoffmix“ gesprochen.

<sup>33</sup> Dem Verbrauch der Fahrzeuge in dieser Studie liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten der EU zugrunde (siehe Kapitel „Fahrzeugeigenschaften“).

Die Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz steigt laut diesem Szenario bis etwa 2025 an und geht anschliessend bis 2035 auf das Niveau von 2010 zurück. Die verwendete Variante C & E des Szenarios III setzt auf fossile Grosskraftwerke und neue erneuerbare Energien zur Elektrizitätsversorgung. Dies ist die einzige Variante, die bei den erneuerbaren Energien einen Schwerpunkt auf Holzgas für Gaskraftwerke setzt. Das Potenzial der erneuerbaren Energien wird gegenüber den Varianten E nicht vollständig ausgeschöpft, wodurch zusätzliche erneuerbare Anlagen für die Elektromobilität zugebaut werden können (Abbildung 14).



**Abbildung 14: Erwartete Ausbaupotenziale der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft nach Szenarien und Angebotsvarianten im Jahr 2035, aus [BFE, 2007]**

#### Zum europäischen Energiemix 2020 / 2035:

Für die Entwicklung des Stromerzeugungsmixes der UCTE muss auf Perspektiven der EU zurückgegriffen werden. Die heutigen Mitgliedstaaten der EU (EU-27) decken einen etwas grösseren Raum als die UCTE.<sup>34</sup>

Das NEEDS-Projekt [Cuomo et al., 2009] untersuchte Kosten und Vorteile von Energiepolitiken und möglichen zukünftigen Energiesystemen in einzelnen europäischen Ländern und der erweiterten EU bis 2050. U.a. wurden Lebenszyklus-Analysen und mehrere Varianten für einen zukünftigen Elektrizitätsmix erstellt. Die Berechnungen basieren auf verschiedenen Szenarios, die unterschiedliche Annahmen in Bezug auf technologische Entwicklungen, Kostenreduktionen und Wachstumsraten der untersuchten Technologien treffen. Das Klimaschutz-Szenario "450 ppm CO<sub>2</sub>" setzt einen zusätzlichen Fokus auf CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen und einen Ausstieg aus der Nukleartechnologie, wie er in heutigen Strategien einiger Länder beschlossen ist. Die Elektrizitätsproduktion nimmt in diesem Szenario bis 2030 in kleinem Masse zu, anschliessend folgt ein starker Anstieg bis 2050. Da die Szenarios mit Schritten von 10 Jahren operieren, wurde 2035 als Mittelwert zwischen 2030 und 2040 errechnet.

<sup>34</sup> Im wesentlichen gehören Grossbritannien, Schweden und Finnland zur EU, aber nicht zur UCTE, die inzwischen in die weitere Mitglieder zählende ENTSO-e integriert wurde. Umgekehrt gehören die Schweiz, Kroatien, Serbien und Bosnien Herzegovina zur UCTE, aber nicht zur EU. Die verwendeten UCTE-Daten beziehen sich auf den alten UCTE-Raum.

## Regelenergie

### Regelenergiemarkt:

Die Regelenergie gehört zur Kategorie der Systemdienstleistungen, die auf Ebene der Regelzone Schweiz durch die Swissgrid gemanagt werden. Zu den Systemdienstleistungen gehören neben Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung die Spannungshaltung, die Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit sowie Kompensation der Wirkverluste, Systemkoordination und betriebliche Messung [Swissgrid, 2008]. Die Regelenergie dient dazu, die Netzstabilität (Frequenz und Spannung) zu gewährleisten, die durch unvorhergesehene Ereignisse beeinträchtigt werden kann; dazu gehören u.a. Kraftwerksausfälle oder ein unerwartet hoher oder tiefer Strombedarf [Thoma & Niggli, 2009]. Gemäss Angaben von Swissgrid können die verschiedenen Formen der Regelenergie in der Schweiz wie folgt charakterisiert werden (Tabelle 5):

**Tabelle 5: Übersicht über unterschiedliche Formen der Regelenergie**, nach [Swissgrid, 2008].

<b>Netzregulierung</b>	<i>Regler</i>	<i>Regelgrösse</i>	<i>Ziel</i>
<b>Primär</b>	automatischer Regler des Kraftwerks	Netzfrequenz	Stabilisierung der UCTE-Netzfrequenz
<b>Sekundär</b>	automatischer Regler der Regelzone	Energieaustausch mit UCTE und Netzfrequenz	Angleichung Energieaustausch mit UCTE an Fahrplan; Stabilisierung der UCTE-Netzfrequenz
<b>Tertiär</b>	Aktivierung über Abrufmeldung durch Dispatcher		Entlastung Sekundärregulierung z.B. beim Wegfalls eines grossen Kraftwerkblockes

Um zwei grosse, thermische Kraftwerksblöcke auf dem UCTE-Netz auszugleichen, werden 3000 MW Primärregelleistung vorgehalten und in Abhängigkeit von der Netzfrequenz abgerufen. Die Grösse der Primärreserven wird von der UCTE jährlich neu festgelegt [Beck, 2009] und von den Beteiligten gemeinsam bereit gestellt. Es findet keine Verrechnung zwischen den Netzbetreibern statt [Swissgrid, 2008; Sommer et al., 2003].

Für die Sekundär- und Tertiärreserven legt die UCTE die Grundsätze für die Berechnung fest [UCTE, 2009]. Die genaue Grösse der Reserven hängt von den nationalen Gegebenheiten ab und wird für die Schweizer Regelzone durch Studien der Swissgrid bestimmt [Beck, 2009]. Die Regelzonen helfen sich bei Engpässen aus, die bezogene Regelenergie wird aber wieder ausgeglichen [Ott et al., 2004; Sommer et al., 2003].

Insgesamt beträgt der Leistungsbedarf für Regelenergie in der Schweiz 1070 MW - entsprechend der Leistung eines grossen Kernkraftwerkes (Leibstadt oder Gösgen). Im Vergleich dazu beträgt die gesamte in der Schweiz installierte Leistung der Wasserwerke 13'350 MW und die mittlere Leistung des Endverbrauchs umgerechnet 7350 MW [basierend auf UCTE, 2009a]. Die Schweiz muss im Vergleich zur Grösse der Kapazitäten und des Netzes und im Vergleich zu den grossen Ländern Europas eine eher überproportionale Menge an Reservekapazitäten bereit halten. Dies beruht auf dem Verhältnis des grössten Kraftwerks zur gesamten Produktionskapazität [Swissgrid, 2008; UCTE, 2009].

Die Anforderungen an die anbietenden Kraftwerke sind in den Qualifikationsbedingungen jedes Netzbetreibers festgehalten. Diese Anforderungen betreffen u.a. das Hochfahren der Reserve, die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit. Die ausgeschriebenen Leistungsscheiben variieren nach Regelzone, teilweise um bis zu einem Faktor 5 oder 10 [Theobald et al., 2003]. Einige Vorschriften der Swissgrid mit speziellem Augenmerk auf das Anbieten von Regelleistung durch Fahrzeugbatterien sollen hier beispielhaft aufgeführt

werden [Swissgrid, 2008]. Die Liste wird ergänzt mit Anforderungen der UCTE und den deutschen Übertragungsnetzbetreibern [VDN, 2003; VDN 2007; FNN, 2009; UCTE, 2009].<sup>35</sup>

Allgemeines:

- Die Primärregelung und Sekundärregelung werden insbesondere aus Kraftwerken erbracht.<sup>36</sup>
- Primär- und Sekundärregelreserven müssen unabhängig voneinander für Aktivierung zur Verfügung stehen. (UCTE)
- Die planerische Verfügbarkeit eines jeweiligen Angebots muss über den ausgeschriebenen Zeitraum 100% betragen. D.h. der Anbieter muss Revisionen und andere geplante Ausserbetriebnahmen in seinem Pool von Erzeugungseinheiten so koordinieren, dass immer das volle angebotene Leistungsband verfügbar ist.

Primärregelung:

- Die angebotene Primärregelleistung muss bei jeder quasistationären Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz gleichmässig (d.h. mindestens linear) in 30 Sekunden aktiviert und mindestens jeweils 15 min abgegeben werden können. Die Aktivierung der Primärregelreserve erfolgt direkt in den Kraftwerken mittels Turbinenregler und erfolgt proportional zur kontrahierten Leistung. Nach der Aktivierung der Primärregelreserve und unter der Voraussetzung, dass die Netzfrequenz den Sollwert wieder erreicht hat, muss die volle Primärregelreserve erneut zur Verfügung stehen.
- Primärregelung muss geliefert werden, bis die Abweichung vollständig von der Sekundär- und Tertiärregelenergie der Kontrollregion oder des –blocks abgelöst wird, in welchen die Abweichung stattgefunden hat. (UCTE)
- Die angebotene Primärregelleistung muss über den gesamten Angebotszeitraum verfügbar sein. (geforderte Arbeitsverfügbarkeit ist 99.9%). Um diese Arbeitsverfügbarkeit gewährleisten zu können, ist die Erbringung der angebotenen Primärregelleistung aus einem Kraftwerkssportfolio heraus erlaubt.
- Ausschreibung der vorzuhaltenden Primärregelleistung für einen Monat mittels symmetrischen Leistungsscheiben von  $\pm 3$  MW. Vergütung der Primärregelleistungsvorhaltung nach Gebots- oder Grenzpreis, keine Vergütung der Primärregelarbeit.

Sekundärregelung:

- Sekundärregelreserve wird durch den zentralen Netzregler automatisch bei den eingebundenen Kraftwerken abgerufen. Als Voraussetzung müssen diese Kraftwerke in Betrieb stehen, dürfen aber nicht die maximal oder minimal mögliche Nennleistung erzeugen, um jederzeit die Anforderungen des zentralen Netzreglers erfüllen zu können.
- Der Einsatz der Sekundärregelung beginnt nach wenigen Sekunden und ist typischerweise nach 15 Minuten abgeschlossen. Falls die Ursache für die Regelabweichung nach 15 Minuten noch nicht beseitigt ist, wird die Sekundärregelung von der Tertiärregelung abgelöst.
- Erzeugungseinheiten, die unter dem Sekundärregler betrieben werden, müssen in der Lage sein, kontinuierlich die vom zentralen Sekundärregler geforderte Regelleistung zu erbringen. Dies gilt auch im Falle der Regelrichtungsumkehr.
- Ausschreibung der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung für einen Monat mittels symmetrischen Leistungsscheiben von minimal  $\pm 10$  MW. Vergütung der Sekundärregelleistungsvorhaltung nach

<sup>35</sup> Wo nicht anders vermerkt, beziehen sich die Angaben auf die Schweizer Regelzone.

<sup>36</sup> Dies im Gegensatz zur Tertiärregelung, die auch durch regelbare Lasten erbracht werden kann (siehe "Tertiärregelung").

Gebots- oder Grenzpreis, Vergütung der Sekundärregelarbeit mit einer an den Börsenpreis der betreffenden Stunde gekoppelten Entschädigung (SwissIX  $\pm 20\%$ ).

#### Tertiärregelung:

- Tertiärregelleistung ist in erster Linie bereitzuhalten, um die Sekundärreserven abzulösen, aber sie wird auch abgerufen, um die Sekundärreserven bei länger andauernden Ereignissen zu unterstützen und die Primärreserve abzulösen.
- Tertiärreserveleistung kann von Technischen Einheiten wie Erzeugungsanlagen oder regelbaren Lasten erbracht werden. (DE)
- Die Aktivierung der Tertiärregelleistung erfolgt durch den Dispatcher mittels spezieller elektronisch übermittelter Abrufmeldungen an die Anbieter. Diese müssen anschliessend mittels Eingriff in die Produktion der Kraftwerke die Lieferung von Tertiärenergie innerhalb von 15 Minuten unabhängig vom Fahrplanraster gewährleisten. Der Abruf von Tertiärregelenergie erfolgt anhand der täglichen Energieangebote nach steigendem Angebotspreis.
- Ausschreibung der vorzuhaltenden Tertiärregelleistung für einen Monat mittels asymmetrischen Leistungsscheiben von minimal +10 oder –10 MW. Vergabe der Leistungsvorhaltung an die Anbieter anhand Gebotspreis; Vergütung der Tertiärregelleistungsvorhaltung nach Gebotspreis. Für die Tertiärregelreserve finden tägliche Ausschreibung am Vortag mit verpflichtenden Angeboten von Anbietern mit Leistungsvorhaltung (d.h. die Anbieter welche einen Zuschlag bei den Wochen- und Monatsausschreibungen erhalten haben) statt und werden ergänzt um weitere freiwillige Angebote. Die Angebote können Intra-Day bis zum Angebotsschluss angepasst werden.

#### Entwicklung Regelenenergiemarkt:

Das grenzüberschreitende Anbieten von Regelleistung /-energie ist noch in Entwicklung. In der Schweiz sollen Regelenenergielieferungen aus dem Ausland eingeführt werden, sobald die technischen und organisatorischen Voraussetzungen dafür erfüllt sind [Beck, 2009]. In Deutschland sind bereits zwei österreichische Lieferanten für die Tertiärregelung präqualifiziert [DÜN, 2009].

Die UCTE schreibt in ihrem Operation Handbook [UCTE, 2009] folgende Anforderungen für grenzüberschreitende Bereitstellung von Regelreserven vor:

- Primärreserven können in einer benachbarten Kontrollregion oder -block besorgt werden, wenn entsprechende Abkommen zwischen den Netzbetreibern vorhanden sind.<sup>37</sup>
- Grenzüberschreitende Sekundärreserven müssen von allen beteiligten Netzbetreibern akzeptiert werden und es müssen 66% der Sekundärreserven in der Kontrollregion behalten werden.
- Tertiärreserve kann über die Grenzen des Netzbetreibers ausgetauscht werden, wenn gewisse Voraussetzungen – wie 50% der Sekundär- und Tertiärreserven in der eigenen Kontrollregion – erfüllt sind.

Dass eine Weiterentwicklung bei den grenzüberschreitenden Systemdienstleistungen zu erwarten ist, zeigt sich in verschiedenen europäischen Beschlüssen [ENTSO-E, 2009; EU, 2009; EU, 2009a]: Die UCTE will sich in den nächsten Jahren u.a. für die Formulierung von gesamteuropäischen Regeln für Ausgleichsinstrumente und Systemdienstleistungen, für Vorschläge von gemeinsamen Prinzipien und Harmonisierung für die operationellen Reserven und für die Intensivierung von der Beschaffung von Systemdienstleistungen zwischen den Netzbetreibern engagieren. Dazu sollen u.a. Best Practices analysiert und Anforderungen an zukünftige Standards definiert werden.

<sup>37</sup> Die UCTE basiert auf einer hierarchischen Struktur mit Kontrollregionen, Kontrollblöcken und Koordinationszentren.



Eine weitere Herausforderung im Zusammenhang mit Smart Grids ist die Einbindung des Verteilnetzes und virtuellen Kraftwerken in die Bereitstellung von Systemdienstleistungen<sup>38</sup> [Styczynski, 2009].

Die Entwicklungen sind ebenfalls im Zusammenhang mit der zunehmenden Liberalisierung des gesamten europäischen Strommarktes zu sehen. Der Regelenergiemarkt in der Regelzone Schweiz wurde erst auf Anfang 2009 eingeführt, er befindet sich noch im Aufbau. Swissgrid hat im letzten Jahr bereits Änderungen am Ausschreibungsverfahren vorgenommen und entscheidet anhand regelmässiger Analysen über Anpassungen des Beschaffungsmodus, da im Moment der Markt für Systemdienstleistungen noch nicht zufriedenstellend entwickelt ist [Thoma & Niggli, 2009].

#### Entwicklung Regelreserven:

Das Potenzial für die Beteiligung von Fahrzeugbatterien an den Systemdienstleistungen soll auch im Zusammenhang mit der allgemeinen Entwicklung der Regelreserven bewertet werden. Denn gerade im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Technologien, insbesondere Wind, wird noch diskutiert, wie sich die stochastische Elektrizitätsproduktion auf das Netz und die Systemdienstleistungen auswirkt. So stellen verschiedene Autoren die Frage [bspw. Kurscheid et al., 2007; Roth & Kuhn, 2008; DEWI et al., 2005; Swider, 2006; UBA, 2009], wie gross die CO<sub>2</sub>-Einsparungen tatsächlich sind, weil konventionelle Regelkraftwerke durch Teillast mehr CO<sub>2</sub> emittieren. Der Einfluss z.B. der Windenergie auf Reserven scheint noch nicht abschliessend geklärt. In einer Studie der Deutschen Netzagentur wurde der Einfluss der Windenergie auf die Primärregelung als eher gering eingeschätzt, werden die Auswirkungen auf Sekundär- und Tertiärregelung noch offen sind [DEWI et al., 2005]. Laut [Ott et al., 2004] oder [Kurscheid et al., 2007] erhöhen stochastische Stromproduzenten eher den Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelleistung und wirken sich auf die positiven Reserven stärker aus als auf die negativen.

Demgegenüber könnten Entwicklungen in Kommunikation, Messtechnik und Prognostik den Bedarf an Regelreserven längerfristig reduzieren, indem bspw. vermehrt kurzfristige Nachmeldungen von Bedarf oder Produktion den Bedarf an Regelfunktionen verringern. Eine Zunahme an dezentraler Produktion könnte ebenfalls zu einer Reduktion der Reserven beitragen, da die Wahrscheinlichkeit für einen gleichzeitigen Ausfall eines Grossteils dieser Produzenten eher geringer ist und das System jeweils auf den Ausfall der grössten Komponente ausgerichtet sein muss.

Tabelle 6 zeigt die Annahmen bezüglich der Entwicklung der vorzuhaltenden Regelleistung für die Schweizer Regelzone auf. Es liegt dabei ein Wachstum von 1/3 bis 2/3 zugrunde, abgestuft nach Art der Reserve.

**Tabelle 6: Angenommene Entwicklung der für die Regelzone Schweiz vorzuhaltenden Regelleistung**

	2010/2015	2020	2035
Primär, pos [MW]	74	85	98
Primär, neg [MW]	74	85	98
Sekundär, pos [MW]	350	420	399
Sekundär, neg [MW]	350	403	466
Tertiär, pos [MW]	650	845	1'079
Tertiär, neg [MW]	560	672	812

<sup>38</sup> Obwohl z.B. Reservekapazität auf jeder Netzebene bereitgestellt werden kann, wird sie anscheinend vor allem von grossen Kraftwerken im Übertragungsnetz angeboten [Sommer et al., 2003].

Regelenergiemix:

Eine eigenständige Analyse der Regelenergie und des Mixes in Bezug auf die Kraftwerkstypen ist nicht vorhanden. Da die abgerufene Regelenergiemenge ca. 1% der Stromproduktion ausmacht [Brischke et al., 2006], ist sie i.d.R. im normalen Produktionsmix enthalten. Zu beachten ist, dass zwar die abgerufene Menge nur ca. 1% der Stromproduktion ausmacht, die bereitgestellte Regelleistung aber in der Schweiz ca. 12% der gesamten Produktionskapazitäten ausmacht<sup>39</sup> [eigene Berechnungen]. Für die Bereitstellung von Regelleistung spezielle Anforderungen, weshalb sich der Regelenergiemix deutlich vom allgemeinen Produktionsmix oder vom Bezugsmix unterscheiden kann. Einerseits werden bisher kaum Regelreserven im Ausland vergeben, jedoch hilft man sich über das UCTE-Netz kurzfristig aus. Der Austausch zwischen den verschiedenen Regelzonen wurde für den Regelenergiemix jedoch nicht berücksichtigt.

Der Regelenergiemix wurde anhand vorhandener Information und eigenen Annahmen bzw. Schätzungen erstellt. Für die Schweiz lieferte Swissgrid die Information, dass bis auf einen kleinen Anteil bei der Tertiärregelung, der durch Kernkraftwerke erfolgt, die Regelung auf Wasserkraft basiert.

Für den europäischen Raum sind folgende Angaben bekannt:

- Für CH und DE sind sämtliche Reserven bekannt, von der UCTE gesamthaft nur die primäre Reserve, für sekundär und tertiär wurde von CH und DE unter Einbezug der Produktionskapazitäten extrapoliert [Swissgrid, 2008; UCTE 2009; DÜN, 2009].
- Aus dem UCTE-Memo 2008 [UCTE, 2009a] konnten die jeweiligen Produktionskapazitäten und die daraus produzierten Strommengen herausgelesen werden. Der fossile Anteil wurde weiter aufgeschlüsselt [u.a. Munich Re, 2009; UBA, 2009].
- Die vier deutschen Netzbetreiber veröffentlichen auf einer gemeinsamen Plattform die abgerufene Sekundärregelleistung und die abgerufene Minutenreserve (d.h. Tertiärregelleistung) als Viertelstundenwerte [DÜN, 2009]. Für die Schweiz sind keine öffentlich zugänglichen Daten vorhanden. Swissgrid hat für diese Studie einige Datenreihen zur Verfügung gestellt.

Für die Bereitstellung von Regelfunktionen gelten insbesondere in Bezug auf die Anfahrtszeit und den Leistungsgradienten besondere Anforderungen. Im Wettbewerb setzen sich in erster Linie Technologien mit geringen Kapitalkosten durch. Zur Bereitstellung von Regelfunktionen kommen in Zukunft neben der Nutzung von Fahrzeugbatterien auch andere Speichertechnologien in Frage [ETG, 2009]. Die wichtigsten Eigenschaften und die Eignung zur Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie sind in Tabelle 7 zusammengefasst [u.a. Roth & Wagner, 2006; Brischke et al., 2006; ETG, 2009].

---

<sup>39</sup> Bei Summierung von positiver und negativer Regelleistung



**Tabelle 7: Eignung verschiedener Kraftwerkstechnologien zur Bereitstellung von Regelfunktionen**

Technologie	Eigenschaften				Eignung		
	Anfahrtszeit	Leistungs- gradient	Kapital- kosten	Weitere	Pri.	Sek.	Tert.
Speicher-KW	wenige min.	sehr hoch	(sehr hoch) <sup>40</sup>	Potenzial international begrenzt <sup>41</sup>	✓	✓	✓
Pumpspeicher-KW	wenige min.	sehr hoch	(sehr hoch)	Zykluswirkungsgrad 75% – 80% Potenzial international begrenzt	✓	✓	✓
Lauf-KW	wenige min.	sehr hoch	(sehr hoch) <sup>39</sup>	nicht immer verfügbar;	(✓)		
Erneuerbare Energien	wenige min.	sehr hoch	sehr hoch	Regelenergie nur durch Verluste			
Kernkraftwerke	mehrere std.	sehr gering	sehr hoch				(✓)
Gas-Kombi-KW	zwei std.	gering	gering	mit zunehmendem Regelbedarf: abnehmender Wirkungsgrad; Zunahme Verschleiss	✓	✓	✓
Gasturbinen-KW	15 – 30 min.	mittel	sehr gering		✓	✓	✓
Ölthermische KW	eine std.	mittel	mittel			✓	✓
Batteriespeicher	wenige sec.	sehr hoch	(sehr hoch)	Zykluswirkungsgrad: 70 – 95% je nach Typ	✓	✓	✓
Wasserstoff-Speicher	Anwendung über Wochen	(?)	(?)	Zykluswirkungsgrad: knapp 40%			
Druckluftspeicher	15 min.	(?)	(?)	Zykluswirkungsgrad: bis 70%			✓

**Weitere Bemerkungen:**

- Reservekapazität kann grundsätzlich auf allen Netzebenen bereitgestellt werden. Bisher scheint aber der Grossteil durch Grosskraftwerke bereitgestellt zu werden, welche direkt ins Übertragungsnetz einspeisen [Sommer et al., 2003]. Seit dem 1.1.2009 werden die Regelreserven von der Swissgrid ausgeschrieben. Erste Daten zu den Ausschreibungsergebnissen liegen vor, die Inanspruchnahme wird bisher jedoch nicht veröffentlicht.
- Kernkraftwerke sind aufgrund ihres trägen Verhaltens (geringer Leistungsgradient, lange Anfahrtszeit) nicht zur Bereitstellung von grösseren Mengen an Regelleistung geeignet. Jedoch leisten die Kernkraftwerke einen Beitrag an die Tertiärregelung.<sup>42</sup>
- Bei den fossilen Kraftwerken eignen sich in erster Linie Gaskraftwerke (sekundär und tertiär) sowie Steinkohlekraftwerke (tertiär) für die Regelung. Die Primärregelleistung wird in Europa v.a. von thermischen Kraftwerken erbracht, die bei Bedarf hochgefahren oder gedrosselt werden können. Primärregelung erfolgt automatisch über Regler in Abhängigkeit von der Netzfrequenz. Es

<sup>40</sup> Für die bestehenden Kraftwerke in der Schweiz dürfte der hohe bauliche Anteil der Investitionskosten kaum mehr eine Rolle spielen

<sup>41</sup> In Deutschland beträgt die aktuelle Kapazität 7'000 MW resp. 40'000 MWh

<sup>42</sup> Informationen aus einem Gespräch mit Swissgrid.

wurde deshalb angenommen, dass aus dem gesamten fossilen und Hydro-Kraftwerkspark Primärregelleistung geliefert wird [u.a. Strauss, 2006; DEWI, 2005]. Während im europäischen Raum fossile Kraftwerke einen wichtigen Teil der Regelfunktionen liefern, fällt dies in der Schweiz weg. Die Schweiz stellt gegenüber den meisten europäischen Ländern einen Sonderfall dar, da hier keine fossilen Grosskraftwerke betrieben werden; das mit Schweröl beheizte Kraftwerk Chavalon in Vouvry wurde 1999 stillgelegt. Die 3.2 GWh der thermischen Stromproduktion, die auf 850 MW Produktionskapazität basieren, werden von über 1000 Anlagen geliefert, die sowohl erneuerbare als auch nicht erneuerbare Anteile umfassen und deshalb einerseits unter "fossil", andererseits unter "andere erneuerbare" aufgeführt werden. Darunter fallen u.a. Kehrriichtverbrennungs- und Industrieanlagen, Deponiegasverstromung und Klein-WKK [Kaufmann & Gutzwiller, 2008].

- Die Industrie kann sich mit regelbaren Lasten an den Systemdienstleistungen beteiligen [Swissgrid, 2008]. Welche Art von Regelenergie sie aber liefert und wie gross der Beitrag ist, konnte nicht in Erfahrung gebracht werden, weshalb die Industrie hier nicht einbezogen wird.

Als Vereinfachungen wurde einerseits angenommen, dass alle anbietenden Kraftwerke bei Abruf zu gleichen Teilen berücksichtigt werden. Andererseits werden Poolingmöglichkeiten und die Beteiligung von Produzenten ausserhalb der Regelzone nicht explizit berücksichtigt.

Für Deutschland finden sich u.a. in einer Studie des VDE [ETG, 2009] Hinweise darauf, welche Kraftwerkstypen Regelleistung anbieten. Nach einer Auskunft aus Deutschland<sup>43</sup> wird dort viel mit Pools gearbeitet, genauere Angaben wären allenfalls bei den Netzbetreibern einzuholen. Der grosse Anteil der fossilen Kraftwerke in Deutschland und der UCTE bei der Primärregelung scheint plausibel, da diese Regelung beim Kraftwerkspark stattfinden muss, die bereits am Netz ist und kleine Scheiben die Produktion nicht zu stark beeinträchtigen sollten. Dies, obwohl die meisten dieser Kraftwerke eine gewisse Zeitspanne benötigen, um die Last hinauf- oder herunterzufahren.

Ein Vergleich mit den Produktionskapazitäten zeigt auf, dass die für Regelleistung bereitgestellten Kapazitäten höchstens einen Viertel der gesamten Kapazitäten ausmachen. Dies gilt für Gaskraftwerke, die u.a. für diese Zwecke gebaut werden. Obwohl in der Schweiz die Wasserkraft über 99% der Regelreserven stellt, macht dies weniger als 15% der gesamten Schweizerischen Wasserkapazitäten aus.

Für die Zusammensetzung des Regelenergiemix wurde die Herkunft der Pumpspeicherkraft nicht berücksichtigt.

#### Abruf der Regelleistung:

Die Auswertungen basieren auf Daten vom August 2009, in der Regel auf Viertelstundenwerten (Ausnahme: Primärregelung mit zwei Werten/Minute). Für die Schweiz wurden von Swissgrid Werte von Primär- und Sekundärregelung zur Verfügung gestellt, für Deutschland wurde die Summe der vier Netzbetreiber verwendet (Sekundär- und Tertiärregelung) [DÜN, 2009].

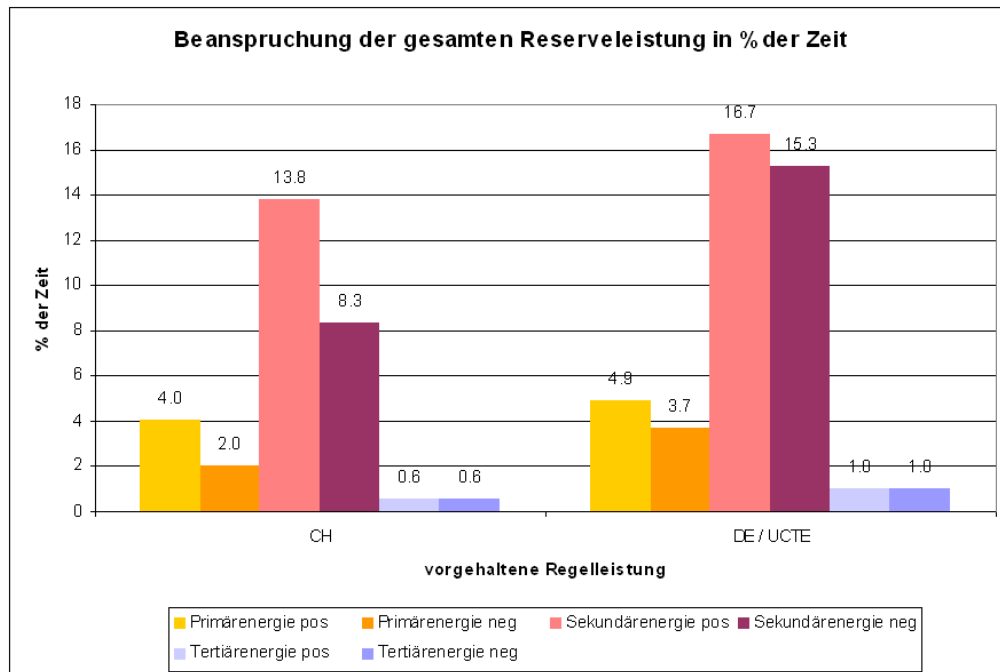
Für die Berechnungen der Regelfunktionen wird in erster Linie der Prozentsatz "tatsächlich abgerufene Regelenergiemenge / maximal möglich abrufbare Regelenergiemenge" verwendet; d.h. der Anteil der Zeit, in welcher die ganze Reserve beansprucht worden wäre. Für die UCTE wurden die Werte aus DE verwendet, für CH / DE die jeweils fehlenden Werte extrapoliert (Abbildung 15).

Wird die abgerufene Reservemenge in Bezug zur gesamten Produktion im selben Zeitraum gesetzt, so sind es für den August 2009 1.07% für die Schweiz und 1.38% für Deutschland.

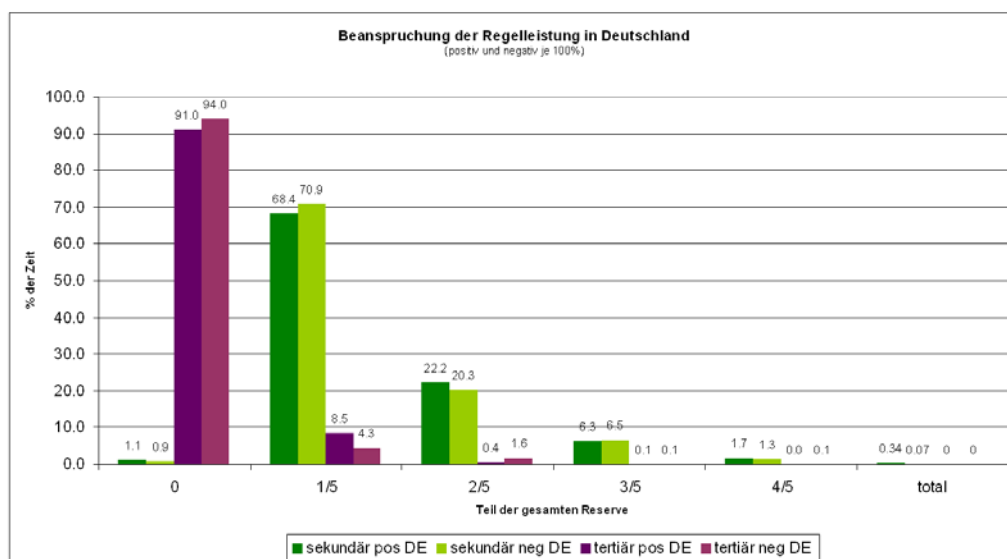
Abbildung 16 zeigt auf, welcher Anteil der Reserven jeweils beansprucht wird: Während die Sekundärreserve während des grössten Teils der Zeit bis etwa zur Hälfte abgerufen wird, wird bei den Tertiärreserven

<sup>43</sup> Mailwechsel mit einer Fachperson aus Deutschland

in über 90% der Zeit keine Regelenergie benötigt. Das Verhältnis negativ / positiv unterscheidet sich zwischen den Netzbetreibern ebenso wie die Höhe und Häufigkeit des höchsten Regelbedarfs.

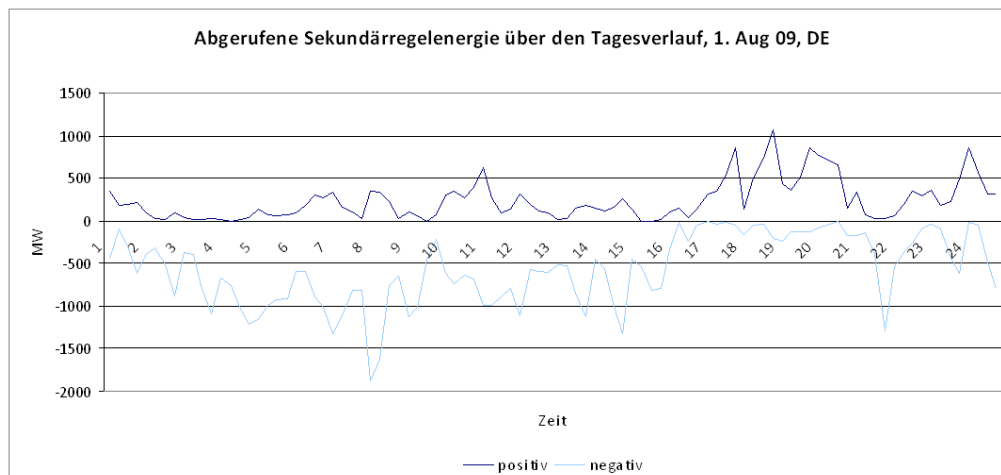


**Abbildung 15: Beanspruchung der Regelleistung in % der Zeit**



**Abbildung 16: Beanspruchung der Sekundär- und Tertiärreserven in Deutschland, aufgeschlüsselt nach dem jeweils abgerufenen Anteil**

Über den Tagesverlauf betrachtet, wird bei Primär- und Sekundärregelung ein stündlicher Rhythmus erkennbar (Abbildung 17). Da die Kraftwerke am vorhergehenden Tag einen Stundenfahrplan anmelden, wird mit der Regelenergie der Stundenübergang ausgeglichen. Denn "in der betrieblichen Praxis treten permanent Störungen des Leistungsgleichgewichtes auf, so dass ein dauerhafter Eingriff der Sekundärregelung mit stochastisch wechselndem Leistungsbedarf die Regel ist" [DÜN, 2009].



**Abbildung 17: Abruf der Sekundärregelung über einen Tag**

Gutschrift:

Bieten konventionelle Kraftwerke Systemdienstleistungen an, bedeutet dies eine gedrosselte Fahrweise: Wird positive Regelfunktion benötigt, kann ein Kraftwerk hochgefahren werden, wird negative Regelfunktion benötigt, kann ein Kraftwerk heruntergefahren werden. Die Nachteile: Mit niedrigerer Auslastung sinkt der Wirkungsgrad und wird der Verschleiss erhöht, was die Lebensdauer verkürzt [u.a. Roth & Wagner, 2006; ETG, 2009].

Es sollte nun ein Umrechnungsfaktor für Regelfunktionen berechnet werden, der PHEV und EV eine "Gutschrift" (in kWh/kW) für ersetzte Regelleistung im konventionellen Kraftwerkspark anrechnet. Diese Gutschrift soll berücksichtigen, dass durch Bereitstellung von Regelreserven im Fahrzeugpark

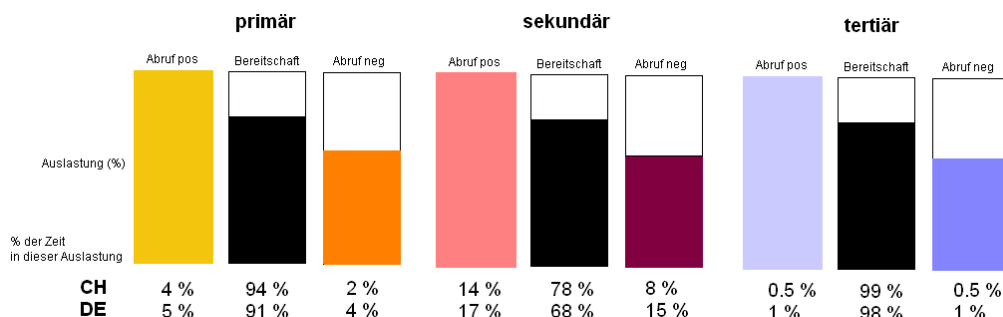
1. weniger Energie im konventionellen Kraftwerkspark abgerufen werden muss, d.h. es werden weniger Wasser-, nukleare und fossile Ressourcen eingesetzt,
2. im nuklearen und fossilen Kraftwerkspark weniger angedrosselt gefahren werden muss und durch bessere Wirkungsgrade Ressourcen gespart werden.

Die Grösse der Einsparung wird für beide Aspekte berechnet und die Gutschrift als Summe der beiden Teilfaktoren berechnet.

In den vorherigen Abschnitten wurden bereits die Berechnungen für die Zusammensetzung der Regelenergie, die pro Kraftwerkstyp angebotene sowie die abgerufene Energiemenge bestimmt, bezogen auf ein Jahr. Für die Berechnung der Gutschriften werden primäre, sekundäre und tertiäre Reserven summiert und es wird der Quotient "pro MW Regelleistung und Jahr abgerufene Regelenergiemenge" berechnet. Dieser Faktor unterscheidet sich für die Schweiz, Deutschland und die UCTE (Abbildung 21).

Die Gutschrift für die Vermeidung von Teillast im konventionellen Kraftwerkspark wird über die durch den schlechteren Wirkungsgrad zusätzlich benötigte Brennstoffmenge berechnet. Über den maximalen Wirkungsgrad der fossilen Kraftwerke wird die zusätzlich mögliche Elektrizitätsmenge berechnet, die ohne Teillast mit der selben Brennstoffmenge produziert werden könnte.

Die dabei errechneten Faktoren sind als Größenordnung zu verstehen, da der Faktor exemplarisch anhand eines vereinfachten deutschen Kraftwerksparks, basierend auf [UBA, 2009a], errechnet wird und sich auf ein vereinfachtes Modell der Regelleistungsbereitstellung bezieht (Abbildung 18):



**Abbildung 18: Modell zur Regelleistungsbereitstellung**

Ein Kraftwerk bietet jeweils positive und negative Regelleistung im gleichen Ausmass an.<sup>44</sup> Wenn keine Regelleistung abgerufen wird, fährt es leicht angedrosselt. Bei positivem Regelbedarf wird es hochgefahren, bei negativem Regelbedarf weiter gedrosselt. Durch Teillast verschlechtert sich der Wirkungsgrad. Es wird nun berechnet, wie viel Brennstoff die Kraftwerke mehr benötigen, weil sie zwischen 68 und 99% der Zeit im Bereitschaftszustand und nicht auf Volllast fahren. Die Zeit der negativen Regellieferung wird vernachlässigt. Es wird mit Leistungsscheiben von 10 bis 40 MW gerechnet, d.h. Poolingmöglichkeiten werden ausser Acht gelassen.

Da in anderen Bereichen der Studie nicht zwischen Stein- und Braunkohle unterschieden wird, werden die beiden Werte für die folgenden Berechnungen zusammengefasst, gewichtet über die angebotene Regelleistung.

Der Volllast-Wirkungsgrad wurde als Durchschnitt verschiedener Quellen festgesetzt [u.a. Wagner, 2004; UBA, 2009; ecoinvent Centre, 2007]. Der Wirkungsgradverlust mit sinkender Auslastung unterscheidet sich bei den verschiedenen Kraftwerkstechnologien [u.a. Wagner, 2004; Roth & Wagner, 2006], siehe Abbildung 19).

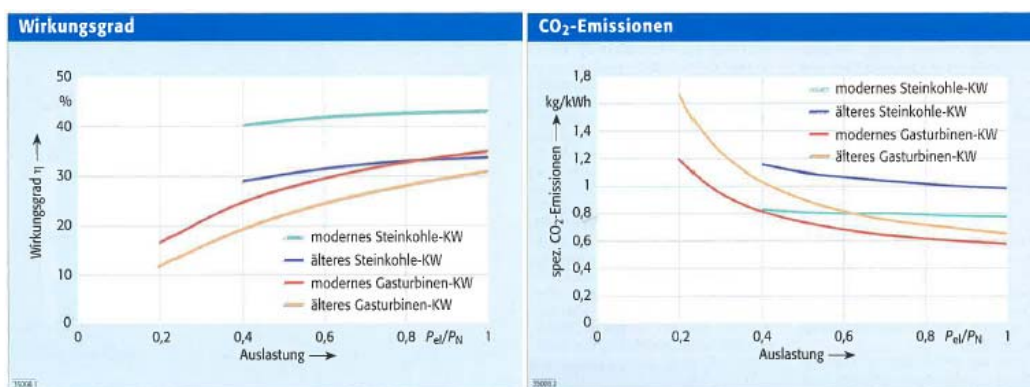


Bild 1. Prinzipieller Wirkungsgradverlauf bei Gasturbinen- und Steinkohlekraftwerken unterschiedlicher Baujahre

Bild 2. Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gasturbinen- und Steinkohlekraftwerken unterschiedlicher Baujahre abhängig von der Auslastung

**Abbildung 19: Wirkungsgradabnahme und Zunahme CO<sub>2</sub>-Emissionen mit sinkender Auslastung, aus [Roth & Wagner, 2006]**

<sup>44</sup> Dies ist zwingend nur bei der Primärregelung der Fall.

Bei Speicherkraftwerken wird kein Wirkungsgradverlust verrechnet, da etwas mehr oder weniger Wasserlauf den Wirkungsgrad der Turbinen nicht beeinflusst. Für fossile Kraftwerke lässt sich generell sagen, dass der Wirkungsgradabfall bei Gasturbinen höher ist als bei Kohle- und Ölkraftwerken und bei älteren höher als bei moderneren Werken (siehe u.a. Abbildung 19). Das Alter der Kraftwerke wurde hier jedoch nicht berücksichtigt und ein Wirkungsgradabfall pro Kraftwerkstechnologie angenommen. Bei Kernkraftwerken resultieren die zugeteilten Leistungsscheiben in der Abnahme von Volllast auf 97%. Der Wirkungsgrad bei Kernkraftwerken bezieht sich in erster Linie auf die Turbine, Verluste in vorhergehenden Prozessen im Kraftwerk werden nicht eingerechnet [Wagner, 2004]. Die Wirkungsgradabnahme entspricht deshalb jener von fossilen Kraftwerken mit Dampfturbine. Abbildung 20 stellt die Wirkungsgradabnahmen dar, wie sie hier verwendet wurden.

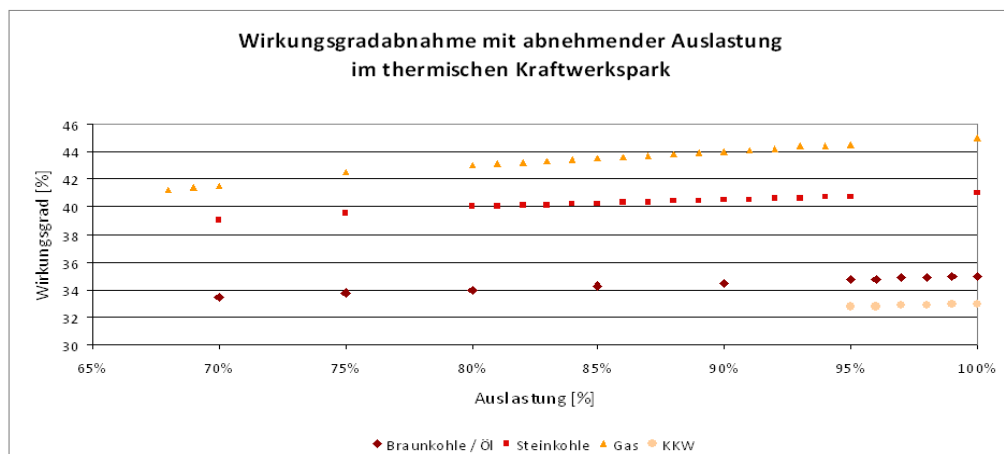


Abbildung 20: Modellierter Wirkungsgradabnahme durch Teillast

Abbildung 21 stellt die Summe der beiden Teilfaktoren dar. Zur Erläuterung: Für Wasserkraft zählen nur die Ressourcen, welche durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch PHEV und EV eingespart werden können. Bei Kernkraft-, Kohle- und Ölkraftwerken schlägt die Wirkungsgradabnahme am meisten zu Buche. Bei Gas-Kraftwerken ist der Anteil der Ressourcenschonung durch Systemdienstleistungen durch Fahrzeugbatterien ebenfalls ein wichtiger Bestandteil der Gutschrift.

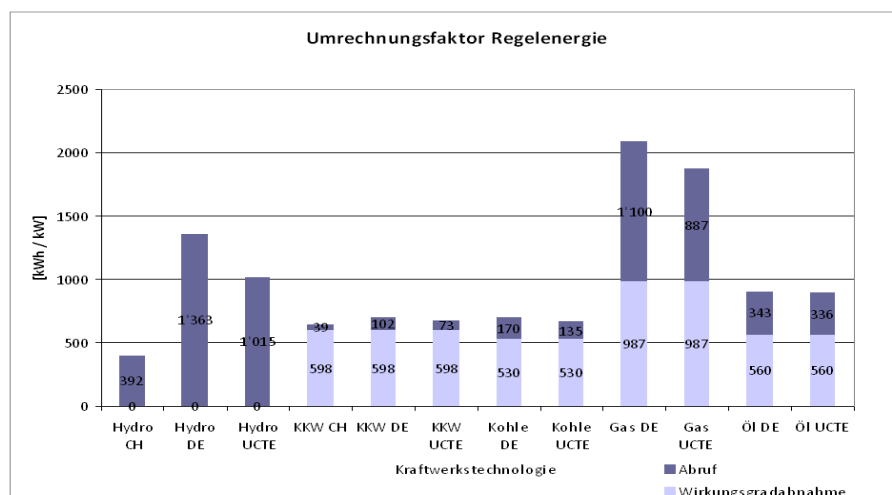


Abbildung 21: Umrechnungsfaktor für die Gutschrift

### 3.3 Weitere Datengrundlagen und Annahmen

#### Faktoren nach Frischknecht & Tuchschnid

Die Szenarien liefern Resultate auf der Ebene Tank-to-Wheel. Für die Stufe Well-to-Wheel werden Primärenergiefaktoren einbezogen. Die CO<sub>2</sub>-Bilanzierung geschieht durch die Verrechnung mit CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren auf Stufe Tank-to-Wheel. Der kumulierte Energieaufwand und die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für die Elektrizitätsproduktion und die Treibstoffe stammen aus [Frischknecht & Tuchschnid, 2008], siehe Abbildung 22 und Abbildung 23.

Die Daten zur Elektrizitätsproduktion beziehen sich grösstenteils auf das Jahr 2000, bei einzelnen Kategorien sind Daten aus den Jahren 2004 bis 2006 verfügbar. Weitere Details zu den Datengrundlagen finden sich in [ecoinvent Centre, 2007]: Die Basis für Kern- und Wasserkraft sowie Kehrriichtverbrennungsanlagen bildet der damals aktuelle schweizerische Kraftwerkspark. Für Erdgas GuD, Blockheizkraftwerke und Kohle diente die damals beste verfügbare Technologie aus Deutschland als Referenz. Für Windkraft wurden die Daten von vier im Jahr 2000 in Betrieb befindliche Anlagen verwendet. Gegenüber neuen Anlagen in der Schweiz verfügen die untersuchten Anlagen über eine deutlich geringere Anlagengrösse (30 – 800 kW gegenüber heute 1 – 2 MW) sowie über eine geringere Auslastung (Kapazitätsfaktoren 8.5 bis 14% gegenüber heute ca. 20%). Für die Photovoltaik wurden 16 verschiedene Kombinationen von Zelltypen und Installationen verwendet, die 2005 in der Schweiz in Betrieb waren. Die Zelleffizienzen liegen zwischen 6.5 und 15.3%. Die Daten für Geothermie stammen von 1999 und 2006 und beziehen sich auf das Hot Dry Rock-Verfahren.

Eine konsistente Prognostizierung der Verbesserung des Wirkungsgrads für die hier verwendeten Technologien war nicht verfügbar. Es wurde deshalb darauf verzichtet, die Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für 2020 oder 2035 anzupassen. Für die fossilen Kraftwerke werden daher Werte verwendet, wie sie erst in einigen Jahren durch den ständigen Ersatz älterer Kraftwerke erreicht werden, während die Faktoren für die erneuerbaren Energien bereits heute überholt sind.

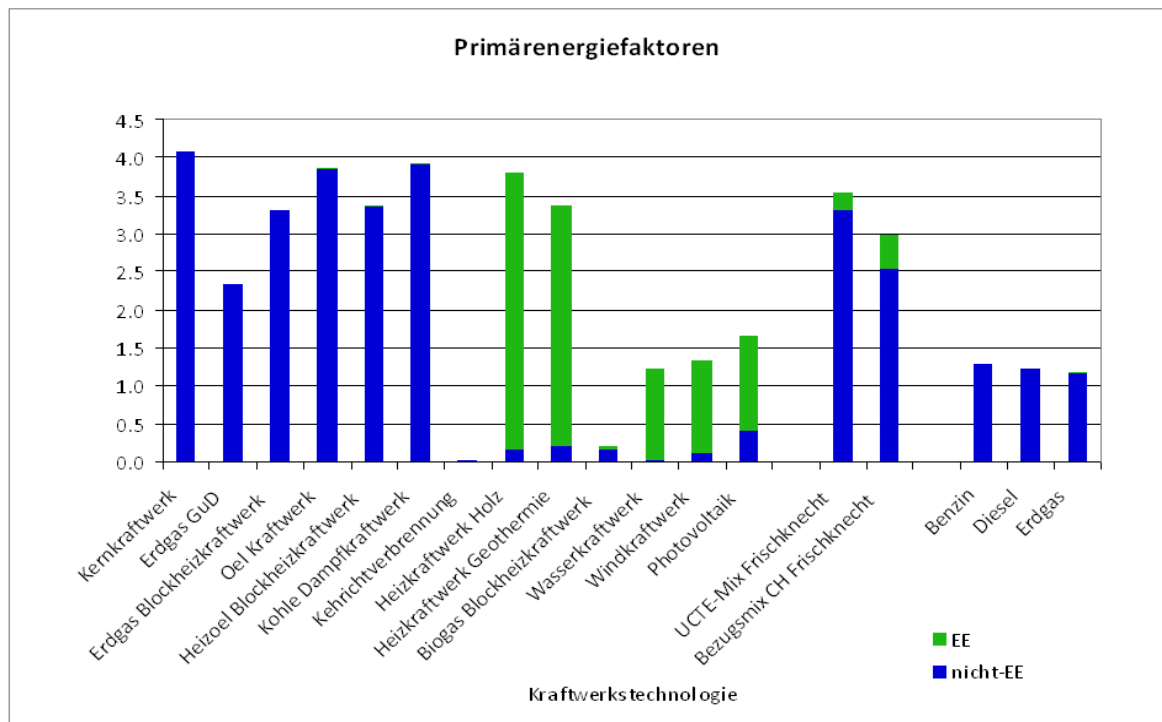


Abbildung 22: Verwendete Primärenergiefaktoren, nach [Frischknecht & Tuchschnid, 2008]

Zu den Treibstoffen: Hier "wird die Nutzung von 1 MJ Treibstoff umgerechnet in Fahrzeugkilometer der entsprechenden Verkehrsmittel. Damit werden die Treibstoffherstellung und der Einsatz im Fahrzeug berücksichtigt. Die weiteren mit dem Transport verbundenen Umweltauswirkungen, beispielsweise durch Fahrzeugherstellung, Strassenbau und -unterhalt, werden nicht erfasst." [Frischknecht & Tuchschnid, 2008]

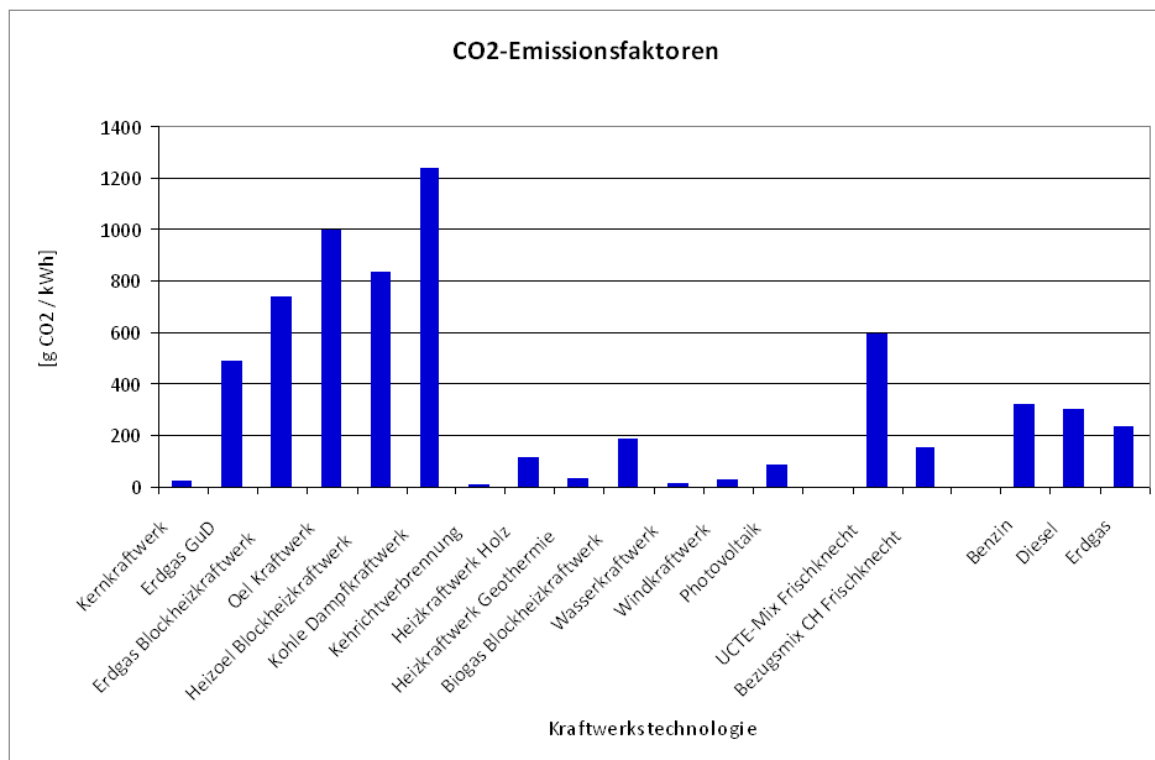


Abbildung 23: Verwendete CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren, nach [Frischknecht & Tuchschnid, 2008]

### Weitere Emissionsfaktoren

Auf Stufe Endenergie werden Emissionsfaktoren für die chemische Verbrennung benötigt, wenn von Energieeinheiten ausgegangen wird. Diese Faktoren sind zeitunabhängig und basieren auf Angaben des Bundesamtes für Umwelt [BAFU, 2006] (Tabelle 8).

Tabelle 8: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren, nach [BAFU, 2006]

CO2-Emissionsfaktoren	[t CO2/TJ]	[t CO2/GWh]
Kohle	94.0	338.4
Erdöl (HEL)	73.7	265.3
Erdgas	55.0	198.0
Benzin	73.9	266.0
Diesel	73.6	265.0
Kerosen	73.2	263.5



## 4 Ergebnisse

Im Folgenden werden zusätzliche Informationen gegeben und dargestellt, welche den Graphiken im Bericht zugrunde liegen.

### 4.1 Zu Kapitel 1.4.3

#### Zusätzliche Abbildungen

Zur Ergänzung der im Bericht gegebenen Zahlen werden an dieser Stelle die für wachsende Reserven zugrunde gelegten Ergebnisse dargestellt (Abbildung 24).<sup>45</sup>

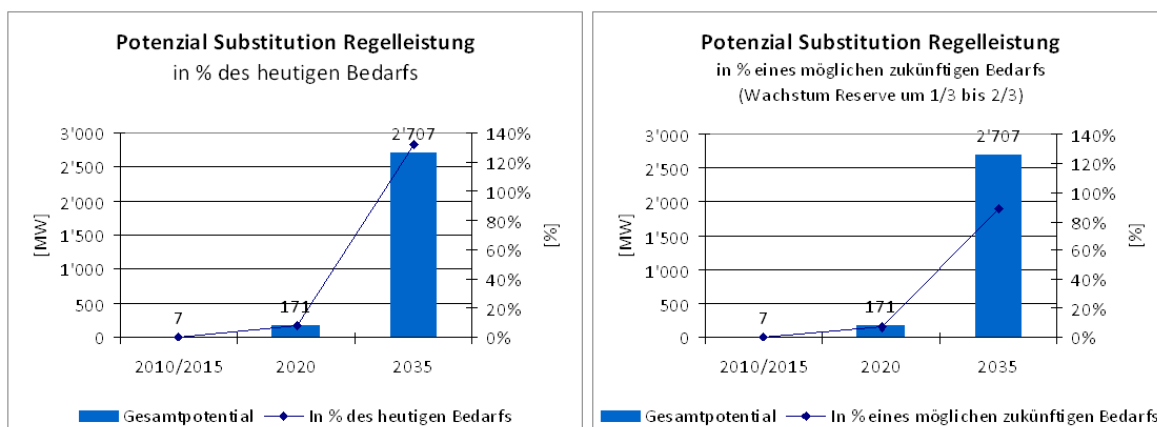


Abbildung 24: Potenzial für die Bereitstellung von Regelleistung

Die folgende Graphik stellt ausserdem die Aufteilung des Potenzials auf EV und PHEV auf (Abbildung 25).

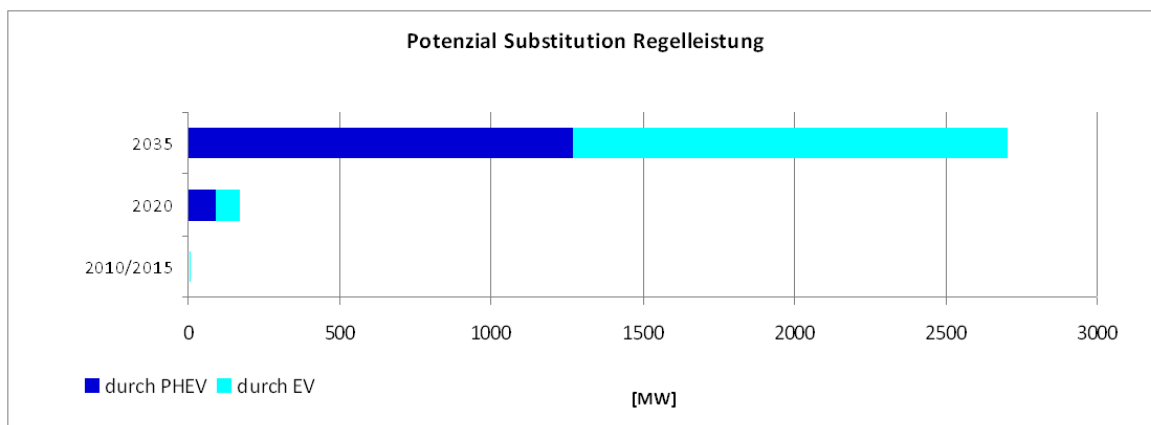
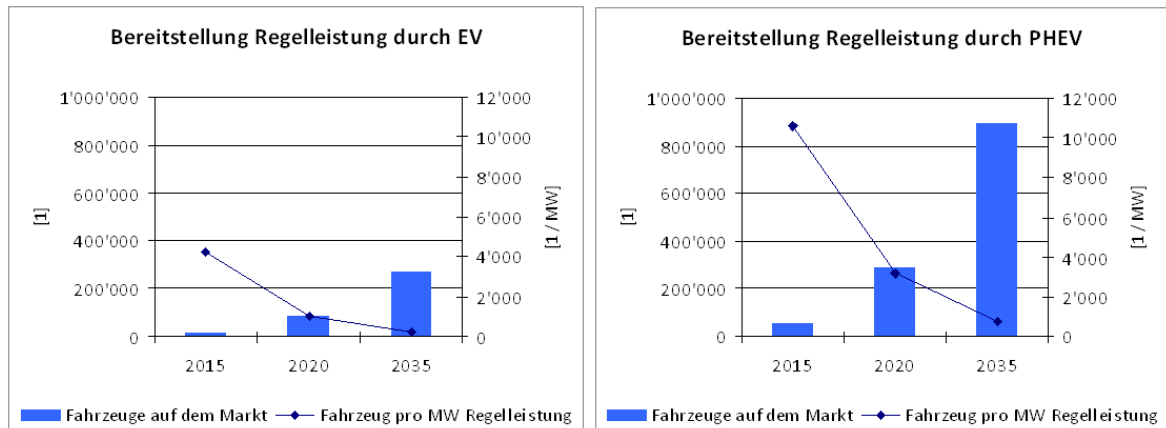


Abbildung 25: Aufteilung des Potenzials für die Bereitstellung von Regelfunktion auf PHEV und EV

<sup>45</sup> Die Zahlen finden sich im Kapitel 3.2, Regelenergie.

In der folgenden Graphik (Abbildung 26) ist einerseits die Anzahl der Fahrzeuge auf dem Markt dargestellt (linke Achse, Balken), andererseits die Anzahl der Fahrzeuge, die nötig ist, um 1 MW Regelleistung bereitzustellen (rechte Achse, Linie). Die nötigen Fahrzeuge pro Regelleistung nehmen ab durch zunehmende Batteriekapazitäten und Veränderung der Ausschreibungsbedingungen. Bis 2035 ergibt sich eine grosse Steigerung des Potenzials - einerseits aus der starken Zunahme an Fahrzeugen, andererseits aus der starken Abnahme an Fahrzeugen, die für die Bereitstellung einer bestimmten Regelleistung nötig sind.



**Abbildung 26: Bereitstellung von Regelleistung durch EV und PHEV im Vergleich zur Anzahl der auf dem Markt vorhandenen Fahrzeuge**

## Übertragungsnetzbetreiber / Bilanzgruppen

Der Übertragungsnetzbetreiber – in der Schweiz die Swissgrid – ist für den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des schweizerischen Übertragungsnetzes zuständig, wozu auch die Beschaffung von Systemdienstleistungen und das Bilanzmanagement gehören. Letzteres dient dazu, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten, wobei dies über Bilanzgruppen geregelt wird. D.h. der Übertragungsnetzbetreiber regelt die Bilanzgruppen untereinander und gesamthaft aus – u.a. dafür beschafft er Regelernergie – und verrechnet die Abweichungen einer Bilanzgruppe zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch. Diese Differenz zwischen dem angemeldeten Fahrplan und dem tatsächlich gemessenen Verbrauch wird als Ausgleichsenergie an die Bilanzgruppen verrechnet, wobei sich die Preise an den Regelergiekosten und damit Marktpreisen orientieren. Die Bilanzgruppe hat ein Interesse daran, für ständige Ausgeglichenheit der Leistungsbilanz zu sorgen. Grundlage für den Übertragungsnetzbetreiber und die Bilanzgruppen bilden die Fahrpläne. Diese werden i.d.R. am Vortag von den Bilanzgruppenverantwortlichen an Swissgrid geschickt und stellen für jede Viertelstunde die Summe der Liefer- und Bezugsgeschäfte mit anderen Bilanzgruppen dar. Für die Organisation innerhalb einer Bilanzgruppe können Subbilanzgruppen eingerichtet werden, wobei die Umsetzung und Abrechnung den Bilanzgruppenverantwortlichen unterliegt; die Subbilanzgruppen haben keine Beziehungen zum Übertragungsnetzbetreiber. [Swissgrid, 2009; VSE (ed.), 2006]

## 4.2 Zu Kapitel 1.4.4

Auf der Stufe Einzelfahrzeug wurden die Einsparungen errechnet, wenn die Batterien von EV und PHEV statt jener Kraftwerkstechnologie für Regelfunktionen eingesetzt werden, von welcher sie die Fahrplanenergie beziehen. Abbildung 27 und Abbildung 28 stellen die Zwischenschritte zu den Einsparungen auf Stufe Well-to-Wheel (Primärenergie und CO<sub>2</sub>) dar.

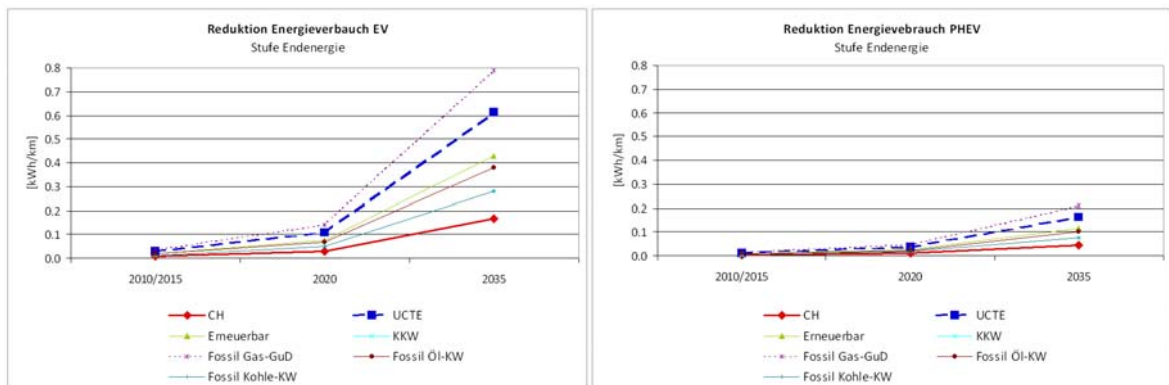
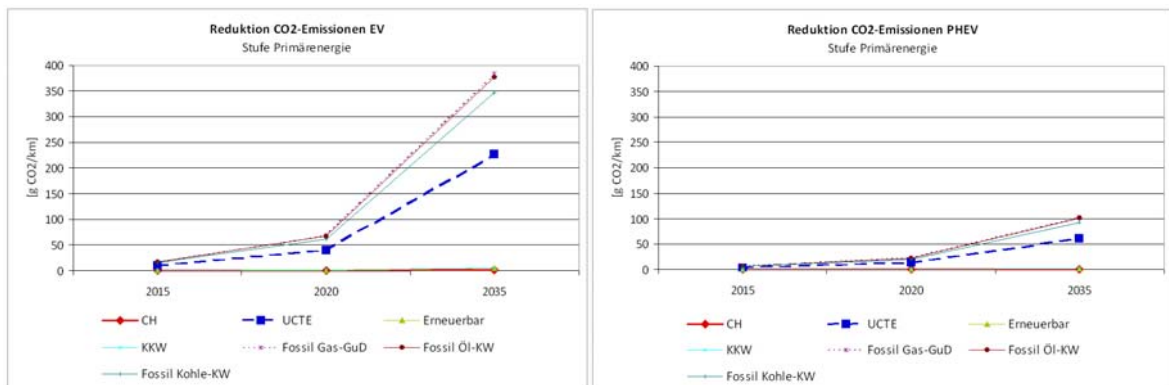


Abbildung 27: Gutschrift für die Übernahme von Regelfunktionen auf Stufe Tank-to-Wheel

Abbildung 28: Gutschrift für die Übernahme von Regelfunktionen bezüglich CO<sub>2</sub>

## 5 Relation zu Szenarien

### 5.1 Energieperspektiven 2035

Die Grundlagen für die Diskussion wurden bereits im Kapitel Stromerzeugung (Fahrplanenergie) erläutert.

### 5.2 2000 Watt-Gesellschaft

Das Ziel der 2000 Watt-Gesellschaft ist eine nachhaltige Energieversorgung, die einerseits den fossilen Anteil begrenzt, andererseits der Bevölkerung in allen Ländern die gleiche Energiemenge zugesteht. In der Schweiz brauchen wir heute etwa 5000 Watt pro Person (ohne graue Energie der importierten Güter), der weltweite Durchschnitt liegt bei 2000 Watt (17'500 kWh pro Jahr). 60% entfallen auf fossile Ressourcen, je ein Fünftel auf nukleare und erneuerbare Quellen. Ein CO<sub>2</sub>-Ausstoss von einer Tonne pro Person und Jahr gilt als anerkanntes Ziel, das entspricht 500 Watt. Die Vision der 2000 Watt-Gesellschaft sieht dabei einen kontinuierlichen Absenkpfad vor (siehe auch Abbildung 29). [Humm & Lütolf (ed.), 2005]

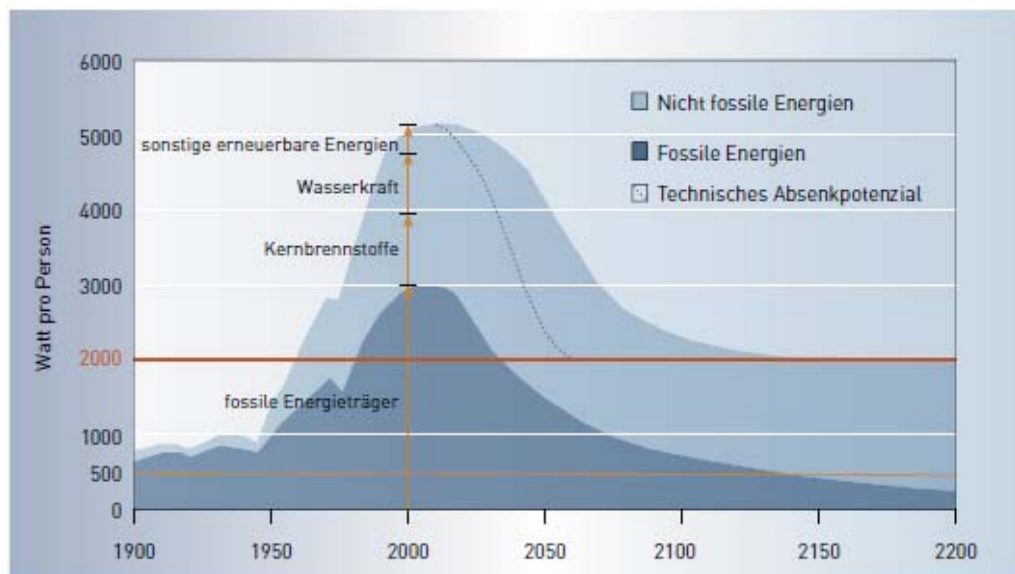


Abbildung 29: Mögliche Entwicklung zur 2000 Watt-Gesellschaft, aus [Humm & Lütolf, 2005]

Abbildung 30 zeigt eine mögliche Verteilung der 2000 Watt pro Person auf die verschiedenen Bedürfnisse auf. Hier finden sich die 140 Watt, auf welche sich die Aussagen im Bericht beziehen. In den Unterlagen zur 2000 Watt-Gesellschaft wird zwar vom Einsatz von Brennstoffzellen gesprochen, jedoch wenig von einer direkten Verwertung von Elektrizität als Antrieb für die Fahrzeuge und den Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung.

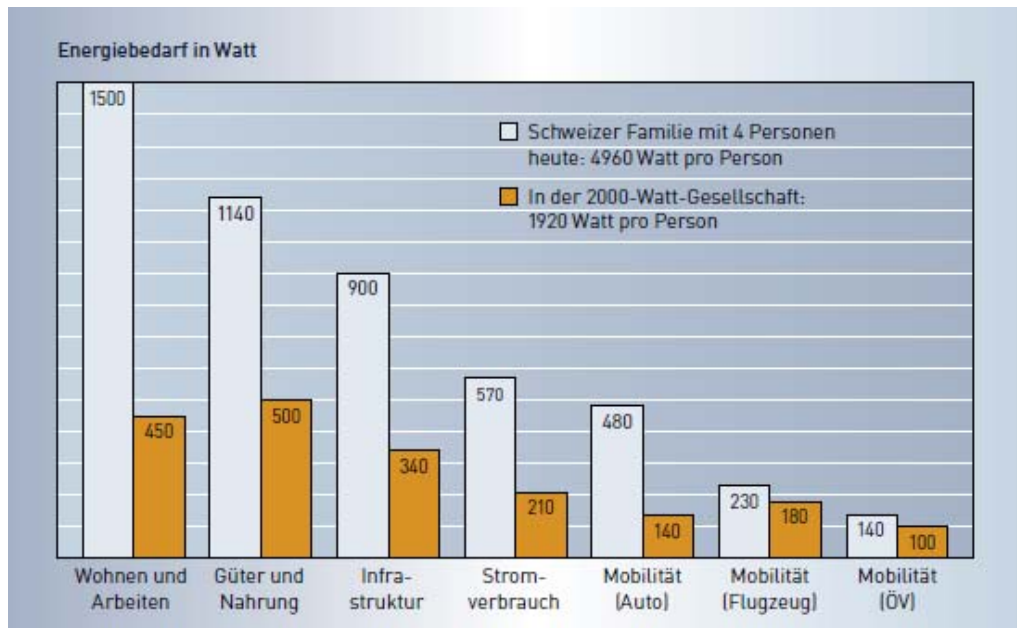


Abbildung 30: Energiebedarf in Watt, heute und in der 2000 Watt-Gesellschaft, aus [Humm & Lütolf, 2005]

Werden die in der Studie verwendeten Verbrauchszahlen eingesetzt, lässt sich ein Vergleich mit der 2000 Watt-Gesellschaft ablesen (Abbildung 31): Elektrifizierung alleine reicht nicht, respektive stellt der hier verwendete Absenkpfad noch nicht das Ende der Entwicklung dar. Bereits leichtere Fahrzeuge und bessere Besetzung der Fahrzeuge verändern die Bilanz.

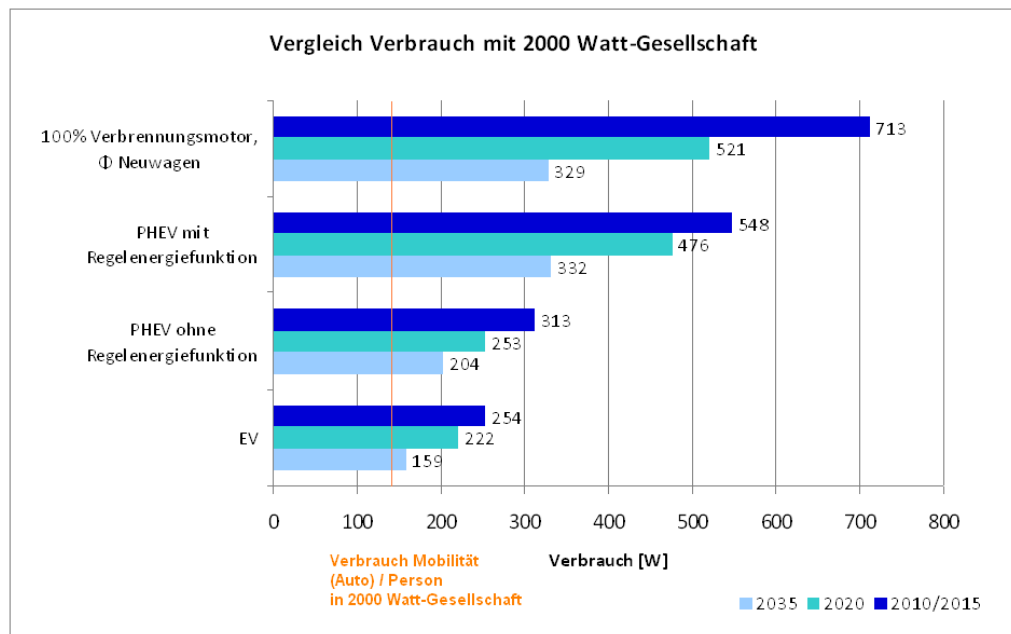


Abbildung 31: Vergleich des Verbrauchs der in der Studie verwendeten Verbrauchszahlen mit der 2000 Watt-Gesellschaft

Das Weissbuch zur Machbarkeit der 2000 Watt-Gesellschaft [Eberhard (ed.), 2004] zählt denn auch effizientere und neue Stadtautos zu den Optionen im Verkehrsbereich. Erreicht wird dies durch besseres Design, bessere Konstruktion, reduziertes Gewicht, effizienteren Antrieb und die Einführung von erneuerba-

ren Treibstoffen. Für Autos mit Verbrennungsmotoren wird mit 50% Energieeinsparung gerechnet, was in etwa der Verbesserung in den Verbrennungsmotoren dieser Studie zwischen 2010/2015 und 2035 entspricht.

Im Weissbuch wird ebenfalls die Entwicklung des Smart Grids angesprochen: Eine Veränderung der Mischung von zentraler und dezentraler Elektrizitätserzeugung, die auch neue Elektrizitätsströme mit sich bringt, macht ein neues Kontrollsystem notwendig, inklusive lokalem Lastmanagement und Kontrolle der lokalen Energievorräte und der Speicher. Die Kommunikation der lokalen Controller ermöglicht Optimierung und stellt die Systemstabilität sicher. Auch eine Optimierung zwischen verschiedenen Energieformen – wie hier bereits für PHEV diskutiert – wird dort angesprochen. Der Bedarf an Speicherung, u.a. für die erneuerbaren Energien, wird andiskutiert. Für die Autoren liegt in einer intelligenten Dezentralisierung ein grosses Effizienzpotential, u.a. durch Verminderung der Transportverluste und den optimalen Einsatz jeder Energieform. Ein wichtiger Punkt liegt auch in der Effizienzverbesserung sämtlicher Energietechnologien und in der Intensität der Nutzung verschiedener Güter.

## 6 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

### 6.1 Schlussfolgerungen

Je nach Herkunftsart der eingesetzten Elektrizität können PHEV und EV verglichen mit konventionellen Fahrzeugen (100% Verbrennungsmotor) in Bezug auf den Energiebedarf und die CO<sub>2</sub>-Emissionen Vorteile oder Nachteile aufweisen. Dabei ist zu beachten, dass die PHEV und EV mit reinen Verbrennungsmotoren verglichen werden, welche die CO<sub>2</sub>-Zielwerte der EU erreichen.

Stammt die eingesetzte Elektrizität aus erneuerbaren Energien, so ergeben sich – unter Betrachtung der gesamten Vorkette (Well-to-Wheel) – sehr grosse Vorteile. Bei Verwendung von Ökostrom ist die Absenkung auf Zielwerte EU 2020 für PHEV relativ leicht erreichbar. Für EV ist die Absenkung auf Zielwerte EU 2035 bereits heute erreichbar. Damit würde ein sehr grosser Beitrag zur Zielerfüllung der CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Schweiz geleistet.

Mit Strom aus Kernkraftwerken können zwar die CO<sub>2</sub>-Emissionen stark reduziert werden, aber es ergeben sich deutliche Nachteile bezüglich Primärenergie. Während sich bei der fossilen Stromerzeugung für Erdgas-GuD-Anlagen nur geringe Unterschiede gegenüber konventionellen Fahrzeugen ergeben, sieht die Bilanz für Kohle- oder Ölkraftwerke global gesehen negativ aus.

Ob ein verstärkter Einsatz von PHEV und EV aus energie- und klimapolitischer Sicht forciert werden soll und entsprechend förderungswürdig ist, bedingt die Betrachtung der gesamten, globalen Energiekette und hängt somit entscheidend von der Herkunft des Stromes bzw. der Produktionsart ab. Es gilt für die eingesetzte Elektrizität die richtigen Rahmenbedingungen zu setzen. Während durch die Einführung von EV und PHEV der Elektrizitätsbedarf etwas steigt, sinkt der Benzinbedarf. Bei einem Ersatz von einem Viertel der Flotte durch EV und PHEV werden bis zu 3% des heutigen Strombedarfs benötigt, der Benzinbedarf reduziert sich dafür um ca. 25%. Im Vergleich dazu werden die Einsparpotenziale durch parallele Entwicklungen wie die Markteinführung von Smart Metering und begleitende Dienstleistungen zur Nachfragesteuerung auf 5% geschätzt [Dettli, 2009]. Bei umfassenden Betrachtungen zu Smart Grids könnten die Werte deutlich darüber liegen.

Das Potential der Regelfunktion erreicht zwischen 2020 und 2035 die Grösse der heutigen Regelleistungsrreserven. Durch die Ausschreibungsbedingungen oder das Pooling mit anderen Erzeugungstechnologien ist ein Einsatz bereits vor 2020 in relevantem Mass denkbar. Als Einstieg scheint Tertiärregelung geeignet, da sie am seltensten tatsächlich abgerufen und damit die Batterie nur selten beansprucht wird. Ausserdem ist ein Einsatz auf der Ebene der Bilanzgruppen näher zu betrachten, die damit Zahlungen für Abweichungen vom Fahrplan vermeiden können.

Die ökologischen Auswirkungen der Regelfunktion sind unter verschiedenen Gesichtspunkten zu diskutieren:

- Der Einsatz von EV als Regelkraftwerke bringt Einsparungen sowohl bei der Energie als auch bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen (Well-to-Wheel) unabhängig davon, woher die Fahrplanenergie bezogen wird.
- Mit den Annahmen bezüglich Batteriekapazitäten, Ausschreibungsbedingungen und Fahrverhalten muss bei PHEV beim Angebot von Regelfunktion in Kauf genommen werden, dass häufiger im Benzin- und Hybridmodus und weniger rein elektrisch gefahren wird. Dies bedeutet, dass zwischen dem Nutzen der Regelfunktion und dem Nutzen der Benzineinsparung bei PHEV abzuwägen ist. Einsparungen bei Energie und CO<sub>2</sub>-Emissionen (Well-to-Wheel) werden erreicht, solange fossile oder nukleare Elektrizität zum Fahren getankt wird.

- Die ökologischen Verbesserungen durch den Einsatz von Fahrzeugbatterien sind in Bezug auf den Schweizer Regelmix nur minim, für den Ersatz des UCTE-Regelmixes hingegen kann ein Vielfaches der durch den Strombezug benötigten Primärenergieverbrauchs, resp. der verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Werden EV gezielt zum Ersatz von fossiler Regelung eingesetzt, wird ebenfalls ein Vielfaches der benötigten Primärenergie, resp. der CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart. Bei den PHEV wird ebenfalls eine Einsparung erzielt, wenn PHEV fossile Regelkraftwerke entlasten, die Einsparungen liegen in der Grössenordnung der verbrauchten Energie, resp. der produzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie durch die in vielen Situationen bestehende zeitliche Flexibilität beim Laden der Batterien (z.B. nachts), können PHEV und EV in Zukunft ein wesentliches Element bilden, um hohe Anteile an stochastisch anfallender Wind- und Solarenergie ins Elektrizitätsnetz zu integrieren.

Mit der Markteinführung von EV und PHEV können folgende weitere positive Effekte erzielt werden (Tabelle 9):

**Tabelle 9: Mögliche positive Effekte der Einführung von PHEV / EV und Smart Grids**

Aspekt	Beschreibung	Effekte PHEV und EV	Effekte V2G
Ökologische Wertigkeit			
Lastmanagement im Auto	Die in den Zyklen gemessenen Emissionswerte repräsentieren die Situation in den am stärksten mit Schadstoffen belasteten Orten (Städte mit Stopp and Go und Autobahnen mit Hochleistungsabgabe) nur ungenügend. D.h. Wechselstfahrten in Städten werden ungenügend repräsentiert.	Der elektrisch betriebene Anteil oder die Hilfe wirkt gerade in den hohen Lastzuständen, was eine verhältnismässig hohe Emissionsreduktion bringt. Je stärker der elektrische Anteil, desto grösser der Effekt.	
CO <sub>2</sub>	Klimagase, welche durch die Verbrennung im Ottomotor ausgestossen werden, sind insbesondere in Extremsituationen (Beschleunigung, Stop and Go) gegenüber Konstantfahrsituationen erhöht.	Stark reduziert (PHEV) oder vor Ort auf 0 (EV), da der Elektromotor im Alltag v.a. die verbrauchssteigernden und ineffizienten Bereiche übernimmt (Beschleunigung).	Regelenergiebereitstellung und Fahrplanenergieeinsatz kann Netto-CO <sub>2</sub> -Einsparungen erzeugen.
Unverbrannte Kohlenwasserstoffe, Stickoxide, Kohlenmonoxid	Besonders im Last-/ Teillastwechsel entstehen bei herkömmlichen Motoren durch das angereicherte Gemisch und die stark unvollständige Verbrennung Emissionen von Kohlenwasserstoffen und Partikeln.	Stark reduziert (PHEV) oder vor Ort auf 0 (EV), da der Elektromotor im Alltag v.a. die emissionssteigernden Bereiche übernimmt (niedrige Gänge, Beschleunigung). Der Ottomotor läuft nur noch im höheren Lastzustand, relativ konstant, sauber. Im Autobahn-Betrieb ist die	Fahrzeugbatterien könnten in der gesamten Schadstoffbilanz besser abschneiden als konventionelle Regelkraftwerke (abhängig von der Gesamtbilanz).



		Wirkung relativiert, wenn ein milder Hybrid eingesetzt wird.	
Sekundär-Aerosole	Durch unverbrannte Kohlenwasserstoffe werden unter Einfluss von UV-Licht Sekundär-Aerosole gebildet. Besonders Benzinmotoren könnten im Vergleich zum Diesel (wegen der Partikelfilter) schlechter dastehen. <sup>46</sup>	Generelle Verbesserung grösser als Nachteil durch Benzinmotor (PHEV) bzw. generelle Verbesserung bei EV.	
Lärm	Das Motorgeräusch trägt insbesondere bei Beschleunigung und hohen Geschwindigkeiten einen wesentlichen Anteil an den Lärmemissionen.	Reduktion bei den Lärmemissionen gegenüber allen anderen Antrieben und Treibstoffen.	
Emissionen aus Kraftwerken (Kohle, Gas, Öl)	Durch die geringe Teilnutzung des Stroms aus dem Netz wird die Emissionsbelastung massgeblich durch den Benzinmotor gegeben. Je besser der Motor, desto besser die Emissionsbilanz.	Durch die Teilnutzung des Stroms aus dem Netz wird die Emissionsbelastung durch den Benzinmotor limitiert. Die Qualität des Motors kann die Emissionsbilanz gegenüber EV (je nach Quelle des Stroms) positiv beeinflussen.	Problematisch, da Quelle des Stroms auch hier voll durchschlägt.
Landschaft	Landschaftsbild- und Gewässerbeeinträchtigung durch Speicherkraftwerke.	Ausbau der Speichervolumen durch das Vorhandensein der Fahrzeuge.	Vermeidung von Eingriffen in natürliche Umgebung durch Wegfall von zusätzlichen grossen Speicherkraftwerken / Infrastrukturen.
Ressourcen	Es wird z.T. bezweifelt, ob die natürlichen Ressourcen für die Umsetzung ausreichen (Li).	PHEV durch die kleineren Batterien wesentlich geringere Problematik (bei milden Hybriden) als bei EV. Aber aufgrund der längeren Entwicklungszeit für reine EV wird erwartet, dass die Preisentwicklung beim Rohstoff entsprechende Recyclingverfahren fördert bzw. Einsatz anderer Materialien gefördert wird.	Wenn die Ladezyklen der Batterien die Nutzung zulassen und durch die zusätzliche Nutzung der Batterien nach der Betriebszeit im Auto wird die Ressourceneffizienz verbessert.

<sup>46</sup> Christian Bach, EMPA, NZZ vom 3.12.08, Studie EMPA zeigt, dass Benzinmotoren schlechter abschneiden bezüglich unverbrannter Kohlenwasserstoffe gegenüber Diesel (egal ob mit oder ohne Partikelfilter). Erdgasmotoren sind eindeutig am besten.

Weitere Effekte			
Good Governance und Reputation	<p>Erfüllung bestimmter Kriterien – insbesondere da, wo der Produkterfolg auf Umwelt- und Sozialverträglichkeit aufgebaut werden soll.</p> <p>Unternehmen streben z.T. besonders hohe Reputationen und soziale Verantwortung an. Diese suchen Lösungen, die sie von Konkurrenten abheben (i.e. Google bzw. die Energieversorger) und sind bereit, dafür Mehrkosten aufzubringen.</p>	<p>Neue Chance für die Autoindustrie, neue Firmen, neue Investments, Umlagerungen.</p> <p>Hohe Bereitschaft, entsprechende Fahrzeuge zu erwerben und einzusetzen (early adaptor).</p>	<p>Netto-Einsparung an CO<sub>2</sub> und Vollausslastung der erneuerbaren Energien hat hohes Potenzial.</p> <p>Telekommunikation, Softwarebranche, Energieversorger.</p>
Veränderungsbereitschaft und Anpassungsfähigkeit	<p>Alle Akteure müssen ihre Gewohnheiten verändern, was durch die Kombination der Markteinführung von EV/PHEV zusammen mit weiteren Veränderungen zu Smart Grids erleichtert wird.</p>	<p>Kurzfristig ist der PHEV im Vorteil, weil die Anpassung des Verhaltens minimal ist.</p> <p>Kurzfristig ist das EV im Nachteil, weil die Anpassungen (Reichweite, Höchstgeschwindigkeit, Laden/Tanken) gross sind.</p>	<p>Der Eingriff ins Auto wird für die Marktentwicklung kurzfristig nicht förderlich sein. Erfahrungen mit anderen Technologien (Internet, Mobile Kommunikation) zeigen aber, dass besonders begleitende Nutzung (einfache Bedürfnisbefriedigung des modernen Lifestyles) die Akzeptanz erhöhen. Betriebswirtschaftliche Aspekte spielen eher eine untergeordnete Rolle.</p>
Reduktion von Abhängigkeiten	<p>Fossile Rohstoffe stammen in der Regel aus dem Ausland und es wird ein weiterer Anstieg der Preise erwartet, wodurch der Abfluss von Geldern aus der eigenen Volkswirtschaft verstärkt wird.</p>	<p>Bei Einsatz von einheimischem Strom wird ein signifikanter finanzieller Betrag für andere Nutzungen frei.</p>	<p>Durch die inländischen Fahrzeuge können bestehende Importabhängigkeiten bei der Fahrplanenergie reduziert werden.</p>
Erfüllung von Normen und Zielen	<p>Die erwarteten Absenkpfade für CO<sub>2</sub> und andere Schadstoffe sind für fossile Antriebe eine grosse Herausforderung.</p>	<p>Bei Verwendung von Ökostrom Absenkung auf Zielwerte EU 2020 für PHEV relativ leicht erreichbar. Für EV Absenkung auf Zielwerte EU 2035 bereits heute erreichbar.</p> <p>Damit sehr grosser Beitrag Zielerfüllung Gesamt CH.</p>	<p>Durch Regelenergie und Fahrplanenergie Netto-Einsparungen bei CO<sub>2</sub> durch Elektromobilität.</p>

Volkswirtschaft	Effizienztechnologien haben in der Regel Nettoeinsparungen im Inland und Beschäftigungssicherung zur Folge.	In Deutschland wird mit zusätzlichen Arbeitsplätzen von ca. 250'000 bis 2020 gerechnet.	Komplizierte gesellschaftliche Verfahren zum Bau von Speicherkraftwerken können vermieden werden.
-----------------	---	---	---

Negative Effekte, die auftreten können:

- In den Bereichen Elektrik, Elektronik und Batterien werden höhere Belastungen erwartet. Mit der Absenkung des Verbrauchs wird der Anteil der ökologischen Belastung von Seiten Produktion deutlich steigen: Von heute 20-25% auf 50% (bei einer Halbierung des Verbrauchs). Diese Effekte sind in keiner bisherigen Ökobilanz berücksichtigt. Auch werden bisher weitergehende Umweltauswirkungen (Schadstoffe Batterie etc.) erst untersucht. Arbeiten sind dabei, die Bewertung zu vertiefen (EMPA; BFE; EWI, Fraunhofer u.a.). Eine erhöhte Belastung wird insbesondere durch die Entsorgung der zusätzlichen elektrotechnischen Komponenten (Batterien, Elektromotor, Steuerung) erwartet.
- Durch die Beanspruchung von nur in begrenztem Umfang vorhandenen Rohstoffen (z.B. Lithium) können erhebliche neue ökologische Belastungen auftreten.
- Problematik der Attraktivitätssteigerung des Autos kann mit der Markteinführung der PHEV und EV sowie der Nutzung mit V2G auftreten

## 6.2 Empfehlungen

### Empfehlungen zu Dienstleistungen

Treten die erwarteten technischen Entwicklungen ein, so entstehen neue Geschäftsmodelle an den Schnittstellen Automobilität / Elektrizitätsversorgung. Die Entwicklungsschritte werden folgendermassen angenommen (Abbildung 32):

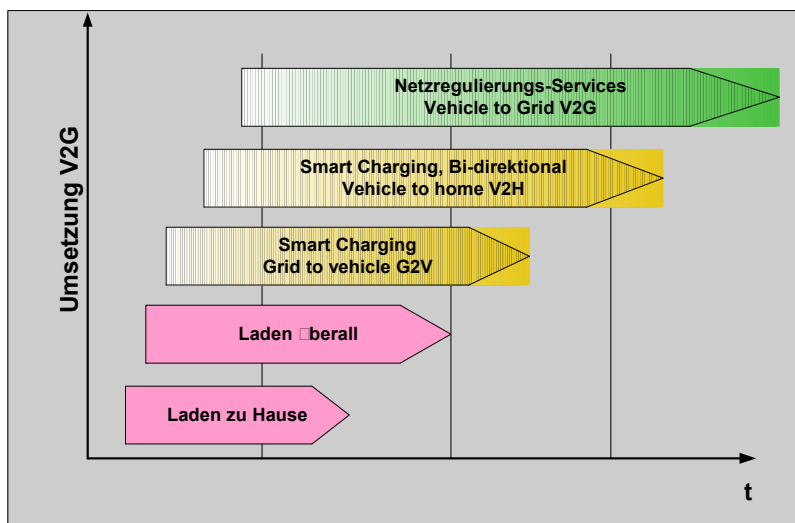


Abbildung 32: Entwicklungsschritte des Konzepts Vehicle to Grid

Die Geschwindigkeit der Entwicklungsschritte für die Markteinführung von EV und PHEV hängt entscheidend von den technischen und industriellen Fähigkeiten in der Autoindustrie, aber auch von den begleitenden Entwicklungen in der Energieversorgungsbranche bzw. beim Smart Grids ab (in der EU sollen bis

2022 alle Haushalte mit Smart Metern ausgestattet werden) [Dettli, 2009]. Dazu zählen die Entwicklung der Batterietechnologie in Richtung Bereitstellung von Energie für das Netz, das Preis / Leistungs-Verhältnis von Batterien im Vergleich zu anderen Regelernergie-Produzenten, rechtliche und technische Eingriffsmöglichkeiten in die Fahrzeuge und die Motivation der Autofahrenden, ihr Auto für entsprechende Dienste zur Verfügung zu stellen, sowie der Austausch von Energie und Informationen zwischen Netz und Fahrzeugen.

Des Weiteren gibt es zahlreiche generelle marktwirtschaftliche Aspekte wie Preisveränderungen bei den Ressourcen, spezifische Ausgestaltung des liberalisierten Elektrizitätsmarktes, die Erfindung neuer Technologien und Wirtschaftsförderungsprogramme u.a., die bei der Markteinführung eine wesentliche Rolle spielen, hier aber nicht explizit aufgeführt und berücksichtigt werden können. Rahmenbedingungen für die Unterstützung von PHEV, EV sowie Regelernergiedienstleistungen werden im Kapitel Rahmenbedingungen genannt.

Folgenden Dienstleistungen und deren ökologische Ausgestaltung (Tabelle 10) werden grundsätzlich positive Chancen eingeräumt, da sie in den nächsten 5-25 Jahren eine lukrative Geschäftsentwicklung unterstützen, ermöglichen und die Positionierung der Energieversorgungsunternehmen stärken können. Einige Aspekte werden gar als grundlegend für die Position im Markt angesehen.

## Einschätzung von Dienstleistungen

**Tabelle 10: Einschätzung von Dienstleistungen**

Dienstleistungen EVU	Beschreibung	Chancen	Risiken
Sicherung Stammgeschäft mit Erfüllung bestimmter Kriterien in der Umwelt- und Sozialverträglichkeit	Thematische Positionierung mit ausdrücklichen Vermeidungsstrategien CO <sub>2</sub> sowie Steigerung Energieeffizienz und erneuerbare Energie.	<p>Wird als wichtiger Schritt für eine zukunftsorientierte Geschäftspolitik angesehen.</p> <p>Sowohl Investoren, Kunden wie NGO erwarten ein Engagement in diesem Bereich.</p> <p>Good Governance und Reputation durch volkswirtschaftliche Effekte (z.B. Verringerung der Abhängigkeit fossiler Rohstoffe verringert Abfluss von Geldern aus der eigenen Volkswirtschaft).</p> <p>Beitrag zur Erfüllung von Normen und Zielen (2000W Gesellschaft).</p> <p>Effizienztechnologien haben in der Regel Nettoeinsparungen im Inland und Beschäftigungssicherung zur Folge.</p> <p>In Deutschland wird mit zusätzlichen Arbeitsplätzen von ca. 250'000 bis 2020 gerechnet (Elektromobilitätsindustrie).</p>	<p>Den Schritt nicht zu machen wird mit grosser Wahrscheinlichkeit einen negativen Effekt auslösen.</p> <p>Weniger Kundenbindung.</p> <p>Dienstleistungsbewertung von bestimmten Kunden nur nach Preis.</p>

Mehr-Verkauf von Ladestrom	<p>Positionierung als Anbieter von Ladestrom, die sicherstellen, dass die Energie- und Klimabilanz bei der Verwendung in PHEV und EV positiv ausfällt.</p> <p>Ein freier Bezug von Strom (z.B. aus Teillast-betriebenen Kohlekraftwerken nachts) kann den Energieverbr. bzw. die Klimagasemissionen über die Werte konventioneller Autos erhöhen.</p>	<p>Dienstleistungen wirken als Pflege von Kundenstämmen oder zum Erwerb von Neukunden.</p> <p>Als erweitertes Dienstleistungsmodell ist hier eine Vereinbarung mit den Anschlussbetreibern möglich. (Es bestehen bereits über 600 öffentlich zugängliche Ladestationen im Schweizer Strassennetz.)</p> <p>Spezielle Tarife und eine einfache Handhabung fördern die Marktakzeptanz.</p>	<p>Mengen in den ersten Jahren gering (Erträge aus der Ladung beträgt bei einer Jahresfahrleistung von 10'000km ca. 1500 kWh. Herkunft des Stroms zentral (Ökostrom, nicht nuklear).</p>
Spezifische Lieferung von Ökostrom für Ladenergie	Dienstleistung des Zertifikateverkaufs oder direkter Verkauf von Ökostrom.	<p>Bestmögliche Lösung.</p> <p>Gutes Vermarktungsinstrument, um einer der wichtigsten und kritischsten Punkte bei der Klimabilanz zu adressieren.</p>	<p>Elektromob. verteuert sich gegenüber bisherigen Berechnungen.</p> <p>Bewusste Vereinbarung zwischen Kunde und EVU notwendig oder staatliche Vorschriften.</p>
Ladeinfrastruktur	Aufbau von zusätzlicher Ladeinfrastruktur zu den bereits bestehenden Park and Charge Stationen sowie den Steckdosen zuhause.	<p>Es besteht ein klarer Zusammenhang zwischen der Marktpenetrationsgeschwindigkeit der reinen Elektro-Fahrzeuge und dem Aufbau der Ladeinfrastruktur zur Schnellladung (Tanken wie gewohnt).</p> <p>Einfache Anbindung der Fahrzeuge ans Netz über bestehende Infrastruktur möglich.</p> <p>Akquisitionsinstrument für Firmenkunden und öffentliche Hand (Parkraumbewirtschaftung).</p>	<p>Aufgrund der Berechnungen zur Ladeinfrastruktur aus verschiedenen Quellen wird es kaum aus elektromobilitätsspezifischen Gründen wirtschaftlich sein eine spezielle Ladeinfrastruktur aufzubauen.</p> <p>Infrastruktur (also Vertriebsstruktur) ist sehr aufwändig und schwer vermittelbar.</p>
Mobilitätsbegleitende Dienstleistungen	Zugang zur best. Infrastruktur, das zeitliche und organisatorische Management des Ladens sowie die Verfügbarkeit von Restladung im Auto erhöhen (Fahrtenplanung, Ladeplanung), mehrere Mobilitätsträger im Modal Split (EV, PHEV, öV) nutzen.	<p>Reduziert Bedarf an Schnellladung.</p> <p>Erfahrungen mit anderen Technologien (Internet, Mobile Kommunikation) zeigen, dass besonders begleitende Anwendungen zur einfachen Bedürfnisbefriedigung des modernen Lifestyles die Akzeptanz erhöhen. Betriebswirtschaftliche Aspekte spielen eher eine untergeordnete Rolle.</p>	<p>Aufwändige Erweiterung von Dienstleistungen und der Geschäftsbereiche.</p> <p>Begleitmassnahmen zur Verminderung der individuellen Mobilität werden von NGO als notwendig erachtet, da Problematik der Attraktivitätssteigerung des Autos (mit oder ohne V2G).</p> <p>Herkunft des Stroms zentral (Ökostrom, nicht nuklear).</p>

Leasing von Fahrzeugen und Komponenten	Anbieter übernimmt Kapitalkosten und –risiken v.a. des Batterieeinsatzes.	Senkt die hohen Kosten (v.a. bei EV) des Batterieerwerbs beim Kunden.  Versicherungsmodelle und andere Absicherungen zur Handhabung der Risiken in Entwicklung.	Bewirtschaftung der grossen Batteriemengen im Betrieb ist Schlüsselaspekt für die Markteinführung der Plug-In Fahrzeuge.  Beschaffung Batterien heute noch eine Herausforderung, da zu geringe Produktionskapazitäten.  Unsicherheit über zu erwartende Lebensdauer.
Flottenbetrieb von PHEV und EV	Einstieg des EVU in den Flottenbetrieb.	Kurzfristig ist der PHEV im Vorteil, weil die Anpassung des Verhaltens minimal ist.  PHEV für konventionelle Nutzung mit Kurz- und Langstrecken geeignet.  Vereinfachte Handhabung in Form kleiner Bilanzgruppen und top down Regelung als Teil der Dienstleistung möglich.  EV bedingt geeignet (nur für first mover und Idealisten geeignet, da zu Beginn geringe Reichweite und lange Ladezeiten).  Besonders für Firmenkunden, da diese z.T. besonders hohe Reputationen und soziale Verantwortung anstreben und kostenseitig bereit sind dafür Mehrkosten aufzubringen.	Kurzfristig ist das EV im Nachteil, weil die Anpassungen (Reichweite, Höchstgeschwindigkeit, Laden/Tanken) gross sind.  Veränderungsbereitschaft und Anpassungsfähigkeit der Kunden.  Der Eingriff ins Auto bzw. Zugriff auf den Speicher wird kurzfristig nicht förderlich sein für die Marktentwicklung.  Konventionell angetriebene Fahrzeuge mittelfristig günstiger, insbesondere vor dem Hintergrund des Downsizing, alternative Treibstoffe.
Optimierter Lastgang des Netzes, Verlagerung von Spitzenlast in Schwachlastzeiten	Dienstleistungsmodell, das die Kompetenzen des Smart Grids nutzt (Datenerfassungsgeräte / Verrechnungssysteme etc.).	Zu Beginn der Marktentwicklung grösseres Potenzial bei PHEV als bei reinen EV, da mehr Fahrzeuge zur Verfügung stehen und Reichweite durch Ladezeitpunkt nicht beeinträchtigt wird.  V.a. EVU der mittleren Stufe erhalten dadurch Möglichkeiten, den Regelenenergiebedarf auf ihrer Stufe zu kontrollieren, sie können Schwankungen reduzieren, ihre Planung und ihre Einkäufe von Regelenenergie optimieren (Einkauf und Abgabe von Spitzenlasten z.B. für die Industrie etc.).	Wird aufgrund der errechneten Zahlen zwar auch als lukrativ für den Inhaber des EV erachtet, das Vertrauen in Ladebeeinflussung wird aber erst ab 2020 grösser (mit der Batteriekapazität und dem Umgang mit den begrenzten Reichweiten).

Einsatz von Smart Meters, Netzoptimiertes Laden (Netzbelastung, Strompreise, etc.)	<p>Nachfrage- und Angebotsorientierte Tarife auf Stunden- oder gar Minutenbasis haben ermutigende Ergebnisse geliefert.</p> <p>Visualisierungstools, um den Kunden ihre neuen Freiheiten aufzuzeigen.</p> <p>Benachrichtigungsarten für externes Management.</p>	<p>Die Wahrscheinlichkeit für eine breite Marktpenetration wird unter dem Aspekt teurer Energie in Zukunft als hoch eingeschätzt.</p> <p>Wird von Investoren als neues « Internet » gesehen.</p> <p>Erste Pilotprojekte arbeiten am Aufbau von Smart Grids, die stark auf Interkooperabilität aufbauen und ein vollständiges bidirektionales Strommanagement zum Ziel haben.</p> <p>Verbrauchsgeräte werden bereits in naher Zukunft mit Informationsaustauschchips ausgestattet.</p> <p>Der Einbezug von Elektroautos ist ebenfalls bereits erfolgt.</p>	<p>Die heutigen rechtlichen Rahmenbedingungen sind nicht auf den direkten Zugriff in die Heim- und Autoanwendungen ausgelegt.</p> <p>Die Akzeptanz bei den Kunden ist noch gering.</p> <p>Die Kommunikationstools sind erst in der Entwicklung.</p>
Ladestrom aus definierten Stromquellen	Pilotprojekte arbeiten daran, die Energiegewinnung und den Demand abzugleichen und entsprechend abzustimmen (siehe auch oben).	Die Anwendung wird als integraler Bestandteil eines Smart Grids mit einem transparenten Handelssystem bezüglich Herkunft des Stroms als wahrscheinlich eingeschätzt.	Administratives grenzübergreifendes Handelssystem muss zuerst aufgebaut werden.
Speicherung von Fahrplanenergie	Die grosse Zahl der Fahrzeugbatterien ermöglicht Speicherung von Fahrplanenergie und Lastverschiebung.	Bereits heute kann im deutschen Netz nicht jede potenziell produzierte kWh Windenergie bezogen werden und geht ohne zusätzliche Speicher verloren.	Die Speicherkosten sind für Batterien bis in absehbare Zukunft hoch, bis wann damit gewinnbringend elektrische Energie zwischengespeichert werden könnte, ist unklar bzw. von staatlicher Förderung
Bereitstellen von Regelernergie	Dienstleistung, um die Autobatterien für die Regelernergiebereitstellung zu nutzen.	<p>Das Modell ist zurzeit potenziell sehr interessant.</p> <p>Deregulierung des Energiemarkts und Einführung des Smart Grids erhöht die Dynamik des Nachfragemanagements und damit die Kompetenz der Nutzer.</p> <p>Durch Regelernergie und Fahrplanenergie Netto-Einsparungen bei CO<sub>2</sub> durch Elektromobilität.</p> <p>Komplizierte gesellschaftliche Verfahren zum Bau von Speicherkraftwerken können vermieden werden.</p>	<p>Je nach Systemdienstleistung ist Ausrichtung auf notwendige Zyklenzahl in Batterien und Batteriemanagement noch nicht vorhanden.</p> <p>Zur Zeit sind die Autobatterien und Autos noch nicht V2G-kompatibel, d.h. die Batterieentwicklung müsste noch entsprechende Schritte gehen, was bis zur breiten Einführung der Fahrzeuge 2020 erreicht werden soll.</p> <p>Durch die inländischen Fahrzeuge können bestehende Importabhängigkeiten</p>

			<p>gigkeiten bei der Fahrplanenergie reduziert werden.</p> <p>Die Anzahl der Fahrzeuge muss eine kritische Grösse erreichen, damit unkontrolliertes Anschliessen und Abhängen nicht starke Schwankungen im System auslöst.</p> <p>Der Markt für Regelenenergie muss dereguliert werden (international) und beschleunigt (Vorhaltung nur über wenige Stunden).</p> <p>Für starke Ströme wird entsprechende Infrastruktur benötigt.</p> <p>Speicher-Lösungen im Elektrizitätsnetz (Stationäre Speicherlösungen auf Basis von Supercaps, Schwungrädern, Batteriepakete in Gebäuden, Notstromaggregate, Integrierte Systeme u.a.) sind derzeit günstiger.</p>
--	--	--	---

## Rahmenbedingungen

Mitentscheidend für die Markteinführung sind neben technischen Entwicklungen geeignete und wirksame Rahmenbedingungen. Die beschriebenen Entwicklungen und breite Markteinführung der Fahrzeuge, von Smart Grids sowie von Regelenenergiebeziehungen zwischen EVU und Fahrzeugen sind von zahlreichen Faktoren abhängig. Wesentliche Bereiche, die dazu sorgfältig bearbeitet werden müssen und durch geeignete Instrumente positiv wirken, wurden aufgrund einer Marktanalyse evaluiert und mit den Zielsetzungen des Bundesamtes für Energie und der Arbeit in der Interessensgemeinschaft Vehicle to Grid abgestimmt.

Auch sind generelle Rahmenbedingungen für die Marktentwicklung in der vorliegenden Studie nicht explizit aufgeführt (Fördermittel für Pilotprojekte, Berücksichtigung von Konjunkturpaketen, Forschungskoordination zwischen den Disziplinen und Ämtern, Kampagnenarbeit, etc.).

Für die Energie- und Klimabilanz der Markteinführung von PHEV und EV relevante Aspekte sind (Tabelle 11):

**Tabelle 11: Relevante Aspekte der Markteinführung bezüglich Energie- und Klimabilanz**

Bereich	Kurzfristig (2-5 Jahre)	Mittelfristig (> 5 Jahre)
Förderung und Ordnungsrecht auf Bundesebene	Damit die Klimaschutzvorteile ausgeschöpft werden, sollten Elektrofahrzeuge und PHEV mit Strom aus erneuerbaren Energien (evtl. mit Ökolabel) betrieben werden. Sobald weitere Forschungsergebnisse vorliegen, kann "Strom mit geeigneter Qualität" präzisiert werden. Einfache "Nachts laden"-Modelle haben sonst den Effekt, dass vermehrt Teillast-Kraftwerk-Strom	Um die Markteinführung zu fördern, sollte vorerst auf die Erhebung eines "Treibstoffzolls" für den Ladestrom verzichtet werden. Bonus/Malus, Zugangsbeschränkungen zu Innenstädten und Road Pricing sind weitere starke Instrumente, die jedoch stark objekt- und weniger verhaltensbezogen wirken können.



Bereich	Kurzfristig (2-5 Jahre)	Mittelfristig (> 5 Jahre)
	<p>getankt wird (Kohle, Gas) [Jakob, 2009].</p> <p>PHEV sollten gerade aufgrund der hohen positiven Wirkung bei 75% der Fahrten und der einfacheren und schnelleren Markteinführung nicht gegenüber EV benachteiligt werden.</p> <p>Regelung der Betriebsmodi, um zu verhindern, dass PHEV durch übermässige Abgabe von Regelenergie nur mit Benzin gefahren werden.</p> <p>Standards für Netzanschlüsse sollten sich an den heutigen Standards orientieren (heutige Steckverbindungen für Elektromobile), aber die europäischen und globalen Entwicklungen berücksichtigen und keine eigenen Entwicklungen beinhalten.</p> <p>Unterstützung von Pilotanwendungen und – anwenden.</p> <p>Erforschung von nützlichen Rahmenbedingungen (gesetzlich und freiwillige Marktinstrumente).</p> <p>Aktivitäten rund um Infrastruktur, Normierungen, Standardisierung durchführen. Normierungskonzepte.</p> <p>Transparenzrichtlinien zu ökologischen und ökonomischen Werten der Dienstleistungen und Produkte.</p> <p>Entwicklung von Fördermassnahmen und gesetzlichen Rahmenbedingungen.</p> <p>Skizzieren von Massnahmen (freiwillige und gesetzliche).</p> <p>Integration in nachhaltiges Verkehrssystem.</p> <p>Kennzeichnung Parkplätze, spezifische raumplanerische Regelungen.</p>	<p>Die parallele Förderung von Smart Metering und begleitender Dienstleistungen zur Nachfragesteuerung ermöglicht die Realisierung einer Strom-Einsparung, welche den Mehrverbrauch des elektrischen Betriebs von mindestens 25% der Fahrzeugflotte ausgleichen kann.</p> <p>Steuerliche Aspekte ("Treibstoffzoll" auf Elektrizität, Importsteuern auf Fahrzeuge) bearbeiten.</p> <p>Entwicklung von Rahmenbedingungen zur Steuerung der ökologischen Qualität des Betriebs (Strom, Infrastruktur, Kommunikation) und des Verkehrsaufkommens (Verkehrssteuerung, Parkraumbewirtschaftung, Baugesetzgebung).</p> <p>Entwicklung gesetzlicher Grundlagen für die Beziehungen zwischen Fahrzeuginhaber und Elektrizitätsversorger (Standardisierung des Austauschs zwischen EVU und Fahrzeug, organisatorische - z.B. Lizenzierung - von Regelenergielieferung durch EVU - von national bis kommunal).</p> <p>(Qualitäts-)Standards und Sicherheitsrichtlinien für Fahrzeuge, Infrastruktur und Kommunikation (Stecker, Ladeinfrastruktur/Schnellladung, Batterien in Autos, Fahrzeuge, Zähler).</p>
Institutionelle Verankerung	<p>Starke Verknüpfung mit den verwandten Bereichen (Mobilität, Umweltschutz, Raumplanung, Wirtschaftsförderung) und Interessensgruppen.</p> <p>Gremien für Elektromobilität, Smart Grids und V2G stärken und Trend steuern.</p> <p>Spezifische interdisziplinäre Elektromobilitäts-Strategie ausarbeiten, u.a. mit Klimaschutzstrategie.</p> <p>Nationale Strategie nach dem deutschen Vorbild.</p> <p>Unterstützung beim Aufbau von Firmenkonsor-</p>	<p>Neue Energieszenarien mit Elektromobilität, Smart Grids und V2G als integralem Bestandteil.</p> <p>Forschungskoordination zwischen den Disziplinen und Ämtern.</p> <p>Förderung des Austausches von erreichten Zielen der Akteure.</p> <p>Gemeinsame Grossprojekte.</p> <p>Genaue Analyse der erreichten Marktentwicklung.</p>

Bereich	Kurzfristig (2-5 Jahre)	Mittelfristig (> 5 Jahre)
	<p>ten und Pilotregionen.</p> <p>Kooperation und Mutual Learning, da vereinte Kraft mehr bewirkt.</p>	
Öffentlichkeitsarbeit	<p>Proaktive Information über Elektromobilität sowie deren Nutzen und Chancen, aber auch Risiken (Stromqualität) und erwartete Zeiträume, damit die Wartezeit auf konkrete Produkte nicht zu einer Schädigung der Kaufbereitschaft führt.</p> <p>Vorteile/Aspekte von Elektromobilität, Smart Grids und V2G benennen und relativieren.</p> <p>Nationale Strategiekonferenz zu V2G.</p>	<p>Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen entwickeln, damit die zukünftigen Schlüsselakteure in Technologiefirmen und bei Kunden die Potenziale nutzen können.</p>
Forschung (national und international)	<p>Das Feld der Ökobilanzierung von Elektromobilen und dem V2G-Konzept steckt noch in Kinderschuhen, es stellen sich ähnliche Fragen wie beispielsweise bei der Ökobilanzierung erneuerbarer Energien, insbesondere die Frage der Life Cycle Analysis (produktionsseitige Effekte, Elektrik, Elektronik und Batterien inkl. deren second use im Stationärbetrieb) ist kritisch<sup>47</sup>.</p> <p>Spezifizierung und Modellierung der effektiv erzielbaren energetischen, ökologischen, ökonomischen und sozialen Potenziale.</p> <p>Angewandte Forschung zur Notwendigkeit von Infrastrukturausbau (Anzahl Steckdosen, Orte, Ladeleistung) und Fragen wie Kundenzufriedenheit und Nachfrage.</p> <p>Integration der Technologien in ein nachhaltiges Verkehrssystem, umfassende Verkehrs- und Wohnprojekte.</p> <p>Begleitende Forschung zum Markteintritt der Technologien und Auswirkungen auf Kunden, Firmen, Wirtschaft.</p> <p>Vertiefende Forschung Technologien (Batterien, Lade- / Entlademanagement, Kommunikation, Fahrzeugtechnik, Recycling).</p> <p>CH-Partizipation an eur. und int. Forschungsprogrammen bzw. Forschungsprojekten (IEA, EU, etc.) zur Bündelung der Kräfte.</p>	<p>Koordinations- und Integrationsprojekte (Technik, Dienstleistungen, EVU, Auto) sowie dazugehörige Tarifierung und – Verrechnung.</p> <p>Spezifische Smart Grids- und V2G- Projekte.</p> <p>Rückspeisungs- und Regelernergie-Tests.</p> <p>Upscaling von Infrastruktur und deren Auswirkungen.</p>

<sup>47</sup> Dort müssen anteilmässig höhere Belastungen erwartet werden, da mit der Absenkung des Benzin-Verbrauchs der relative Anteil der ökologischen Belastung von Seiten Herstellung des Autos deutlich steigen: Von heute 20-25% (konventionelle Benzinautos) auf 50% (bei einer Halbierung des Verbrauchs). Diese Effekte sind in keiner bisherigen Ökobilanz berücksichtigt. Auch müssen bisher weitergehende Umweltauswirkungen (Schadstoffe Batterie etc.) erst untersucht werden. Arbeiten sind dabei, die Bewertung zu vertiefen (EMPA; BFE; EWI, Fraunhofer u.a.).

Bereich	Kurzfristig (2-5 Jahre)	Mittelfristig (> 5 Jahre)
Gesetzliche Grundlagen und Förderbedingungen	<p>Entwicklung von nützlichen Rahmenbedingungen (gesetzliche und freiwillige Marktinstrumente) wie Labels für Ladestrom etc.</p> <p>Normierungskonzepte und Standardisierung von Netzanschlüssen, Datenaustausch etc.</p> <p>Skizzieren von Massnahmen (freiwillige und gesetzliche) zur Steuerung der ökologischen Qualität des Betriebs.</p> <p>Ökologisch und sozial optimierte Mobilitätsfördermodelle, die alle Verkehrsträger optimal nutzen und auf die spezifischen Gegebenheiten (Stadt/Land) bzw. Ansprüche (Luftemissionen, Lärm, CO<sub>2</sub>, etc.) abgestimmt sind, bzw. die Nutzerinnen und Nutzer entsprechend motivieren.</p>	<p>Entwicklung gesetzlicher Grundlagen für die Beziehungen zwischen Fahrzeuginhaber und Elektrizitätsversorger (Qualitäts-Standards, Sicherheitsrichtlinien für Fahrzeuge, Infrastruktur und Kommunikation).</p> <p>Entwicklung von Ausschreibungsbedingungen für Regelernergie, die den Einsatz (zeitlich, Menge) ermöglicht.</p> <p>Regional und lokal optimales Mobilitätsmanagement unter Einbezug aller Verkehrsarten, um höchstmögliche Energieeffizienz und Verringerung von Klimagasen zu erreichen.</p> <p>Finanzielle Förderung von Speicher- und Regelernergie aus Autobatterien (analog Erneuerbare Energien).</p>

## 7 Offene Fragen

### 7.1 Nachhaltigkeit

Es gibt noch viele Unsicherheiten, das Feld der Ökobilanzierung von Elektromobilen und dem Vehicle to Grid-Konzept steckt noch in Kinderschuhen; es stellen sich ähnliche Fragen wie beispielsweise bei der Ökobilanzierung erneuerbarer Energien.

Ziele in der weiteren Bearbeitung sind: Benutzbare, aussagekräftige Ökobilanzen; faire Ökobilanz für Elektrofahrzeuge bzw. für das Gesamtsystem (Vehicle to Grid); Berücksichtigung verschiedener Faktoren und deren möglicher zukünftiger Entwicklung (Strommix, Batterieherstellung, Fahrverhalten, Effizienz).

Grundlagen, die einfließen sollen:

- Integration dezentraler Energien LCA und Nachhaltigkeit "over all" (Well-to-Wheel)
- Mögliche Entwicklungen bei Batterien (verschiedene Typen), Fahrzeugen (verschiedene Typen), Strom (Erzeugungstypen) berücksichtigen, damit Bilanz nicht wegen kleinerer Technologiereife von Anfang an zu schlecht bewertet
- Knappheit der Materialien (z.B. Lithium) und deren Rezyklierbarkeit miteinbeziehen, damit nachhaltige Marktentwicklung möglich wird
- Sicherheitsfragen und Gefahrenstoffe einbeziehen, damit gesellschaftsfähige Produkte mit akzeptierten Risiken gefördert werden können
- Emissionsbilanzierung bestimmen (Emissionen im Betrieb der Fahrzeuge, der Stromerzeugungskraftwerke, im Bau und bei der Herstellung, bei der Beschaffung der Ressourcen, Speichertechnologien), damit umfassende Bewertung möglich (CO<sub>2</sub>-, Energiebilanzen, Umweltbelastungspunkte)
- Nicht nur Belastungen, sondern auch Gewinne in anderen Bezugssystemen einbeziehen (Ersatz Grosspeicher durch Batterien, sanftere Mobilität durch andere Antriebsformen etc.)
- Förderung abhängig machen von der Gesamtbilanz und dem Vergleich zur herkömmlichen Technologie (Speicherung, Autos)
- Zertifizierung des Stroms und eindeutige Zuordnung zum Verbraucher gewährleisten (damit 1 kWh Ökostrom-Qualität nicht mehrmalig verwendet wird)
- Frage der Gewichtung von Kriterien (Klimaschutz, Sicherheit, Luftschadstoffe usw.)
- Relation zu anderen Treibstoffen berücksichtigen

### 7.2 Steuerfragen

- Strassenzölle: Heute werden nur fossile Treibstoffe besteuert, wie lange bleibt dies noch so?

### 7.3 Beziehungsregelung Energieversorger - Autofahrende

- Zentrale Bilanzgruppe für Batteriespeicher versus differenzierte Dienstleistungsangebote (Tarife, Zähler, Systeme)
- Vorauseilende Regelung versus Marktanreize (Tarife durch Preisgebung im Markt etc.)

- Umfassende Begleit-Planung (BFE, Einbezug der Bilanzgruppe erneuerbare Energien)
- Verträge zwischen Bilanzgruppen-Management / EVU mit Batteriebesitzern regeln
- Zugangsbestimmungen für Autofahrende zum Netz im Detail regeln (Bereich Endverteilung, Haus, wie weit darf EVU eingreifen und wie weit Autofahrender)
- Einspeiseprognose fördern (anderes Vorgehen als bei erneuerbaren Energien, da nicht stochastisch, sondern über Masse vorhersagbar)

## 7.4 Qualitätsstandards und Normen

- Normierungen wichtig, z.B. für Charging, es braucht aber Geduld, da in Europa Diskussion um Standardisierungen langsamer vorwärtsgesht als von CH gewünscht, z.B. für Fast Charging
- Wenn V2G kommt, müssen Fragen in Bezug auf Haftungsfragen und Datenschutz geregelt werden
- Umweltetikette für Autos als ein mögliches umfassendes Instrument auf der Fahrzeugseite, Entsprechung auf der Speicherseite
- Transparenzrichtlinien, damit die Kunden ihre Wahl treffen können. Dazu gehört auch Überwachung Vermarktungsaktivitäten (Elektroauto ist nicht "emissionsfrei" oder CO<sub>2</sub>-neutral, siehe Mitlieferung von Ökostrom oder Solarpanels etc.)
- Vermarktungsaktivitäten qualitativ überwachen

## 7.5 Förderung

- Förderung von Smart Charging: Netzbelastung bei Fast Charging sollte begrenzt werden, damit werden auch Ladestationspuffer (Batterien, Super caps) gefördert
- (Potenzielle) Wirtschaftlichkeit von G2V und V2G als Basis für Förderung verwenden
- Strukturelle Veränderung der Automobilwirtschaft (neue Geschäftsbeziehungen, neue Player wie EVU) einbeziehen
- Explizite Förderung vom Laden mit sauberem Strom (nur direkt über Zertifikate möglich, Tageszeitenzuordnung nicht geeignet)
- Explizite Förderung von Laden während Zeiten von generell geringer Nachfrage durch möglichst viel Freiheit beim Autofahren
- Förderung von Abgabe des Stroms während hoher Spitzenlasten
- Niedriges Gewicht der Fahrzeuge belohnen
- Unterscheidung in der Förderung nach Fahrtenlänge (d.h. kürzere Fahrten elektrisch, längere noch längere Zeit fossil)
- Verbesserung Modal Split fördern
- Dienstleistungsmodelle fördern, die nicht das Transportmittel, sondern km verkaufen (Batterieleasing geht in diese Richtung), diese können in verschiedenen Qualitäten angeboten werden

## 7.6 Marktbewertung

- Total Cost of Ownership bzw. Kosten/Nutzen-Verhältnis: Kosten Infrastruktur (öff. Ladestationen), Energieverkauf, Batteriepreis, km-Preis, Preis Regelenergie
- Chancen von Fahrzeugtypen
- Pilotprojekt Integration (Staat, Wirtschaft, Technik)
- Modellierung der Transformation des Pioniermarkts EV und PHEV zum Massenmarkt
- Integration von Ladezugang, Netzzugang (ein/aus), Vertragsbeziehungen, Ladeinfrastruktur, Kommunikation und Informationsaustausch
- Entwicklung und Erprobung von Hilfsmitteln, welche die Batterierisiken für die Kunden reduziert: Batterieleasing, Batteriegenossenschaft, Integration in Dienstleistungen von EVU
- Auswirkungen gesamthaft der Elektrifizierung: Neue Arten von Zusammenarbeiten EVU und Autoindustrie, Stromherkunft (Qualität, Reputation, Herstellung)

## 7.7 Technik

- Batterien: Zyklenfestigkeit, Wirkung von V2G, Batteriemanagement, Lebensdauer, neue Batterie-Technologien und deren Marktchancen
- Rückspeisungstests: Leitungen, Lasttrennerauslegung, Netzstabilität im Verteilnetz, Beispielsweise VeIN mit Integration von Fahrzeugen
- Effiziente Fahrzeuge: Leichtbau, Aerodynamik, Hochleistungsisolation (damit weniger Klimatisierungsenergie für Hilfsbetriebe)
- Kommunikationssysteme zwischen Fahrzeug und Netz, zwischen Kunden und Anbieter. Integration Energiespeicher und Intelligentes Zusammenspiel (Fahrzeug-Gebäude-Netz)

## 7.8 Rahmenbedingungen

- Wirkungsanalyse von Rahmenbedingungen
- Roadmap erstellen für Forschungsaktivitäten

## 7.9 Wirtschaftlichkeit

- Wirtschaftlichkeitsberechnungen
- Einbettung in den Kontext mit anderen Netzentwicklungen wie Kraftwerksleistung, Netzausbau, Lastmanagement und Speichereinsatz
- Einbettung in den Kontext mit anderen Speichertechnologien
- Kosten von speziellen Technologien sind günstigenfalls bei 3ct/kWh (Stundenspeicherung) und 10c/kWh (Wochenspeicherung). Daher sollten alternative Massnahmen genutzt werden: Lastmanagement, Beteiligung der Erneuerbaren an der Netzregulierung (wie in Irland bereits integriert und in Deutschland gemäss EEG-Weiterentwicklung geplant), Erzeugungsmanagement (z.B. bei KWK), Nutzung von thermischen Speichern, Netzausbau und gezielte Mitnutzung von Speichern, die ohnehin andersartig verwendet werden (EV und PHEV).
- Einfluss des Ladestromverbrauch nachts und tags nicht berücksichtigt
- Sensitivitätsanalyse wurde noch nicht durchgeführt

Die Annahmen weisen eine sehr hohe Streuung auf und die Unsicherheit in den technologischen Entwicklungen ist sehr hoch. Daher kann v.a. den auf heute basierten Werten relativ grosses Vertrauen geschenkt, den Szenarien jenseits von 2030 jedoch nur ein beispielhafter Charakter bescheinigt werden.

Die Annahmen sind daher laufend mit den aktuellen Marktentwicklungen abzugleichen und die Resultate der Studie sollten aufgrund der vorgenommenen Vereinfachungen anhand von numerischen Modellen überprüft werden.

Auf Basis der Ökobilanzierung stellt sich die Frage, ob die Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren überarbeitet werden müssen. Die Faktoren weisen eine erhebliche Fehlerquote auf, v.a. bei den erneuerbaren Energien, da die Technologiebasis (Jahr 2000) viel zu alt ist, um die Effektivität der Erneuerbaren abzubilden.

## 8 Referenzen

- AEE, 2009      Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2009). Hintergrundinformation Erneuerbare Elektromobilität. Stand April 2009. Internet: [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/hintergrundinfo\\_erneuerbare\\_elektromobilitaet\\_apr09\\_02.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/hintergrundinfo_erneuerbare_elektromobilitaet_apr09_02.pdf) [Stand 1.12.2009]
- Alpiq, 2009      Alpiq (2009). Electric vehicle market penetration in Switzerland by 2020. Internet: [http://www.alpiq.com/images/alpiq-booklet-electric-vehicles\\_tcm95-62306.pdf](http://www.alpiq.com/images/alpiq-booklet-electric-vehicles_tcm95-62306.pdf) [Stand 4.12.2009]
- Asendorpf, 2009      Asendorpf, D. (2009). Die Mär vom emissionsfreien Fahren. Zeit online. 2.10.2009. Internet: <http://www.zeit.de/2009/39/T-Elektroauto?page=1> [Stand 1.12.2009]
- Auto-Illustrierte, 2010      Auto-Illustrierte (2010). UP Lite – Der sparsamste Viersitzer der Welt – 2.44 l/100km!. <http://www.auto-illustrierte.ch/aktuelle-news/vw-up-lite-11057.html> [Stand 30.4.2010]
- AvD 2010      Automobilclub von Deutschland (2010). Preise für Superkraftstoff. Internet: <http://www.avd.de/startseite/service-news/benzinpreise/benzinpreise-in-europa/preise-fuer-superkraftstoff> [Stand 3.8.2010]
- BAFU, 2006      Bundesamt für Umwelt BAFU (2006). Energieinhalte und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren von fossilen Energieträgern. Internet: <http://www.bafu.admin.ch/klima/09608/index.html?lang=de> [Stand 2.2.2010]
- BAFU, 2009      Bundesamt für Umwelt BAFU (2009). Emissionen nach CO<sub>2</sub>-Gesetz und Kyoto-Protokoll. Letzte Aktualisierung: 19.06.2009. Internet: <http://www.bafu.admin.ch/klima/06538/06541/06589/index.html?lang=de> [Stand 30.11.2009]
- BAFU, 2010      Bundesamt für Umwelt BAFU (2010). Zustandsbericht Klima. Indikatoren "Fahrleistung des privaten motorisierten Personenverkehrs", "Treibhausgas-Emissionen Wirtschaft", "Treibhausgas-Emissionen Haushalte", "Treibhausgas-Emissionen Strassenverkehr". Zuletzt aktualisiert am 08.01.2010. Internet: <http://www.bafu.admin.ch/umwelt/status/03985/index.html?lang=de> [Stand 18.01.2010]
- Beck, 2009      Beck, M (2009). Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte, Produktbeschreibung – gültig ab 1. Februar 2010. Swissgrid. Version 5.0 vom 27. November 2009. Internet: [http://www.swissgrid.ch/power\\_market/grid\\_operation/ancillary\\_services/as\\_documents/document/D091127\\_AS-Products\\_V5R0.pdf?set\\_language=de](http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/as_documents/document/D091127_AS-Products_V5R0.pdf?set_language=de) [Stand 7.1.2010]
- Berg & Real, 2006      Berg, M. & Real, M. (2006). Road Map Erneuerbare Energien Schweiz: Eine Analyse zur Erschliessung der Potenziale bis 2050. Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften. Internet: <http://www.satw.ch/aktuell/roadmap> [Stand 27.11.2009]
- Borggreve et al., 2008      Borggreve, F. et al. (2008). Wissenschaftlicher Workshop Plug-in Hybrid Electric Vehicles. 18. Juli 2008, Schloss Wahn, Köln. Organisiert vom Energiewirtschaftlichen Institut, Köln, und dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe. Internet: <http://elib.dlr.de/59501/1/PHEV-Workshop-Koeln-Schier.pdf> [Stand 7.1.2010]
- BSTP, 2008      Bureau of Science and Technology policy, Cabinet Office, Government of Japan (2008). Environment & Energy Technology Roadmap and Diffusion Scenario. Reference material for the "Low Carbon Technology Plan". Council for Science and Technology Policy 75th session, May 19, 2008. Internet: [http://www8.cao.go.jp/cstp/english/doc/low\\_carbon\\_tec\\_plan/ref\\_roadmap1.pdf](http://www8.cao.go.jp/cstp/english/doc/low_carbon_tec_plan/ref_roadmap1.pdf) [Stand 23.12.2009]



- Brischke et al., 2006      Brischke, L., Hoppe-Kilper, M., Tiedemann, A. (2006). Regel- und Reservebedarf bei Ausbau der Stromerzeugung mit regenerativen Energien bis 2015. ew Jg 105 (2006), Heft 1-2. Seiten 22-25.
- BFE, 2007      Bundesamt für Energie BFE, Energiewirtschaft (2007). Die Energieperspektiven 2035. Band 1 (Synthese), Band 2 (Szenarien I bis IV). Internet: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00538/index.html?lang=de> [Stand 27.11.2009]
- BFE, 2008      Bundesamt für Energie BFE (2008). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2007. 1.6.2008. Internet: [http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier\\_id=00765](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00765) [Stand 7.1.2010]
- BFE, 2009      Bundesamt für Energie BFE (2009). Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2008. Auszug aus der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik 2008. Juni 2009. Internet: <http://www.news-service.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/16028.pdf> [Stand 1.12.2009]
- BFE, 2009a      Bundesamt für Energie BFE (2009). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2008. 4.6.2009. Internet: [http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier\\_id=00765](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00765) [Stand 7.1.2010]
- BFS, 2007      Bundesamt für Statistik BFS (2007). Mobilität in der Schweiz: Ergebnisse des Mikrozensus zum Verkehrsverhalten. Fact Sheet. Neuchâtel, 15.5.2007. Internet: <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index.Document.91826.pdf> [Stand 7.1.2010]  
Publikation komplett: Internet: [http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/dienstleistungen/publikationen\\_statistik/publikation\\_skatalog.Document.91873.pdf](http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/dienstleistungen/publikationen_statistik/publikation_skatalog.Document.91873.pdf) [Stand 12.1.2010]
- Cuomo et al., 2009      Cuomo, V. et al. (2009). Technical Report n° T5.20 – RS 2a "Final report on the integrated Pan-European Model". NEEDS-Project. Internet: [www.needs-project.org/2009/TechnicalPapers/RS2a%20T5.20.doc](http://www.needs-project.org/2009/TechnicalPapers/RS2a%20T5.20.doc) [Stand 27.11.2009]
- Dettli, 2009      Dettli, R. et al. (2009). Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz. Ecoconcept in Zusammenarbeit mit der Forschungsgruppe Energie- und Kommunikationstechnologien EnCT GmbH im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Schlussbericht 17. November 2009. Internet: [http://www.bfe.admin.ch/04266/index.html?lang=de&dossier\\_id=04264](http://www.bfe.admin.ch/04266/index.html?lang=de&dossier_id=04264) [Stand 18.01.2010]
- Deutsche Bundesregierung, 2009      Bundesregierung Deutschland (2009). Leitmarkt Elektromobilität, Zentrale Handlungsfelder der Bundesregierung. Referat Hubert Steinkemper.
- DEWI et al., 2005      DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission (2005). Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020: Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur. Endbericht. Köln, 24. Februar 2005. Internet: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie\\_I.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_I.pdf) [Stand 8.1.2010]

- DÜN, 2009 Deutsche Übertragungsnetzbetreiber DÜN (2009). Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Internet: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) [Stand 8.1.2010]
- Duvall, 2008 Duvall, M. (2008). Plug-In Hybrids on the Horizon, Building a Business Case. EPRI. Internet: [http://mydocs.epri.com/docs/CorporateDocuments/EPRI\\_Journal/2008-Spring/1016422\\_PHEV.pdf](http://mydocs.epri.com/docs/CorporateDocuments/EPRI_Journal/2008-Spring/1016422_PHEV.pdf) [Stand 7.1.2010]
- Eberhard (ed.), 2004 Eberhard, J. (ed.) (2004). Steps towards a sustainable development. A White Book for R&D of energy-efficient technologies. Novatlantis. März 2004. Internet: <http://www.novatlantis.ch/fileadmin/downloads/2000watt/Weissbuch.pdf> [Stand 1.12.2009]
- ecoinvent, 2007 ecoinvent Centre (2007). ecoinvent data v2.01, ecoinvent reports No. 1-25. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Duebendorf, Switzerland, retrieved from: [www.ecoinvent.org](http://www.ecoinvent.org)
- EEX, 2009 European Energy Exchange EEX (2009). Downloads Ergebnisse Stromhandel Intraday – Marktgebiet Deutschland und Ergebnisse Strom – Marktgebiet Schweiz. Internet: <http://www.eex.com/de/Downloads> [Stand 1.12.2009]
- EICom 2010 Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2010). Die kantonalen Strompreise im Vergleich. Internet: <http://www.strompreis.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx> [Stand 3.8.2010]
- EMPA, 2007 EMPA (2007). EMPA-Studie nimmt die Ökobilanzen verschiedener Biotreibstoffe unter die Lupe: „Biotreibstoff“ bedeutet noch lange nicht umweltfreundlich. 22. Mai 2007. <http://www.empa.ch/plugin/template/empa/3/60112/---/l=1> [Stand 29.4.2010]
- Energieetikette, 2010 [www.energieetikette.ch](http://www.energieetikette.ch) mit allen Verbrauchszahlen und Emissionswerten der in der Schweiz erhältlichen Fahrzeuge.
- Engel, 2008 Engel, T. (2008). Plug-in Hybrids: solare Mobilität : Studie zur Abschätzung des Potentials zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im PKW-Verkehr bei verstärkter Nutzung von elektrischen Antrieben im Zusammenhang mit Plug-in Hybrid Fahrzeugen. Verlag Dr. Hut, München, 2007.
- Entso-e, 2009 Entso-e (2009). ENTSO-E Work Program. Internet: [http://www.entsoe.eu/index.php?id=186&no\\_cache=1&sword\\_list\[\]=program](http://www.entsoe.eu/index.php?id=186&no_cache=1&sword_list[]=program) [Stand 27.11.2009]
- ETG, 2009 ETG Task Force Energiespeicher (2009). VDE-Studie Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik. Handlungsbedarf.
- EU, 2006 European Union (2006). Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC. Internet: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:114:0064:0085:EN:PDF> [Stand 18.01.2010]
- EU, 2009 European Union (2009). Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Internet: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF> [Stand 27.11.2009]

- EU, 2009a European Union (2009). Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003. Internet: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF> [Stand 27.11.2009]
- EU, 2009b European Union (2009). Regulation (EC) No 443/2009 of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 setting emission performance standards for new passenger cars as part of the Community's integrated approach to reduce CO<sub>2</sub> emissions from light-duty vehicles. Internet: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0001:0015:EN:PDF> [Stand 27.11.2009]
- Eurostat, 2008 Eurostat (2008). Gross electricity production 2007 for EU-27. Internet: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home> [Stand 27.11.2009]
- FNN, 2009 Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (2009). TransmissionCode 2007, Anhang D2, Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB, "Präqualifikationsunterlagen". November 2009. Internet: [https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/TC2007\\_D2-1\\_2009\\_End.pdf](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/TC2007_D2-1_2009_End.pdf) [Stand 8.1.2010]
- Frischknecht & Tuchschnid, 2008 Frischknecht, R. & Tuchschnid, M (2008). Primärenergiefaktoren von Energiesystemen. Version 1.4, 18. Dezember 2008. esu-services. Internet: <http://www.esu-services.ch/cms/fileadmin/download/frischknecht-2008-Energiesysteme.pdf> [Stand 27.11.2009]
- Guzzella, 2008 Pneumatischer Hybrid. Präsentation 10.9.2008 an der Jahrestagung des BFE.
- Heidelck & Laue, 1999 Heidelck, R. & Laue, H.J. (1999). Aktualisierung der Basisdaten für den Primärenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor zur ganzheitlichen Bewertung verschiedener Heizungssysteme. Endbericht. Erstellt von Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik – IZW e.V. im Auftrag des Fachinformationszentrums Karlsruhe. Hannover / Karlsruhe, April 1999. Internet: [http://www.izw-online.de/izw-berichte/Bericht\\_1.PDF](http://www.izw-online.de/izw-berichte/Bericht_1.PDF) [Stand 7.1.2010]
- Horbaty & Rigassi, 2008 Horbaty R. & Rigassi R. (2008). Integration von Plug-In-Hybrid Cars zur Förderung intelligenter Verteilnetzstrukturen. ENCO AG, Liestal im Auftrag des Bundesamts für Energie. Internet: [http://www.smartgrid.ch/images/SB\\_Plug\\_In\\_Hybrid\\_2008\\_1.pdf](http://www.smartgrid.ch/images/SB_Plug_In_Hybrid_2008_1.pdf) [Stand 21.12.2009]
- Humm & Lütolf (ed.), 2005 Humm, O. & Lütolf, T. (2005). Leichter leben. Ein neues Verständnis für unsere Ressourcen als Schlüssel zu einer nachhaltigen Entwicklung – die 2000-Watt-Gesellschaft. Novatlantis. Januar 2005. Internet: [http://www.novatlantis.ch/fileadmin/downloads/2000watt/leichterleben\\_dt.pdf](http://www.novatlantis.ch/fileadmin/downloads/2000watt/leichterleben_dt.pdf) [Stand 1.12.2009]
- IEA, 2008 International Energy Agency IEA (2008). Hybrid and electric vehicles. The electric drive gains momentum. International Energy Agency, Hybrid&Electric Vehicle Implementing Agreement.
- ISI, 2008 Institut für System- und Innovationsforschung (2008). Wissenschaftlicher Workshop Plug-in Hybrid Electric Vehicles, Datum: 18. Juli 2008 Veranstaltungsort: Schloss Wahn, Köln.
- Jakob et al., 2009 Jakob, M. et al. (2009). CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden. Studie TEP Energy BmbH, Zürich, im Auftrag des Forschungsfonds FOGA und des Forschungsfonds der EV (FEV). Internet: [http://www.tepenergy.ethz.ch/docs/IntensitaetStromabsatzSchweizerEndkunden\\_Bericht\\_TEP\\_Energy.pdf](http://www.tepenergy.ethz.ch/docs/IntensitaetStromabsatzSchweizerEndkunden_Bericht_TEP_Energy.pdf) [Stand 27.11.2009]

- Kamath, 2009      Kamath, H. (2009). Lithium Ion Batteries for Electric Transportation: Costs and Markets. Electric Power Research Institute. September 22nd, 2009.  
<http://www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/2009symposium/presentations/kamath.pdf> [Stand 27.11.2009]
- Kaufmann & Gutwiller, 2008      Kaufmann, U. & Gutwiller, S. (2008). Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Ausgabe 2007. Studie von Dr. Eicher + Pauli AG, 4410 Liestal für das Bundesamt für Energie BFE. September 2008. Internet:  
<http://www.bfe.admin.ch/02703/index.html?lang=de> [Stand 27.11.2009]
- Keller, 2007      Keller, M. (2007). Der Energieverbrauch des Verkehrs 1990 – 2035, Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten "BIP hoch", "„Preise hoch“ und "Klima wärmer". Studie der Infras AG, bern, im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE. Januar 2007. Internet:  
[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_291097269.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_291097269.pdf) [Stand 7.1.2010]
- Kurscheid et al., 2007      Kurscheid, E.M., Scheffler, P., Schufft, W. (2007). Analyse des Regelleistungsbedarfs in Deutschland. ew Jg 106 (2007), Heft 3. Seiten 20-23.
- Lache et al., 2008      Lache, R., Galves D., Nolan, P. (2008). Electric Cars, Plugged In. Deutsche Bank. Global Markets Research. 9 June 2008. Internet: [http://www.d-incert.nl/fileadmin/klanten/D-Incert/webroot/Background\\_documents/DeutscheBank\\_Electric\\_Cars\\_Plugged\\_In\\_June2008.pdf](http://www.d-incert.nl/fileadmin/klanten/D-Incert/webroot/Background_documents/DeutscheBank_Electric_Cars_Plugged_In_June2008.pdf) [Stand 7.1.2010]
- Löser et al., 2009      Löser, R. et al. (2009). Autos der Zukunft (Serie, Teile II und III). Spektrum der Wissenschaft. März und April 2009. Internet: <http://www.spektrumverlag.de/artikel/979759> und [http://deutsche.nature.wissenschaft-online.de/artikel/983274&\\_z=798888](http://deutsche.nature.wissenschaft-online.de/artikel/983274&_z=798888) [Stand 1.12.2009]
- Munich Re, 2009      Munich Re (2009). Interview mit dem Munich Re Topic Network Leader Power Generation & Distribution Michael Graf. München. 20. Mai 2009. Internet:  
[http://www.munichre.com/de/ts/engineering/special\\_topics/power\\_plant\\_industry/default.aspx](http://www.munichre.com/de/ts/engineering/special_topics/power_plant_industry/default.aspx) [Stand 4.12.2009]
- Oekonews.at, 2009      Oekonews.at (2009). Mehrheit der Autofahrer zum Umstieg auf Umweltautos bereit. Orth, 10.2.2009. [http://www.oekonews.at/index.php?mdoc\\_id=1037323](http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1037323) [Stand 29.4.2010]
- Pike Research, 2009      Pike Research (2009). Electric Vehicles: 10 Predictions for 2010. Published in partnership with hybridcars.com.  
  
Pike Research (2009). Plug-In Hybrid Electric Vehicles. The Global Outlook for PHEVs.  
  
Pike Research (2009). Electric Vehicles on the Grid.
- Roth & Kuhn, 2008      Roth, H. & Kuhn, P. (2008). Technik- und Kostenszenarien der Strombereitstellung in Deutschland bis 2040 : Endbericht zum Teilprojekt E1 des Forschungsverbunds KW21. IfE Schreienreihe, Heft 55. München, 2008.
- Roth & Wagner, 2006      Roth, H. & Wagner, U. (2006). Verstärkter Teillastbetrieb thermischer Kraftwerke durch Windstromeinspeisung. ew Jg 105 (2006), Heft 5. Seiten 14-16.
- RP Online 2010      www.rp-online.de (2010). Strompreise in Europa. Internet: [http://www.rp-online.de/wirtschaft/unternehmen/energie/Strompreise-in-Europa\\_bid\\_17861.html](http://www.rp-online.de/wirtschaft/unternehmen/energie/Strompreise-in-Europa_bid_17861.html) [Stand 3.8.2010]

- Schaffner, 2009 Schaffner, C. (2009). Umfrage Stromkennzeichnung 2007. Bundesamt für Energie BFE, Sektion Energieversorgung. 29. Juni 2009. Internet: <http://www.news-service.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/16130.pdf> [Stand 27.11.2009]
- Schulz et al, 2005 Schulz, W. et al. (2005). Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Energiereport IV. Untersuchung von ewi und prognos im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin. Oldenbourg Industrieverlag GmbH, München.
- Kurzfassung: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=65014.html> [Stand 27.11.2009]
- Sommer et al., 2003 Sommer, H., Simmen, W., Simmen, H. (2003) Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität. Ecoplan im Auftrag des Bundesamtes für Energie. 10. Juni 2003. Internet: <http://www.news-service.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/947.pdf> [Stand 30.11.2009]
- Strauss, 2006 Strauss, K. (2006). Kraftwerkstechnik : zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. Berlin, Springer, 2006
- Styczynski, 2009 Styczynski, Z.A. (2009). Ancillary Services by VPP. In Tagungsband des "14. Kasseler Symposiums Energie-Systemtechnik, Windenergiesysteme." Fraunhofer IWES. Internet: [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/pdf/2009\\_KSES\\_Tagungsband.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/pdf/2009_KSES_Tagungsband.pdf) [Stand 27.11.2009]
- Swider, 2006 Swider, D.J. (2006). Zusatzkosten im konventionellen Kraftwerkspark durch den Ausbau der Windenergie. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 56. Jg Special 6/2006. Seiten 27-30. Internet: [http://vre-archiv.bdew.de/vre/veroeffentlichungen/et\\_special\\_online.pdf](http://vre-archiv.bdew.de/vre/veroeffentlichungen/et_special_online.pdf) [Stand 8.1.2010]
- Swissgrid, 2008 Swissgrid (2008). Veröffentlichung SDL Konzept im Internet. V0.8. Bern, 2.12. 2008.
- Swissgrid (2008). Einführung Bilanzgruppen-Modell. Version 1.1. Internet: [http://www.swissgrid.ch/power\\_market/grid\\_operation/balance\\_group\\_model/bg\\_documents/document/D100303\\_balance\\_group\\_model\\_intro.pdf/de](http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/balance_group_model/bg_documents/document/D100303_balance_group_model_intro.pdf/de) [Stand 8.7.2010]
- Swissgrid (2008). Informationsveranstaltung Systemdienstleistungen im liberalisierten Markt. Stadttheater Olten, 11. September 2008. Internet: [https://www.swissgrid.ch/company/downloads/document/S080916\\_Informationsveranstaltung\\_SDL\\_11-September-2008\\_Handout.pdf/de](https://www.swissgrid.ch/company/downloads/document/S080916_Informationsveranstaltung_SDL_11-September-2008_Handout.pdf/de) [Stand 30.11.2009]
- Swissgrid, 2009 Swissgrid (2009). Transmission Code 2010. TC 2010 Version 23. November 2009. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. Internet: [http://www.swissgrid.ch/power\\_market/grid\\_operation/transmission\\_code/docs/D091123\\_TC\\_2010.pdf?set\\_language=de](http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/transmission_code/docs/D091123_TC_2010.pdf?set_language=de) [Stand 7.1.2010]
- Theobald et al., 2003 Theobald, C. et al. (2003). Regelmarkt – Gutachten zu Marktgestaltung, Beschaffungskosten und Abrechnung von Regelleistung und Regelenergie durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Becker Büttner Held, Berlin, und Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH, Aachen. 31. Oktober 2003. Internet: <http://www.bet-aachen.de/download/BET%20REM%20Gutachten%20Endfassung%20031031.pdf> [Stand 27.11.2009]
- Thoma & Niggli, 2009 Thoma, M. & Niggli, P. (2009). Systemdienstleistungen: Ein funktionierender Wettbewerb als Grundlage. Wie Swissgrid die Marktreife bei Systemdienstleistungen misst. Swissgrid. Version 1.6. Internet: [http://www.swissgrid.ch/power\\_market/grid\\_operation/ancillary\\_services/as\\_documents/document/D091218\\_AS-market-criteria\\_V1R6.pdf?set\\_language=de](http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/as_documents/document/D091218_AS-market-criteria_V1R6.pdf?set_language=de) [Stand 7.1.2010]

TNS / Infratest, 2009	TNS / Infratest (2009). Continental-Studie. Repräsentative Meinungsumfrage im Auftrag der Continental AG, Hannover.
UBA, 2009	Umweltbundesamt UBA (2009). Indikator Energieeffizienz bei der Stromerzeugung. Letzte Aktualisierung Juli 2009. Internet: <a href="http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeId=2849">http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeId=2849</a> [Stand 4.12.2009]
UBA, 2009a	Umweltbundesamt UBA, Fachgebiet Energiedaten (2009). Datenbank "Kraftwerke in Deutschland" Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt. Stand: 10.07.2009Dessau-Rosslau, Juli 2009. Internet: <a href="http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf">http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf</a> [Stand 8.1.2010]
UCTE, 2008	Union for the Coordination of Transmission of Electricity UCTE (2008). Memo 2007. provisional values as of 15 April 2008. <a href="http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/memo_2007.pdf">http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/memo_2007.pdf</a> [Stand 7.1.2010]
UCTE, 2009	Union for the Coordination of Transmission of Electricity UCTE (2009). Operation handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and PErformance. Final Version (approved by SC on 19 March 2009). Internet: <a href="http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf">http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf</a> [Stand 30.11.2009]
UCTE, 2009a	Union for the Coordination of Transmission of Electricity UCTE (2009). Memo 2008. provisional values as of 14 April 2009. <a href="http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/memo_2008.pdf">http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/memo_2008.pdf</a> [Stand 7.1.2010]
Valentine-Urbschat & Bernhart, 2009	Valentine-Urbschat, M. & Bernhart, W. (2009). Powertrain 2020 – The Future Drives Electric. Roland Berger Strategy Consultants.
VDN, 2003	Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (2003). TransmissionCode 2003, Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB (Stand August 2003). Internet: <a href="https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/praequalifikation_d1.pdf">https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/praequalifikation_d1.pdf</a> [Stand 8.1.2010]
VDN, 2007	Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (2007). TransmissionCode, Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung (Stand 24.08.2007). Internet: <a href="https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/praequalifikation_d3.pdf">https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/download/public/praequalifikation_d3.pdf</a> [Stand 8.1.2010]
VSE (ed.), 2006	Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen (2006). Balancing Concept. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. BC-CH Ausgabe 2006. Internet: <a href="http://www.strom.ch/uploads/media/BC_CH_02.pdf">http://www.strom.ch/uploads/media/BC_CH_02.pdf</a> [Stand 7.1.2010]
Wagner, 2004	Wagner, E. (2004). Warum ist der elektrische Wirkungsgrad von Kernkraftwerken in der Regel niedriger als der von Kohlekraftwerken? <a href="http://www.energie-fakten.de">www.energie-fakten.de</a> . 26. September 2004. Internet: <a href="http://www.energie-fakten.de/pdf/wirkungsgrad-kohle-kkw.pdf">http://www.energie-fakten.de/pdf/wirkungsgrad-kohle-kkw.pdf</a> [Stand 27.11.2009]
Wietschel, 2008/9	Wietschel, M. (2008, 2009). Zur Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen. Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung.