

Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge: Modellrechnungen für Deutschland im Jahr 2035

Wolf-Peter Schill^{*,#}, Moritz Niemeyer^{**}, Alexander Zerrahn^{*}, Jochen Diekmann^{*}

Ankündigungstext: In diesem Artikel untersuchen wir, welche Rolle Elektrofahrzeuge künftig bei der Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland spielen könnten. Berechnungen mit einem quellenoffenen Simulationsmodell zeigen, dass Elektrofahrzeuge auch ohne Rückspeisung ins Stromnetz nennenswert zu einer kostengünstigen Vorhaltung von Regelleistung beitragen können.

Zusammenfassung: Sowohl beim Ausbau erneuerbarer Energien als auch im Bereich der Elektromobilität hat sich die Bundesregierung ambitionierte Ziele gesetzt. Im Kontext der Energiewende soll der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung weiter deutlich steigen. Dies erfordert tendenziell eine erhöhte Vorhaltung von Regelleistung. Gleichzeitig sinkt die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken, die bisher einen großen Teil der Regelleistung vorgehalten haben. Vor diesem Hintergrund wird untersucht, welche Rolle eine angenommene Flotte von 4,4 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2035 bei der Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland spielen könnte. Dabei werden zwei verschiedene Szenarien des Kraftwerksparks sowie unterschiedliche Möglichkeiten der Bereitstellung von Regelleistung mit und ohne Rückspeisung elektrischer Energie von den Fahrzeugbatterien in das Stromnetz untersucht. Berechnungen mit einem hierfür weiterentwickelten, quellenoffenen Simulationsmodell zeigen, dass die Elektrofahrzeugflotte einen nennenswerten Beitrag zu einer kostengünstigen Regelleistungsvorhaltung leisten kann. Dies gilt auch dann, wenn keine Rückspeisung von den Fahrzeugbatterien ins Stromnetz möglich ist. Unter Basisannahmen fallen hingegen die Arbitrageaktivitäten am Großhandelsmarkt sehr gering aus. Auch die Systemkosteneinsparungen sind im Vergleich zu einem rein kostenoptimalen Laden der Fahrzeugbatterien relativ niedrig. Unter alternativen Annahmen zur Zusammensetzung des Kraftwerksparks und zu den Batterieabnutzungskosten kann es dagegen zu nennenswerten Arbitrageaktivitäten am Großhandelsmarkt, zu einer noch höheren Regelleistungsbereitstellung und zu wesentlich größeren Systemkosteneinsparungen kommen.

Keywords: balancing reserves; electric vehicles; V2G; renewables; power system modeling; Germany

JEL: Q40; Q42

Die Autoren danken dem anonymen Gutachter für hilfreiche Anmerkungen.

* Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt, Mohrenstraße 58, 10117 Berlin.

** Zum Zeitpunkt des Verfassens Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt, Mohrenstraße 58, 10117 Berlin.

Korrespondierender Autor. Email: wschill@diw.de. Telefon +49 30 89789-675. Fax: +49 30 89789-113.

1 Einleitung

Die Bundesregierung zielt mittel- und langfristig auf eine deutlich verstärkte Nutzung von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr ab. Bis zum Jahr 2020 soll ein Bestand von einer Million Elektrofahrzeugen erreicht werden. Gleichzeitig soll Deutschland ein „Leitmarkt“ für die Elektromobilität werden (Bundesregierung 2011). Bis 2030 soll der Bestand auf sechs Millionen Fahrzeuge anwachsen. Bis zum Jahr 2016 haben Elektrofahrzeuge noch keine nennenswerten Anteile an den Neuzulassungen erreichen können. Vor dem Hintergrund einer Vielzahl neuer Fahrzeugmodelle in- und ausländischer Unternehmen und sich verschärfender umwelt- und insbesondere klimapolitischer Anforderungen ist aber davon auszugehen, dass sich mittelfristig eine größere Dynamik bei den Neuzulassungen entfaltet. Gerhardt et al. (2015) heben die Bedeutung der Elektromobilität für die Erreichung der längerfristigen klimapolitischen Ziele hervor.

Parallel zu diesen Entwicklungen soll im Zuge der Energiewende die Stromversorgung aus erneuerbaren Energien kontinuierlich ausgebaut werden. Ihr Anteil am deutschen Bruttostromverbrauch soll bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 Prozent und bis 2050 auf mindestens 80 Prozent steigen (EEG 2014). Da dieses Wachstum überwiegend von den fluktuierenden erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik getragen werden soll, ergeben sich verschiedene Herausforderungen für das Stromsystem.¹ Dazu gehören neben der jederzeitigen Deckung einer zunehmend schwankenden Residuallast (vgl. Schill 2014) auch ein tendenziell steigender Bedarf zur Vorhaltung von Regelleistung, der sich unter anderem aus Prognosefehlern erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen ergibt (Consentec und R2B 2010, Holttinen et al. 2010, DLR et al. 2012). Gleichzeitig geht die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken, die bisher den größten Teil der Regelleistung vorgehalten haben, kontinuierlich zurück.

In Hinblick auf diese beiden Entwicklungen stellt sich die Frage, welche Synergien sich zwischen dem Einstieg in die Elektromobilität und dem Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich ergeben. Verschiedene Studien deuten darauf hin, dass die Batterien von Elektrofahrzeugen in jedem Fall systemoptimiert aufgeladen werden sollten, um problematische Spitzenlasten im Stromnetz zu vermeiden.² Darüber hinaus können Elektrofahrzeuge bei Vorhandensein entsprechender Infrastruktur nicht nur Strom aus dem Netz beziehen (Grid-to-Vehicle, G2V), sondern auch Strom ins Netz zurückspeisen (Vehicle-to-Grid, V2G). Dadurch ergibt sich Möglichkeit von Arbitrageaktivitäten im Großhandelsmarkt, d.h. Strom wird in Niedrigpreisphasen in die Fahrzeugbatterien eingespeist und in Hochpreisphasen wieder zurückgespeist. Zudem kann sowohl über V2G als auch über G2V Regelleistung bereitgestellt werden. Bei einer entsprechenden Weiterentwicklung des Regelmarktdesigns und der Präqualifikationsbedingungen ist dabei grundsätzlich eine Teilnahme in allen Regelleistungssegmenten denkbar, d.h. bei Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung (PRL, SRL und MRL).

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Artikel untersucht, welche Rolle Elektrofahrzeuge künftig bei der Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland spielen können und welche Bedeutung dabei die

¹ Für eine Übersicht dieser Herausforderungen sowie der möglichen Rolle von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen vgl. Schill (2013).

² Vgl. Peht et al. (2011), Pregger et al. (2013), Schill und Gerbaulet (2015) sowie die dort zitierte internationale Fachliteratur. Eine systemoptimierte Aufladung könnte durch sogenannte Aggregatoren organisiert werden, d.h. Dienstleister, die viele einzelne Fahrzeuge gebündelt an den Strommarkt bringen. Alternativ könnte eine gesteuerte Aufladung ggf. auch durch die Fahrzeughalter selbst erfolgen, falls geeignete Tarife angeboten würden (vgl. Paetz et al. 2013).

Rückspeisung von elektrischer Energie aus den Fahrzeugbatterien in das Stromnetz (V2G) hat.³ Dazu wurde am DIW Berlin ein quellenoffenes Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodell weiterentwickelt und eingesetzt, mit dem die Stromsystemwirkungen von Elektrofahrzeugen im Kontext anderer Flexibilitätsoptionen auf der Angebots- und Nachfrageseite analysiert werden können. Dabei ist auch von Interesse, in welchen Marktsegmenten die zusätzliche Flexibilität der Elektrofahrzeugflotte zu den größten Systemkosteneinsparungen führt – im Regelleistungsbereich oder für die Großhandels-Arbitrage. In allen Modellläufen wird von einer systemkostenminimalen Aufladung des benötigten Fahrstroms der Elektrofahrzeuge ausgegangen und das darüber hinausgehende Flexibilitätspotential der Fahrzeugflotte untersucht.

Es werden zwei Szenarien des Kraftwerksparks unterschieden: Im „Basisszenario“ werden die Stromerzeugungs- und Speicherkapazitäten des genehmigten Szenariorahmens 2025 des Netzentwicklungsplans (Bundesnetzagentur 2014) übernommen; in einem Alternativszenario „Angepasster Kraftwerkspark“ werden dagegen weniger Flexibilitätsreserven bei Gaskraftwerken und Stromspeichern vorgehalten. Darüber hinaus werden fünf Ladestrategien unterschieden:

- a) eine kostenminimale Aufladung des Fahrstroms als Vergleichsfall,
- b) die Bereitstellung von Regelleistung durch eine zeitliche Anpassung dieser Aufladung (G2V),
- c) die Regelleistungsbereitstellung wie im Fall b) kombiniert mit der Möglichkeit der Stromrückspeisung (V2G),
- d) eine Ladestrategie ohne Regelleistungsbereitstellung, aber mit Rückspeisung für Großhandels-Arbitrage und
- e) ein Fall der sämtliche Optionen kombiniert und damit das volle Flexibilitätspotenzial der Fahrzeugflotte ausschöpft.

In einer Sensitivitätsanalyse wird darüber hinaus der Einfluss der Batterieabnutzungskosten der Stromrückspeisung untersucht.

Die Analyse ergänzt frühere Arbeiten, die sich mit der Rolle von Elektrofahrzeugen als nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen im Stromsystem und insbesondere mit der Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeugflotten befassen haben. Mehrere Studien untersuchen die Regelleistungsbereitstellung auf Basis historischer Regelenergiemarktpreise und aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive, d.h. aus Sicht eines Fahrzeugbesitzers bzw. Aggregators. In einem viel zitierten Artikel berechnen Kempton und Tomić (2005b) am Beispiel eines spezifischen Elektrofahrzeugtyps Erlöse und Kosten einer Teilnahme am kalifornischen Regelleistungsmarkt im Jahr 2003. Sie ermitteln einen möglichen Gewinn von über 2500 US-\$ pro Fahrzeug und Jahr. Dieser sehr hohe Wert kommt unter anderem aufgrund der Annahme einer hohen Anschlussleistung von 15 kW und einer hohen Zeitverfügbarkeit zustande. Andersson et al. (2010) untersuchen die Ertragspotenziale von Plug-in-Hybridfahrzeugen auf Regelenergiemärkten in Schweden und Deutschland anhand historischer Preisprofile des Jahres 2008. Sie ermitteln für Deutschland je nach Marktsegment durchschnittliche jährliche Gewinne von circa 360 bis 960 € pro Fahrzeug, in Schweden gibt es dagegen kaum Profitmöglichkeiten. Schuller und Rieger (2013) führen für Deutschland eine aktualisierte und noch etwas detailliertere Analyse durch, bei der neun Fälle der

³ Die Analyse wurde erstellt im Rahmen des Arbeitspakets 3 des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien“ (Impact of Renewable Energy Sources, ImpRES), Förderkennzeichen 325414B. Dieser Artikel baut zudem auf einer Masterarbeit auf, in der die Thematik noch eingehender beschrieben wird (Niemeyer 2015).

Teilnahme an verschiedenen Regelleistungsmarktsegmenten unterschieden werden. Mit Marktpreisen der Jahre 2011 und 2012 können im besten Fall Gewinne von über 700 € pro Jahr und Fahrzeug erzielt werden. Dabei ist die Teilnahme am Markt für negative Sekundär- und Tertiärregelleistung besonders profitabel. Als besonders wichtige Parameter für eine Integration von Elektrofahrzeugen in den Regelleistungsmarkt werden die Anschlussleistung und Zeitverfügbarkeit der Fahrzeuge identifiziert. Jargstorf und Wickert (2013) analysieren Erlösmöglichkeiten der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung durch einen Pool von Elektrofahrzeugen in Deutschland, wobei die bestehende Regulierung (Regelleistungsmarktdesign und Präqualifikationsbedingungen) explizit berücksichtigt wird. Unter Nutzung eines agentenbasierten Modells mit stochastischem Regelenergieabruf ergeben sich durchschnittliche jährliche Erlöse von unter 60 € pro Fahrzeug. Die Autoren argumentieren, dass Infrastruktur- und Kommunikationskosten in einer ähnlichen Größenordnung liegen würden, so dass sich kaum Profitmöglichkeiten ergeben. Ein wesentlicher Grund für die im Vergleich zu den anderen genannten Studien sehr geringe Rentabilität sind die angenommenen langen Vorhaltungszeiträume der Sekundärregelleistung entsprechend den damaligen Marktregeln.

Andere Studien untersuchen mögliche künftige Systemwirkungen von Elektrofahrzeugen mit Hilfe detaillierter Stromsektormodelle. Beispielsweise ermitteln Pehnt et al. (2011), dass eine systemoptimierte Aufladung von 12 Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland im Jahr 2030 gegenüber einer ungesteuerten Ladestrategie die Spitzenlast deutlich senken und die Abregelung von Windstromüberschüssen verringern könnte. Pregger et al. (2013) kommen für eine angenommene Flotte von 27 Millionen Elektrofahrzeugen in Deutschland im Jahr 2050 qualitativ zu ähnlichen Ergebnissen. Beide genannten Studien bilden Regelleistung jedoch nicht explizit ab.

Sioshansi und Denholm (2010) verwenden ein Kraftwerkseinsatzmodell zur Analyse des Systemnutzens der Regelleistungsbereitstellung durch Elektrofahrzeuge im texanischen Strommarkt.⁴ Pro Fahrzeug kann sich bei Nutzung der Rückspeisungsoption (V2G) ein jährlicher Systemnutzen von über 200 US-\$ ergeben, der überwiegend aus der Regelleistungsbereitstellung resultiert. Allerdings nimmt dieser Wert mit einer wachsenden Anzahl von Elektrofahrzeugen stark ab, und bei einem Anteil von circa 15 % Elektrofahrzeugen ist der Markt gesättigt. Pavić et al. (2015) nutzen ein ähnliches Kraftwerkseinsatzmodell, um den Systemnutzen der Bereitstellung von Regelenergie durch Elektrofahrzeuge bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in verschiedenen stilisierten Stromsystemen zu quantifizieren. Unter der extremen Annahme eines ansonsten sehr unflexiblen Systems ergeben sich demnach Systemkosteneinsparungen von bis zu 23 %, in ansonsten flexiblen Systemen sind die Systemkosteneinsparungen der Elektrofahrzeuge dagegen vernachlässigbar.

Demnach liegt in der Literatur eine Forschungslücke vor. Viele Analysen, die sich detailliert mit Fragen der Regelleistungsbereitstellung durch Elektrofahrzeuge auseinandersetzen, basieren auf historischen Marktdaten, die für längerfristige Zukunftsszenarien nur eine geringe Relevanz haben dürften. Modellbasierte Analysen des Stromsektors dagegen vernachlässigen Regelleistung oft oder wurden nicht für den deutschen Markt angewendet. Die in diesem Artikel präsentierte Modellanalyse soll einen Beitrag leisten, diese Lücke zu füllen, indem mit einem Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodell die Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge bei

⁴ Sioshansi und Denholm (2010) beziehen sich dabei auf *spinning* und *non-spinning reserves*, was ungefähr Sekundär- und Minutenreserveleistung entspricht, jedoch nicht auf *frequency regulation*, also Primärregelung. Dagegen gehen beispielsweise Kempton und Tomić (2005a und 2005b) davon aus, dass Elektrofahrzeuge technisch problemlos auch Primärregelung anbieten können.

verschiedenen Ladestrategien im Kontext anderer Flexibilitätsoptionen für ein Zukunftsszenario des deutschen Strommarkts detailliert untersucht wird.

Der weitere Artikel ist wie folgt aufgebaut. In Kapitel 2 wird das verwendete Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodell beschrieben. Kapitel 3 beschreibt die wesentlichen Inputparameter und die beiden analysierten Szenarien, die unterschiedenen Ladestrategien sowie eine Sensitivitätsanalyse. Die Ergebnisse des Basisszenarios werden in Kapitel 4.1, die des Alternativszenarios „Angepasster Kraftwerkspark“ in Kapitel 4.2 und die der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 4.3 beschrieben. In Kapitel 5 werden die Effekte wichtiger Modelleinschränkungen diskutiert. Das letzte Kapitel fasst kurz zusammen und zieht ein Fazit.

2 Beschreibung des Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodells

Für die Berechnungen wurde das quellenoffene Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodell DIETER verwendet.⁵ Es wurde im Rahmen dieser Analyse um Elektrofahrzeuge erweitert. Das Modell minimiert die jährlichen Gesamtkosten des deutschen Stromsystems⁶ in einer stündlichen Auflösung unter einer Vielzahl von Randbedingungen. Dazu gehören insbesondere die Anforderung der Lastdeckung auf dem Großhandelsmarkt und die Vorhaltung von Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung. Dabei hängt der Regelleistungsbedarf von der installierten Leistung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen ab.⁷ Regelleistung wird im Modell vorgehalten und stündlich zu unterschiedlichen Anteilen abgerufen.⁸ Dabei wird – deterministisch und unter perfekter Voraussicht – vereinfachend davon ausgegangen, dass alle Regelleistung vorhaltenden Kapazitäten jeweils zu gleichen Anteilen abgerufen werden. Dadurch wird vermieden, dass Regelleistung nur von Technologien mit geringen Bereitstellungs- aber hohen Abrufkosten vorgehalten wird.

Zu den exogenen Eingangsparametern des Modells gehören installierte Leistungen, spezifische Investitionen und marginale Kosten verschiedener Stromerzeugungs- und Speicherkapazitäten sowie stündliche Profile der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und der Stromnachfrage. Für Elektrofahrzeuge gehen zudem stündliche Profile der Netzverfügbarkeit und des Stromverbrauchs verschiedener Fahrzeugtypen ein. Zu den endogenen Modellergebnissen gehören die Systemkosten, der stündliche Einsatz unterschiedlicher Technologien in den Großhandels- und

⁵ Das Modell DIETER (Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables) ist mitsamt den kompletten Inputparametern und einer Modellbeschreibung unter einer Open-Source-Lizenz frei verfügbar und kann unter www.diw.de/dieter heruntergeladen werden. Für die vorliegende Analyse wurde die Version 1.1.0 verwendet. Das Modell wurde im General Algebraic Modeling System (GAMS) umgesetzt und mit dem kommerziellen Solver CPLEX gelöst. Eine detaillierte formale Beschreibung des Basismodells ist in Zerrahn und Schill (2015) enthalten.

⁶ Von einer räumlichen Auflösung wird abstrahiert. Somit wird das deutsche Stromsystem ohne Netzengpässe betrachtet. Diese vereinfachende Annahme ist konsistent mit dem verwendeten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans. Es wird davon ausgegangen, dass durch einen entsprechenden Netzausbau Engpässe in den Übertragungs- und Verteilnetzen weitgehend vermieden werden.

⁷ Vereinfachend wird, unter Verwendung der Methodik von Ziegenhagen (2013), angenommen, dass der Regelleistungsbedarf linear von der installierten Windkraft- und Photovoltaikleistung abhängt. In den Modellrechnungen beträgt der positive (negative) Regelleistungsbedarf im Jahr 2035 demnach 0,8 (0,8) GW Primärregelleistung (PRL), 4,2 (3,4) GW Sekundärregelleistung (SRL) und 4,0 (3,8) GW Minutenregelleistung (MRL).

⁸ Der Abruf von Regelleistung in den unterschiedlichen Segmenten erfolgt auf Basis des relativen mittleren stündlichen Abrufs des Jahres 2013. Dabei werden stündliche Mittelwerte der von den Netzbetreibern veröffentlichten Viertelstundendaten gebildet. Diese werden als gleitende 24-Stunden-Durchschnitte geglättet.

Regelleistungssegmenten sowie – je nach Szenario – der Zubau von Kapazitäten. Von einem Stromaustausch mit dem Ausland wird abstrahiert.⁹

Im Modell werden die möglichen Beiträge von Elektrofahrzeugen zur Bereitstellung von Regelleistung nicht isoliert, sondern im Kontext möglicher Arbitrageaktivitäten am Großhandelsmarkt sowie anderer Flexibilitätsoptionen auf der Angebots- und Nachfrageseite untersucht. Dazu gehören thermische Kraftwerke, erneuerbare Energien, Stromspeicher, Lastverschiebung und Lastabwurf. Im Modell kann Regelleistung im Rahmen einiger technischer Restriktionen grundsätzlich von allen angebots- und nachfrageseitigen Kapazitäten angeboten werden. Lediglich die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Lastabwurf und -verschiebung wird ausgeschlossen.

3 Inputparameter und Szenarien

Es werden zwei Szenarien des Jahres 2035 untersucht, die sich stark an den Annahmen des mittleren Szenarios „B1“ des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens 2025 für den Netzentwicklungsplan (NEP) anlehnen (Bundesnetzagentur 2014). Im Basisszenario sind alle Erzeugungskapazitäten exogen vorgegeben, wobei die installierten Leistungen bei fossil befeuerten Kraftwerken, erneuerbaren Energien und Pumpspeichern exakt den im NEP-Szenariorahmen genannten Werten entsprechen (Tabelle 1).¹⁰ Auf der Nachfrageseite werden zudem drei Kategorien des Lastabwurfs und fünf Kategorien der Lastverschiebung unterschieden, die sich nach Investitions- und marginalen Kosten sowie maximaler Verschiebedauer unterscheiden. Parameter wie die maximale Verschiebedauer, die maximale Abrufhäufigkeit, variable Kosten, spezifische Investitionen sowie insgesamt installierbare Leistungen basieren auf Frontier (2014).¹¹

Um den bestehenden Unsicherheiten bei der Entwicklung wichtiger Flexibilitätsoptionen Rechnung zu tragen, wird zudem ein alternatives Szenario „Angepasster Kraftwerkspark“ definiert. Hier werden – zusätzlich zu den nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen – die Kapazitäten von Gaskraftwerken und Stromspeichern modellendogen (kostenminimierend) bestimmt, wobei der gleiche Anteil erneuerbarer Energien wie im Basisszenario erreicht werden muss. Für Pumpspeicher gilt dabei ein Mindestbestand von 6,4 GW entsprechend der derzeit in Deutschland installierten Leistung. Aufgrund dieser Teil-Optimierung des Kraftwerksparks wird im Alternativszenario insgesamt ein Kraftwerkspark vorgehalten, der genau ausreicht, um die Spitzennachfrage zu decken. Im Gegensatz dazu sind die Kapazitätsannahmen des Basisszenarios auch aufgrund der im NEP angenommenen Versorgungssicherheitsanforderungen deutlich größer. Zudem berücksichtigt das Szenario „Angepasster Kraftwerkspark“ bei der Teiloptimierung des Portfolios die Existenz der Elektrofahrzeugflotte.

⁹ Diese vereinfachende Annahme wurde vor dem Hintergrund unsicherer längerfristiger Entwicklungen im benachbarten Ausland auch in Hinblick auf Elektrofahrzeuge sowie Angebot und Nachfrage auf den Regelleistungsmärkten getroffen.

¹⁰ Im NEP werden weder die Aufteilung der Gaskraftwerke auf Gas- und Dampfturbinen sowie offene Gasturbinen noch die Entwicklung von Lastverschiebe- und Abwurfleistungen explizit spezifiziert. Deshalb wurden diese Größen als endogene Variablen in einer vorgeschalteten Optimierung bestimmt. Dabei wurde angenommen, dass die Elektrofahrzeugflotte optimiert beladen wird, aber weder Regelleistung erbringt, noch Strom in den Großhandel rückspeist. Von den im Szenariorahmen enthaltenen Technologieklassen „Öl“, „sonstige konventionelle Erzeugung“ und „sonstige regenerative Erzeugung“ wird abstrahiert.

¹¹ Für weitere Details siehe Zerrahn und Schill (2015) sowie den kompletten Inputdatensatz auf www.diw.de/dieter.

Tabelle 1: In Deutschland installierte elektrische Nettoleistungen im Jahr 2035 in Gigawatt

	Basisszenario	Angepasster Kraftwerkspark ¹	Differenz
Braunkohlekraftwerke	9,1	9,1 ^E	0,0
Steinkohlekraftwerke	11,0	11,0 ^E	0,0
GuD-Kraftwerke	15,7	16,4	+0,7
Offene Gasturbinen	25,0	12,4	-12,6
Summe fossile Brennstoffe	60,8	48,9	-11,9
Windkraft an Land	88,8	88,8 ^E	0,0
Windkraft auf See	18,5	18,5 ^E	0,0
Photovoltaik	59,9	59,9 ^E	0,0
Biomasse, Biogas	8,4	8,4 ^E	0,0
Laufwasserkraftwerke	4,2	4,2 ^E	0,0
Summe erneuerbare Energien	179,8	179,8^E	0,0
Lithium-Ionen-Batterien	0,0	0,9 ²	+0,9
Pumpspeicherkraftwerke	12,7 ³	6,4 ^{U,4}	-6,3
Lastverschiebung	2,4	2,4	0,0
Lastabwurf	0,0	10,3 ^O	+10,3
Elektrofahrzeuge ⁵	12,4	12,4 ^E	0,0
Summe Stromspeicher und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen	27,5	32,4	+4,0

1 Ergebnisse für den Fall a) „Nur Aufladung“ ohne weitere Regelleistungs- oder Großhandelsaktivitäten von Elektrofahrzeugen. Bei anderen Ladestrategien ergeben sich teilweise abweichende Werte, vgl. Tabelle 3.

2 Die Optimierung führt zu einem Energie-Leistungs-Verhältnis von 1,1 h.

3 Mit einem angenommenen Energie-Leistungs-Verhältnis von 7 h ergibt sich eine Speicherkapazität von 89 GWh.

4 Mit einem angenommenen Energie-Leistungs-Verhältnis von 7 h ergibt sich eine Speicherkapazität von 45 GWh

5 Stündlich verfügbare Ladeleistung von 4,4 Mio. Fahrzeugen im Jahresmittel. Die Speicherkapazität der Elektrofahrzeugflotte beträgt knapp 59 GWh.

^E Exogen festgesetzt, ^U Untergrenze, ^O Obergrenze bei der Optimierung. Im Basisszenario sind alle Kapazitäten exogen.

Die stündlichen Profile der Netzlast und der erneuerbaren Stromeinspeisung werden auf Basis historischer Daten des Jahres 2013 unter Anpassung der im NEP angenommenen Volllaststunden hochgerechnet. Für die Stromerzeugung aus Biomasse gilt ein Jahresenergiebudget von 33,6 TWh. Mit diesem Kraftwerkspark ergibt sich im Basisszenario ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 60 %.¹²

Für Elektrofahrzeuge werden stündliche Profile des Energieverbrauchs und der Ladeverfügbarkeit genutzt, die im Rahmen des europäischen DEFINE-Projekts entwickelt wurden (Kasten und Hacker, 2014). Dabei werden 28 verschiedene Fahrzeugprofile unterschieden, davon 16 rein batterieelektrische (BEV) und 12 Plug-in-Hybride beziehungsweise Fahrzeuge mit Range-Extender (PHEV/REEV). Insgesamt wird, in Anlehnung an Prognos et al. (2014), von 4,4 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2035 ausgegangen. Davon sind annahmegemäß 75 % PHEV/REEV und 25 % BEV (vgl. Plötz et al. 2014).

¹² Bezogen auf den Nettostromverbrauch inklusive Elektrofahrzeugen zuzüglich Speicherverlusten wird im Referenzfall des Basisszenarios ein Anteil von 64,5 % erreicht. Unter der NEP-Annahme von zusätzlich 43,5 TWh für Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch ergibt sich ein Anteil am Bruttostromverbrauch von 59,7 %.

In den Berechnungen wird immer von einem systemkostenoptimalen Aufladen der Fahrzeugbatterien zur Deckung des Fahrstrombedarfs ausgegangen. Grund für diese Annahme sind die Ergebnisse früherer Analysen, nach denen eine ungesteuerte Fahrzeugaufladung schon bei relativ kleinen Flottengrößen zu problematischen Spitzenlasten führen kann, so dass eine gesteuerte Fahrzeugaufladung unverzichtbar ist (vgl. Pehnt et al. 2011, Pregger et al. 2013, Schill und Gerbaulet 2015). Darüber hinaus können Elektrofahrzeuge im Modell positive und negative Regelleistung grundsätzlich auf je zwei unterschiedliche Arten bereitstellen. Negative Regelleistung kann entweder durch zusätzliches Aufladen der Fahrzeugbatterien (G2V) oder den Verzicht auf eine geplante Rückspeisung in den Großhandelsmarkt (V2G) erbracht werden; positive Regelleistung ist entsprechend durch eine zusätzliche Stromrückspeisung (V2G) oder den Verzicht auf eine geplante Aufladung der Fahrzeugbatterien (G2V) möglich. Dabei müssen jederzeit diverse Restriktionen der Ladeleistung sowie des Batteriespeicherstands eingehalten werden. Beispielsweise darf die Summe von negativer Regelleistungsvorhaltung und planmäßigem Bezug von Strom aus dem Großhandelsmarkt niemals die jeweilige stündliche Anschlussleistung des entsprechenden Fahrzeugtyps überschreiten.

Es werden verschiedene Ladestrategien separat betrachtet, um die Effekte der Bereitstellung von Regelleistung und Großhandelsarbitrage mit und ohne Rückspeisung (V2G) zu unterscheiden (Tabelle 2). Im Fall a) „Nur Aufladung“ wird – wie auch bei allen anderen untersuchten Ladestrategien – der elektrische Fahrstrom der Fahrzeuge kostenminimal im Großhandel beschafft. Darüber hinaus werden die Flexibilitätspotenziale der Fahrzeugflotte aber weder für Regelleistung noch für Großhandels-Arbitrage genutzt. Im Fall b) „RL nur durch G2V“ kann durch eine Anpassung der Fahrzeugaufladung zusätzlich Regelleistung bereitgestellt werden. Im Fall c) „RL durch G2V und V2G“ kann darüber hinaus auch Regelleistung durch Rückspeisung (V2G) angeboten werden. Im Fall d) „Nur Arbitrage“ wird keine Regelleistung bereitgestellt, aber die Fahrzeugbatterien können durch V2G-Rückspeisung für Arbitrage im Großhandelsmarkt genutzt werden. Im Fall e) „Volle Flexibilität“ stehen schließlich alle Optionen zur Verfügung.

Tabelle 2: Untersuchte Ladestrategien der Elektrofahrzeuge

	Aufladung (G2V)		Entladung (V2G)		Beschreibung
	Großhandel	Regelleistung	Großhandel	Regelleistung	
a) Nur Aufladung	✓	-	-	-	Nur kostenminimale Aufladung (Fahrstrom)
b) RL nur durch G2V	✓	✓	-	-	Regelleistung (RL) durch angepasste Aufladung
c) RL durch G2V und V2G	✓	✓	-	✓	Regelleistung durch angepasste Auf- sowie Entladung
d) Nur Arbitrage	✓	-	✓	-	Großhandels-Arbitrage durch V2G-Rückspeisung, aber keine Regelleistung
e) Volle Flexibilität	✓	✓	✓	✓	Regelleistung durch angepasste Auf- und Entladung sowie Großhandels-Arbitrage

Bei einer Rückspeisung von Strom aus den Fahrzeugbatterien in das Netz (V2G) fallen unter Basisannahmen marginale Kosten von 41 €/MWh an, die sich aus der zusätzlichen zyklischen Alterung der Fahrzeugbatterien ergeben.¹³ In einer Sensitivitätsanalyse „Keine Abnutzungskosten“ wird angenommen, dass V2G-Aktivitäten keine zusätzlichen zyklischen Abnutzungskosten der Fahrzeugbatterien verursachen. Diese Sensitivität wird motiviert durch die großen Unsicherheiten dieses Parameters in Hinblick auf die Dynamik bei der technologischen Entwicklung von Fahrzeugbatterien. Ein angepasster Stromfluss vom Netz zu den Fahrzeugbatterien (G2V) führt annahmegemäß zu keiner zusätzlichen Batterieabnutzung und damit auch zu keinen zusätzlichen Kosten.

4 Ergebnisse der Modellrechnungen

4.1 Elektrofahrzeuge stellen bereits im Basisszenario in erheblichem Umfang Regelleistung bereit

Die angenommene Elektrofahrzeugflotte trägt im Basisszenario unter Annahme der Ladestrategie „Volle Flexibilität“ in erheblichem Umfang zur Bereitstellung von Regelleistung bei (Abbildung 1). Die höchsten Anteile ergeben sich bei der PRL, gefolgt von MRL und SRL. Dabei sind die Anteile an negativer Regelleistung jeweils etwas höher. Mengemäßig stellen im Durchschnitt nur Pumpspeicher mehr Regelleistung bereit als Elektrofahrzeuge. 87 Prozent der Regelleistung von Elektrofahrzeugen werden durch eine angepasste Aufladung (G2V) und lediglich 13 Prozent durch Rückspeisung (V2G) vorgehalten. Die Vorhaltung von Regelleistung durch eine Anpassung der für die Mobilität ohnehin erforderlichen Fahrzeugaufladung erweist sich somit als besonders vorteilhaft. Dabei können Elektrofahrzeuge positive Regelenergie durch eine temporäre Reduktion beziehungsweise Verschiebung des im Großhandelsmarkt geplanten Ladevorgangs erbringen und negative Regelenergie durch eine entsprechende temporäre Steigerung des Ladevorgangs.

¹³ Batterieabnutzungskosten fallen annahmegemäß nur bei V2G-Rückspeisungen an, da dadurch zusätzliche Lade- und Entladezyklen entstehen, die nicht für Autofahrten genutzt werden. Zur Berechnung des Werts von 41 €/MWh vgl. Excel-Datei mit Inputdaten der Version 1.1.0 auf www.diw.de/dieter. Darüber hinaus könnten weitere Kosten für V2G-Infrastruktur anfallen, von denen hier abstrahiert wird.

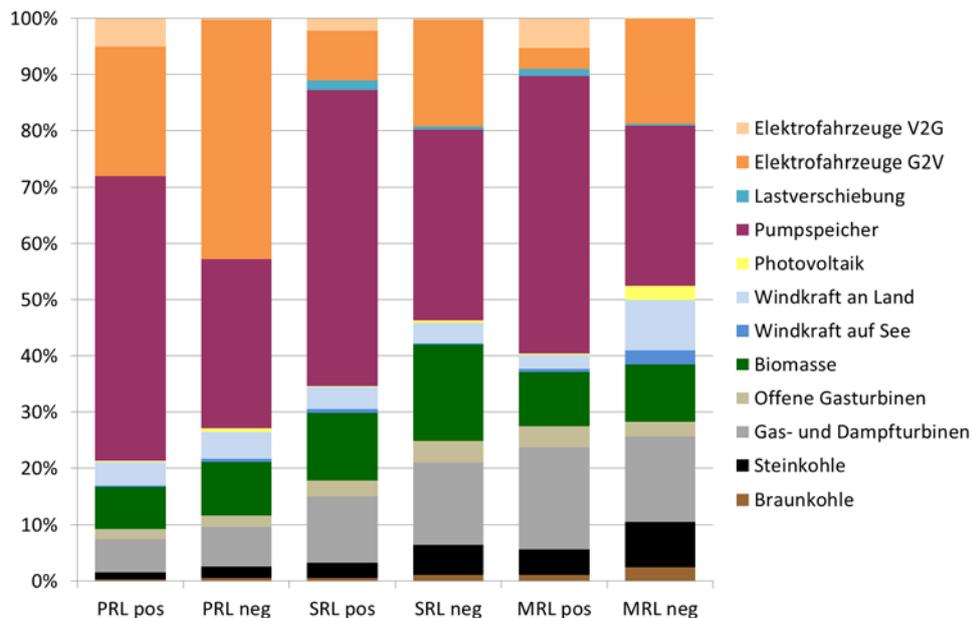


Abbildung 1: Anteile an der Vorhaltung von Regelleistung im Basisszenario im Fall „e) Volle Flexibilität“

Ein Vergleich unterschiedlicher Ladestrategien für das Basisszenario verdeutlicht, dass Elektrofahrzeuge auch ohne Rückspeisung, d.h. im Fall b) „RL nur durch G2V“, einen großen Beitrag zur Vorhaltung von Regelleistung leisten können (Abbildung 2). Dies gilt insbesondere für die negative Regelleistung, da es mehr Stunden gibt, in denen die Fahrzeugbatterien zusätzlich aufgeladen werden könnten, als solche, in denen auf die geplante Aufladung verzichtet werden kann. Dennoch erbringen die Fahrzeuge durch den Verzicht auf im Großhandel geplante Aufladungen im Fall b) „RL nur durch G2V“ auch in nennenswertem Umfang positive Regelleistung. Ist, wie im Fall c) „RL durch G2V und V2G“, zudem die Vorhaltung von Regelleistung durch V2G möglich, aber keine Arbitrage im Großhandel, wird insgesamt ungefähr genauso viel Regelleistung vorgehalten wie im Fall e) „Volle Flexibilität“. Demnach wird die Bereitstellung von Regelleistung durch die Großhandels-Arbitrage im Basisszenario praktisch nicht beeinträchtigt.

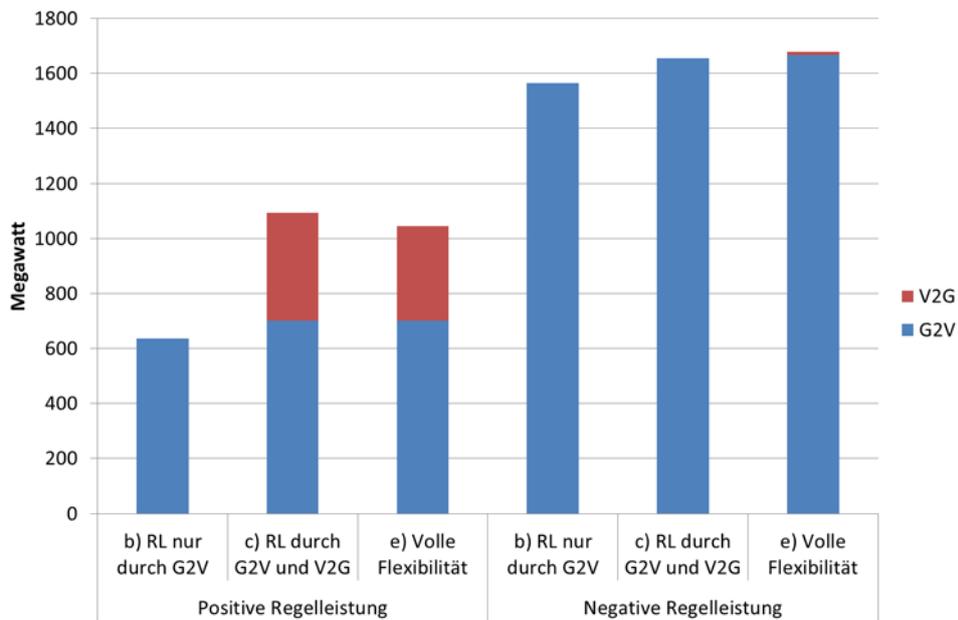


Abbildung 2: Vorhaltung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge im Basisszenario bei unterschiedlichen Ladestrategien (absolute Werte im Jahresmittel)

In Hinblick auf die erbrachten Energiemengen spielt die Regelenergie aus Elektrofahrzeugen im Vergleich zum Stromverbrauch der Fahrzeugantriebe im Basisszenario im Fall e) „Volle Flexibilität“ eine untergeordnete Rolle (jeweils linke Säulen in Abbildung 3). Während die jährlichen elektrischen Fahrleistungen der 4,4 Millionen Fahrzeuge ca. 8,3 TWh (1893 kWh pro Fahrzeug) erfordern, erbringen die Fahrzeuge positive und negative Regelenergie im Umfang von 0,4 TWh und 0,9 TWh bzw. insgesamt 1,4 TWh (312 kWh pro Fahrzeug). Noch deutlich geringer und praktisch vernachlässigbar fallen mit ca. 0,1 TWh (28 kWh pro Fahrzeug) die Arbitrageaktivitäten im Großhandelsmarkt (V2G-Rückspeisung) aus.

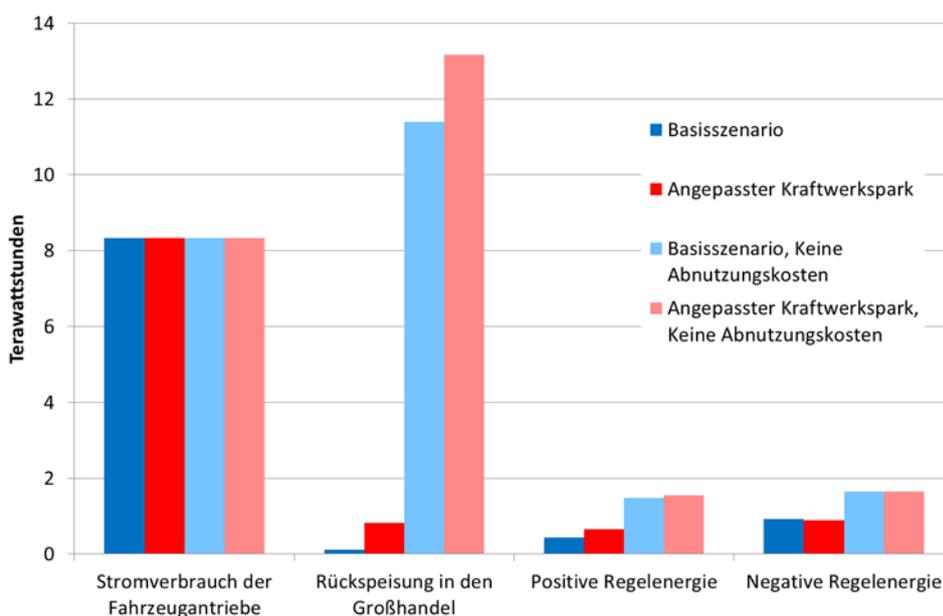


Abbildung 3: Jährlich erbrachte Energiemengen der Elektrofahrzeugflotte in verschiedenen Szenarien im Fall e) „Volle Flexibilität“

Ein Vergleich mit anderen für die Bereitstellung von Flexibilität relevanten Technologien zeigt, dass die Großhandelsaktivitäten der Pumpspeicher im Basisszenario im Fall e) „Volle Flexibilität“ mit 13,4 TWh wesentlich größer sind als bei den Elektrofahrzeugen, obwohl die Fahrzeugflotte im Jahresdurchschnitt eine ähnliche Anschlussleistung aufweist (linke Säule in Abbildung 4). Auch Lastabwurf und -verschiebung werden, trotz geringerer Anschlussleistung, in deutlich größerem Umfang für Arbitrageaktivitäten genutzt als Elektrofahrzeuge (4,0 TWh). Somit spielt die Fahrzeugflotte unter Basisannahmen als Speicher für den Großhandelsmarkt praktisch keine Rolle. Grund hierfür sind neben den zeitlichen Restriktionen der Lade- und Entladeverfügbarkeit und den im Vergleich zur Anschlussleistung relativ geringen Energiespeicherkapazitäten der Fahrzeugbatterien vor allem die zusätzlichen Batterieabnutzungskosten, die die möglichen Arbitragegewinne in den meisten Stunden überwiegen. Demnach wird die Elektrofahrzeugflotte im Basisszenario praktisch nicht als Speicher zur Verschiebung von Energiemengen im Großhandel, aber in relativ großem Umfang für die Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt.

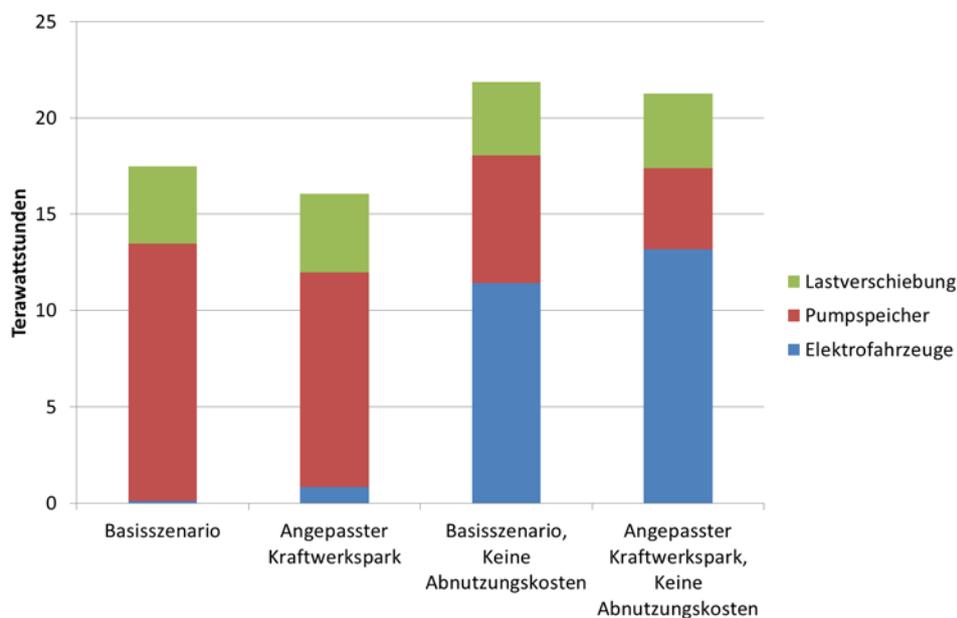


Abbildung 4: Von Elektrofahrzeugen, Pumpspeichern und Lastmanagement im Großhandel umgesetzte Energiemengen in verschiedenen Szenarien im Fall e) „Volle Flexibilität“

Gegenüber dem Vergleichsfall a) „Nur Aufladung“, bei dem die Elektrofahrzeuge nur kostenoptimal geladen werden, führen die zusätzlichen Regelleistungs- und Großhandelsaktivitäten der Elektrofahrzeugflotte zu Einsparungen bei den jährlichen Systemkosten. Im Basisszenario sind diese Einsparungen bei der Ladestrategie e) „Volle Flexibilität“ mit rund 16 Mio. € pro Jahr (knapp 4 € pro Fahrzeug) aber recht gering. Bei den Ladestrategien b) „RL nur durch G2V“ und c) „RL durch G2V und V2G“ ergeben sich noch kleinere Einsparungen von 3 beziehungsweise 14 Mio. € pro Jahr, und die ausschließliche Durchführung von Großhandels-Arbitrageaktivitäten im Fall d) „Nur Arbitrage“ führt zu Einsparungen von 3 Mio. € (rechtes Segment in Abbildung 5). Der Hauptgrund für diese relativ niedrigen Werte ist, dass im angenommenen NEP-Kraftwerkspark bereits große und vergleichsweise kostengünstige Kapazitäten für Regelleistung und Arbitrage vorhanden sind, so dass der Zusatznutzen eines entsprechenden Einsatzes von Elektrofahrzeugen klein ist. Dadurch ist trotz des hohen Marktanteils der Wert der zusätzlichen Regelleistungsbereitstellung von Elektrofahrzeugen

wesentlich niedriger als in früheren Studien, die auf wesentlich höheren historischen Marktpreisen basieren.

Aufgrund der geringen Relevanz der Arbitrageaktivitäten der Fahrzeuge ergibt sich der größte Teil der Einsparungen im Basisszenario aus der Vorhaltung von Regelleistung, was die eingangs zitierten Befunde in der Literatur bestätigt. Dabei wirkt sich die Vorhaltung von Regelleistung durch angepasste Aufladung im Fall b) „RL nur durch G2V“ trotz eines hohen Vorhaltungsniveaus (vgl. Abbildung 2) kaum kostensenkend aus; die zusätzliche Nutzung von V2G dagegen ist für den größten Teil der Einsparungen verantwortlich. Dies liegt einerseits daran, dass die für G2V-Aktivitäten besonders relevante negative Regelleistung unter den getroffenen Modellannahmen weniger knapp bzw. wertvoll ist als die für V2G-Rückspeisung besonders relevante positive Regelleistung. Andererseits wird der – ceteris paribus – deutlich kostensenkende Effekt zusätzlicher G2V-Regelleistungsvorhaltung dadurch beinahe komplett kompensiert, dass die für den Fahrzeugantrieb erforderliche Aufladung der Fahrzeugbatterien gegenüber dem Vergleichsfall a) „Nur Aufladung“ teilweise in Stunden mit höheren Stromgestehungskosten erfolgen muss. Grund hierfür ist, dass für die Bereitstellung von Regelleistung ein Leistungsband reserviert werden muss, das aber immer nur anteilig abgerufen wird.¹⁴

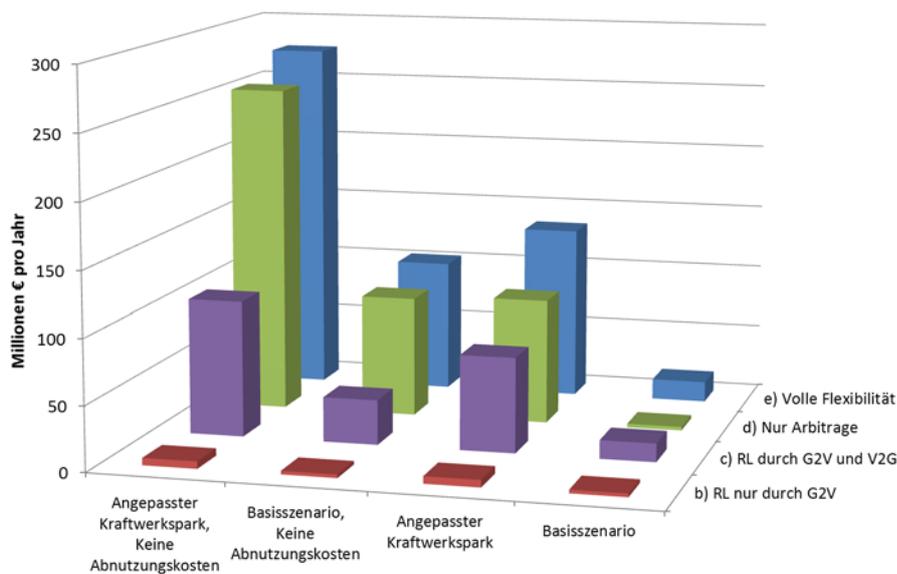


Abbildung 5: Kostendifferenz in verschiedenen Szenarien zum jeweiligen Vergleichsfall a) „Nur Aufladung“

¹⁴ Eine zusätzliche Simulation mit einer veränderten Modellspezifikation zeigt, dass sich deutlich größere Kostensenkungen ergeben würden, wenn die Elektrofahrzeuge bei der Ladestrategie b) „RL nur durch G2V“ nur genau so viel Leistung für die Vorhaltung von Regelleistung reservieren müssten, wie auch tatsächlich abgerufen wird, und den Rest der verfügbaren Leistung wie im Vergleichsfall für eine kostenoptimale Aufladung in den günstigsten Stunden nutzen könnten.

4.2 Im Alternativszenario „Angepasster Kraftwerkspark“ steigen die Regelleistungs- und Arbitrageaktivitäten deutlich

Im Alternativszenario „Angepasster Kraftwerkspark“ wird – wie in Kapitel 3 beschrieben – das Kraftwerksparkportfolio teilweise optimiert. Im Ergebnis werden grundsätzlich deutlich weniger offene Gasturbinen vorgehalten; im Fall a) „Nur Aufladung“ sind es knapp 13 GW weniger als im Basisszenario. Zudem findet kein weiterer Ausbau von Pumpspeichern statt, während sich die Lastabwurfkapazitäten erhöhen. Die Erzeugungsleistungen schwanken je nach angenommener Ladestrategie leicht, da der Kraftwerkspark jeweils neu optimiert wird. Im Fall a) „Nur Aufladung“ ergeben sich die höchsten und im Fall e) „Volle Flexibilität“ die geringsten Kapazitätsanforderungen, wobei Regelleistungs- und Arbitrageaktivitäten von Elektrofahrzeugen vor allem mit Investitionen in Lastabwurftechnologien konkurrieren (Tabelle 3). In den Fällen d) „Nur Arbitrage“ und e) „Volle Flexibilität“ führt die Rückspeisung aus den Fahrzeugbatterien in Stunden knapper Erzeugungsleistung dazu, dass 1,8 GW weniger Gaskraftwerke vorgehalten werden müssen. Elektrofahrzeuge leisten demnach einen gewissen Beitrag zur Vorhaltung gesicherter Erzeugungsleistung. Somit illustrieren die Ergebnisse des Szenarios „Angepasster Kraftwerkspark“ exemplarisch die Konkurrenz zwischen verschiedenen erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen in einem optimierten Gesamtsystem.

Tabelle 3: Im Szenario „Angepasster Kraftwerkspark“ installierte elektrische Nettoleistungen im Jahr 2035 in Gigawatt für verschiedene Ladestrategien

	a) Nur Aufladung	Differenzen zu a) Nur Aufladung			
		b) RL nur durch G2V	c) RL durch G2V und V2G	d) Nur Arbitrage	e) Volle Flexibilität
Braunkohlekraftwerke	9,1 ^E	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohlekraftwerke	11,0 ^E	0,0	0,0	0,0	0,0
GuD-Kraftwerke	16,4	0,0	-0,1	+0,2	-0,1
Offene Gasturbinen	12,4	0,0	-0,4	-2,0	-1,7
Summe fossile Brennstoffe	48,9	0,0	-0,5	-1,8	-1,8
Windkraft an Land	88,8 ^E	0,0	0,0	0,0	0,0
Windkraft auf See	18,5 ^E	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	59,9 ^E	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse, Biogas	8,4 ^E	0,0	0,0	0,0	0,0
Laufwasserkraftwerke	4,2 ^E	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe erneuerbare Energien	179,8^E	0,0	0,0	0,0	0,0
Lithium-Ionen-Batterien	0,9 ¹	0,0	-0,9	-0,9	-0,9
Pumpspeicherkraftwerke	6,4 ^{U,2}	0,0	0,0	0,0	0,0
Lastverschiebung	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Lastabwurf	10,3 ^O	0,0	-5,5	-4,3	-5,7
Elektrofahrzeuge ³	12,4 ^E	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe Stromspeicher und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen	32,4	0,0	-6,4	-5,3	-6,7

1 Die Optimierung führt zu einem Energie-Leistungs-Verhältnis von 1,1 h.

2 Mit einem angenommenen Energie-Leistungs-Verhältnis von 7 h ergibt sich eine Speicherkapazität von 45 GWh.

3 Stündlich verfügbare Ladeleistung von 4,4 Mio. Fahrzeugen im Jahresmittel. Die Speicherkapazität der Elektrofahrzeugflotte beträgt knapp 59 GWh.

^E Exogen festgesetzt, ^U Untergrenze, ^O Obergrenze bei der Optimierung.

Im Szenario „Angepasster Kraftwerkspark“ steigt die Regelleistungsvorhaltung der Elektrofahrzeugflotte insbesondere bei der positiven Regelleistung gegenüber dem Basisszenario leicht an. In den Fällen c) „RL durch G2V und V2G“ sowie e) „Volle Flexibilität“ sind es im Jahresmittel aller Regelleistungsarten jeweils 30 % bzw. 0,8 GW mehr als im Basisszenario (Abbildung 6). Die Arbitrageaktivitäten im Großhandelsmarkt (V2G) steigen von 0,1 auf 0,8 TWh (Abbildung 3). Demzufolge gewinnen in einem Kraftwerkspark, der geringere Flexibilitätsreserven hat und dessen Zusammensetzung das Vorhandensein der Elektrofahrzeugflotte berücksichtigt, sowohl Arbitrage- als auch Regelleistungsaktivitäten der Fahrzeugflotte merklich an Bedeutung.¹⁵ Die jährlichen Gesamtkosten reduzieren sich durch die zusätzliche Nutzung der Flexibilitätspotenziale der Fahrzeugflotte deutlich stärker als im Basisszenario. Im Fall e) „Volle Flexibilität“ vermindern sie sich gegenüber dem Vergleichsfall a) „Nur Aufladung“ um 135 Mio. € pro Jahr (31 € pro Fahrzeug), wobei sich ein großer Teil der Einsparungen auf die gestiegenen Arbitrageaktivitäten zurückführen lässt (vgl. Abbildung 5).

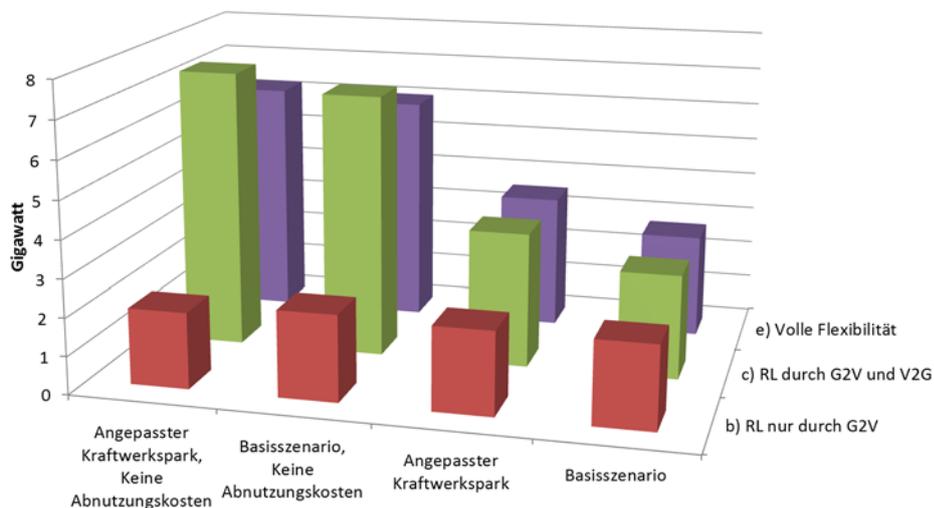


Abbildung 6: Vorhaltung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge in verschiedenen Szenarien bei unterschiedlichen Ladestrategien (absolute Werte im Jahresmittel aller Regelleistungsarten)

4.3 Sensitivitätsanalyse: Ohne Batterieabnutzungskosten würden Elektrofahrzeuge zu relevanten Stromspeichern

Weder im Basisszenario noch im Alternativszenario „Angepasster Kraftwerkspark“ spielen Elektrofahrzeuge als Großhandels-Stromspeicher eine große Rolle. Grund hierfür sind unter anderem die angenommenen Batterieabnutzungskosten von 41 €/MWh, die bei der Rückspeisung anfallen. In einer Sensitivitätsanalyse wird untersucht, inwiefern sich die Ergebnisse ändern, falls diese Batterieabnutzungskosten nicht anfallen.

Im Basisszenario ergeben sich – trotz eines annahmegemäß gleichbleibenden Kraftwerksparks – deutliche Veränderungen. So kommt es unter der Annahme der Ladestrategie e) „Volle Flexibilität“

¹⁵ Wird der Kraftwerkspark weitergehend optimiert, kann der Effekt noch deutlich größer werden (vgl. Niemeyer 2015).

zu mehr als einer Verdoppelung der Regelleistungsvorhaltung durch Elektrofahrzeuge (+121 % bzw. +3,3 GW im Jahresmittel aller Regelleistungsarten, vgl. Abbildung 6). Noch weitaus größer ist der Effekt auf die Arbitrageaktivitäten im Großhandel (V2G), die von 0,1 TWh auf 11,4 TWh steigen und damit fast auf dem Niveau der Pumpspeicher des Basisszenarios liegen (vgl. Abbildung 3 und Abbildung 4). Gleichzeitig halbiert sich – trotz gleichbleibender Kapazität – die Arbitrageenergie der Pumpspeicher gegenüber dem Basisszenario. Fallen keine zusätzlichen Batterieabnutzungskosten an, kann die Elektrofahrzeugflotte somit nicht nur zum wesentlichen Regelleistungslieferanten des Stromsystems werden, sondern – trotz der bestehenden zeitlichen und energiebezogenen Restriktionen der Fahrzeugbatterien – auch zu einem relevanten Speicher zur Verschiebung von Energie über mehrere Stunden. Dabei kommt es zu einer scharfen Konkurrenz mit den bestehenden Pumpspeichern. Dementsprechend sinken auch die jährlichen Gesamtkosten gegenüber dem Vergleichsfall ohne diese Aktivitäten recht deutlich um 103 Mio. € (23 € pro Fahrzeug), wobei der Großteil dieser Einsparungen auf Arbitrageaktivitäten zurück zu führen ist (Abbildung 5).

Im Alternativszenario „Angepasster Kraftwerkspark“ hat die Sensitivitätsanalyse ohne Batterieabnutzungskosten einen ähnlichen Effekt wie im Basisszenario, wobei sowohl die Bereitstellung von Regelleistung als auch die Nutzung der Fahrzeugbatterien für Großhandels-Arbitrage (V2G) hier noch einmal etwas höhere Niveaus erreichen (vgl. Abbildung 3, Abbildung 4 und Abbildung 6). Dementsprechend kommt es hier zur größten jährlichen Systemkostensparnis: Im Fall e) „Volle Flexibilität“ betragen die Einsparungen gegenüber dem Vergleichsfall a) „Nur Aufladung“ 276 Mio. € bzw. 63 € pro Fahrzeug (Abbildung 5).

5 Diskussion der Auswirkungen von Modelleinschränkungen

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen von Modelleinschränkungen auf die Ergebnisse kurz diskutiert. Dazu gehören Vereinfachungen bei der räumlichen und zeitlichen Auflösung des Modells. Ein Stromaustausch mit dem Ausland wird nicht berücksichtigt, da die längerfristigen Entwicklungen im benachbarten Ausland – insbesondere in Hinblick auf die dortigen Kraftwerksparks und Elektrofahrzeugflotten – unsicher sind und die Modellanalyse einen deutlich höheren Aufwand erfordern würde. Durch diese Vereinfachung dürfte der Bedarf an Flexibilität in Deutschland und damit auch die Rolle der Elektrofahrzeugflotte als Flexibilitätsoption überschätzt werden. Auch auf eine explizite Modellierung von Stromnetzen wird in dieser Analyse verzichtet, da von einem Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze ausgegangen wird, der Netzengpässe weitgehend vermeidet. Diese Annahme ist konsistent mit dem verwendeten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans. Unter der alternativen Annahme eines nicht ausreichenden Netzausbaus würde das Flexibilitätspotenzial der Elektrofahrzeuge, wie auch das der anderen betrachteten Flexibilitätsoptionen, nur noch eingeschränkt zur Verfügung stehen.

Die zeitliche Auflösung des Modells von einer Stunde erfordert vereinfachende Annahmen bei der Regelleistung, da sich deren Abruf in der Regel in deutlich kürzeren Zeiträumen abspielt. Der anteilige Abruf der in verschiedenen Segmenten vorgehaltenen Regelleistung wird auf Basis stündlicher Mittelwerte historischer Abrufdaten modelliert. Dies führt dazu, dass kurzzeitige Spitzenabrufe tendenziell unterschätzt werden. Dies dürfte dahingehend zu einer leichten Verzerrung führen, dass Regelleistung verstärkt von solchen Technologien vorgehalten wird, die geringe Bereitstellungs- aber

hohe Abrufkosten haben. Dadurch dürften die Ergebnisse insbesondere in Hinblick auf die Rolle der Elektrofahrzeugflotte jedoch nicht wesentlich beeinflusst werden.¹⁶

Eine weitere Einschränkung gilt in Hinblick auf das Szenario „Angepasster Kraftwerkspark“. Hier wird implizit davon ausgegangen, dass gesicherte Leistung nur im Umfang der residualen Spitzenlast vorgehalten werden muss; im NEP-Szenariorahmen werden dagegen für die Versorgungs- und Systemsicherheit weitere Kapazitäten berücksichtigt. In der Teil-Optimierung fallen diese Kapazitäten weg, wobei nur ein kleiner Teil der Einsparungen auf die Existenz der Elektrofahrzeugflotte zurückgeführt werden kann. Andererseits ist ebenfalls unsicher, inwiefern sich künftig der im Basisszenario angenommene Kraftwerkspark tatsächlich einstellen wird. Die Auswirkungen auf die Modellergebnisse dürften grundsätzlich derart sein, dass der flexibilitäts- und regelleistungsbezogene Wert der Elektrofahrzeugflotte umso mehr steigt, je weniger anderweitige Flexibilitätsreserven im System vorhanden sind (vgl. auch Pavić et al. 2015).

Die getroffenen Annahmen zur Elektrofahrzeugflotte haben ebenfalls Auswirkungen auf die Modellergebnisse. Die spezifischen Fahrzeugprofile der Ladeverfügbarkeit und des Energieverbrauchs könnten sich je nach Markt- und Technologieentwicklung in Zukunft anders darstellen als hier angenommen. Beispielsweise könnten sich größere Batterien, höhere Ladeleistungen oder höhere zeitliche Ladeverfügbarkeiten ergeben. All dies würde dazu beitragen, dass Elektrofahrzeuge noch mehr Regelleistung und Flexibilität bereitstellen könnten. Ein weiterer Punkt ist, dass die hier angenommene Flottengröße unter dem von der Bundesregierung genannten Ziel für 2030 liegt und noch deutlich kleiner ist als beispielsweise von Pehnt et al. (2011) angenommen. Bei einer größeren Flotte würde sich ein größeres Flexibilitätspotenzial, aber vermutlich auch eine deutliche Sättigung des Regelleistungsmarktes ergeben (vgl. Kempton und Tomić 2005a, Sioshansi und Denholm 2010).

Die Batterieabnutzungskosten der V2G-Rückspeisung sind vor dem Hintergrund der weiteren technologischen Entwicklung ein sehr unsicherer Parameter. Die Basisannahme von 41 €/MWh dürfte eher am oberen Ende einer plausiblen Zukunftserwartung liegen, während die Sensitivität mit 0 €/MWh einen anderen Extremfall darstellt. Wahrscheinlich ist, dass der wahre Wert und damit auch die Rolle von V2G im Stromsystem zwischen diesen Extremen liegen.

In den Modellrechnungen beträgt die Summe des positiven und negativen Regelleistungsbedarfs im Jahr 2035 rund 17 GW. Derzeit sind es weniger als 10 GW. DLR et al. (2012) gehen für 2020 von rund 13 GW und für 2050 von 12 GW aus, Consentec und R2B (2010) von rund 14 GW für 2020. Bei einem geringeren Regelleistungsbedarf als im Modell angenommen wäre der Markt schneller gesättigt, bzw. der Nutzen der Elektrofahrzeugflotte bei der Regelleistungsbereitstellung würde sinken. Umgekehrt wird im Modell davon abstrahiert, dass die Elektrofahrzeugflotte selbst möglicherweise auch einen erhöhten Regelleistungsbedarf erzeugt.

Die Regelleistungsbereitstellung durch Elektrofahrzeuge wird im Modell dadurch ebenfalls tendenziell überschätzt, dass von bestehenden Marktregeln wie mehrstündigen Vorhaltdauern sowie Fragen der technischen Präqualifikation komplett abstrahiert wird. Zudem ist das Modell vollkommen deterministisch, sowohl in Bezug auf den Abruf von Regelleistung, als auch auf die

¹⁶ Schuller und Rieger (2013) verwenden für ihre betriebswirtschaftliche Analyse viertelstündliche Daten, Jargsdorf und Wickert (2013) nutzen Daten in einer noch deutlich höheren Auflösung von drei Sekunden. Analysen mit Stromsektormodellen haben dagegen üblicherweise eine stündliche Granularität.

Fahrzeugprofile. Bei einem stochastischen Ansatz dürften sich die hier modellierten Potenziale der Elektrofahrzeuge zur Bereitstellung von Regelleistung nicht vollständig ausschöpfen lassen.

Somit werden sowohl die Nachfrage nach Regelleistung als auch das Regelleistungsangebot der Elektrofahrzeugflotte in der Modellanalyse tendenziell überschätzt. In Bezug auf die Bewertung der Rolle der Elektrofahrzeugflotte bei der Bereitstellung von Regelleistung dürften sich beide Verzerrungen zumindest teilweise kompensieren.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Modellrechnungen zeigen, dass Elektrofahrzeuge im Jahr 2035 in erheblichem Umfang zu einer kostengünstigen Bereitstellung von Regelleistung beitragen können. Dies gilt auch ohne Rückspeisung aus den Fahrzeugbatterien in das Stromnetz, d.h. bei einem reinen G2V-Betrieb. Dabei sind die im Bereich der Regelleistung umgesetzten Energiemengen im Vergleich zum Stromverbrauch der Fahrzeugantriebe relativ gering. Die Rückspeisung der Fahrzeuge in den Großhandel (V2G-Arbitrage) ist unter den hier getroffenen Basisannahmen fast vernachlässigbar, so dass der Elektrofahrzeugflotte als Stromspeicher zur zeitlichen Verschiebung größerer Energiemengen keine nennenswerte Rolle zukommt. Insofern bestätigen die Modellrechnungen andere Analysen, nach denen der Einsatz einer flexiblen Elektrofahrzeugflotte eher im Regelleistungs- als im Großhandelsmarkt vorteilhaft ist (vgl. zum Beispiel Sioshansi und Denholm 2010 für Texas).

Dieser Befund ändert sich grundlegend, falls keine oder sehr geringe Batterieabnutzungskosten bei der Rückspeisung anfallen. In diesem Fall stellt die Elektrofahrzeugflotte nicht nur noch mehr Regelleistung bereit, sondern wird auch in großem Umfang für Arbitrage im Großhandelsmarkt genutzt. Dabei konkurriert sie stark mit den Pumpspeichern. Künftige technologische Fortschritte bei der Verringerung der zyklischen Batteriealterung und Kostensenkungen von Batterien könnten sich demnach stark auf den Systemnutzen der Elektrofahrzeugflotte auswirken.

Die Rolle der Elektrofahrzeuge im Stromsystem wächst außerdem, wenn im Gesamtsystem geringere Stromerzeugungskapazitäten vorgehalten werden und wenn das Regelleistungs- und Flexibilitätspotenzial der Fahrzeugflotte bei der Zusammensetzung des Kraftwerksparks zumindest teilweise berücksichtigt wird.¹⁷ Dann können Elektrofahrzeuge nicht nur Auswirkungen auf den Einsatz der anderen angebots- und nachfrageseitigen Kapazitäten haben, sondern auch einen Effekt auf die vorzuhaltenden Kapazitäten der anderen Technologien. Dabei stehen Elektrofahrzeuge in direkter Konkurrenz zu anderen erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen.

Unter den Basisannahmen sind die Systemkosteneinsparungen der zusätzlichen Regelleistungs- und Arbitrageaktivitäten von Elektrofahrzeugen gering, sowohl insgesamt als auch pro Fahrzeug. Grund hierfür ist die Existenz vieler anderer Flexibilitätsoptionen im Stromsystem. Insbesondere stehen angebots- und nachfrageseitig große Kapazitäten zur Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung, so dass der Wert der zusätzlichen Regelleistungsbereitstellung von Elektrofahrzeugen wesentlich niedriger ist als in früheren Studien, die auf historischen Marktpreisen basieren. Die Schaffung entsprechender Geschäftsmodelle dürfte eine große Herausforderung darstellen. Deutlich höhere Einsparungen zeigen sich im Szenario „Angepasster Kraftwerkspark“, in dem geringere

¹⁷ Im Entwurf des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne 2030 werden erstmals explizite Annahmen zur künftigen Entwicklung der Elektrofahrzeugflotte und ihrem Lastmanagementpotenzial gemacht (50Hertz et al. 2016).

Kapazitätsreserven vorgehalten werden und der Kapazitätswert von Elektrofahrzeugen im Gesamtsystem teilweise berücksichtigt ist, sowie in den Sensitivitätsanalysen, in denen Elektrofahrzeuge ohne Anrechnung von zusätzlichen Batterieabnutzungskosten in deutlich größerem Umfang für Regelleistungs- und Arbitrageaktivitäten eingesetzt werden können.

Es ist allerdings zu beachten, dass in allen Berechnungen bereits im Vergleichsfall von einer gesteuerten Fahrzeugaufladung ausgegangen wird, was die Existenz entsprechender Infrastrukturen sowie organisatorischer Arrangements voraussetzt. Demnach sollten die *zusätzlichen* Aktivitäten am Regelenenergie- bzw. Großhandelsmarkt einer ohnehin bereits systemorientiert aufladenden Elektrofahrzeugflotte auch keine übermäßigen zusätzlichen Kosten verursachen. Wichtige Voraussetzung hierfür wären jedoch adäquate Präqualifikationsverfahren und Marktzutrittsbedingungen sowie die Akzeptanz auf Seiten der jeweiligen Fahrzeugeigentümer bzw. -nutzer. Hierzu könnten Fahrzeughalter grundsätzlich an den Systemkosteneinsparungen beteiligt werden. Derartige finanzielle Anreize könnten jedoch nicht allzu hoch ausfallen, wenn man die hier simulierten Kosteneinsparungen als Obergrenzen interpretiert.

Literatur

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Januar 2016.

http://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Entwurf.pdf, abgerufen am 31.1.2016.

Andersson, S.-L., Elofsson, A.K., Galus, M.D., Göransson, L., Karlsson, S., Johnsson, F., Andersson, G. (2010): Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany. *Energy Policy* 38(6), 2751-2762. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.006>.

Bundesnetzagentur (2014): Szenariorahmen 2025. Genehmigung. Bonn, 19. Dezember 2014.

<http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2025/szenariorahmen/de.html>, abgerufen am 31.1.2016.

Bundesregierung (2011): Regierungsprogramm Elektromobilität. Berlin, Mai 2011.

http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/regierungsprogramm_e_mob_bf.pdf, abgerufen am 31.1.2016.

Consentec, R2B (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Aachen/Köln, 30.06.2010.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-intergration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 31.1.2016.

DLR, IWES, IFNE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, Stuttgart 2012; sowie Dena: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Endbericht, Berlin, 15.08.2012.

http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/leitstudie2_011_bf.pdf, abgerufen am 31.1.2016.

EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2014), 21.07.2014.

Frontier (2014): Strommarkt in Deutschland. Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 31.1.2016.

Gerhardt, N., Sandau, F., Bergk, F., Lambrecht, U., Antoni, O., Hilpert, J. (2015): Kopplung des Strom- und Verkehrssektors für das Erreichen langfristiger Klimaschutzziele. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 11, S. 52 ff.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B., O'Malley, M., Tande, J. O., Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Smith, J. C. and van Hulle, F. (2011): Impacts of large amounts of wind power on

design and operation of power systems, results of IEA collaboration. *Wind Energy* 14, 179-192. <http://dx.doi.org/10.1002/we.410>.

Jargstorf, J., Wickert, M. (2013): Offer of secondary reserve with a pool of electric vehicles on the German market. *Energy Policy* 62, 185-195. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.088>.

Kasten, P., Hacker, F. (2014): Two electric mobility scenarios for Germany: Market Development and their impact on CO₂ emissions of passenger cars in DEFINE. Final report. Berlin, September 2014. <https://www.ihs.ac.at/projects/define/files/DEFINE-Oeko-english-version.pdf>, abgerufen am 31.1.2016.

Kempton, W., Tomić, J. (2005a): Vehicle-to-Grid Power Fundamentals: Calculating Capacity and Net Revenue. *Journal of Power Sources* 144 (1), 268-79. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.025>.

Kempton, W., Tomić, J. (2005b): Vehicle-to-Grid Power Implementation: From Stabilizing the Grid to Supporting Large-Scale Renewable Energy. *Journal of Power Sources* 144 (1), 280-94. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.022>.

Niemeyer, M. (2015): Möglichkeiten der Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge. Masterarbeit an der Beuth Hochschule für Technik Berlin und Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin, eingereicht am 25. Juni 2015.

Paetz, A.-G., Kaschub, T., Kopp, M., Jochem, P., Fichtner, W. (2013): Monetäre Anreize zur Steuerung der Ladelast von Elektrofahrzeugen – eine modellgestützte Optimierung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37(1), 1-12. <http://dx.doi.org/10.1007/s12398-012-0095-z>.

Pavić, I., Capuder, T., Kuzle, I. (2015): Value of flexible electric vehicles in providing spinning reserve services. *Applied Energy* 157, 60-74. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.070>.

Pehnt, M., Helms, H., Lambrecht, U., Dallinger, D., Wietschel, M., Heinrichs, H., Kohrs, R., Link, J., Trommer, S., Pollok, T. (2011): Elektroautos in einer von erneuerbaren Energien geprägten Energiewirtschaft. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35 (3), 221–34. <http://dx.doi.org/10.1007/s12398-011-0056-y>.

Plötz, P., Gnann, T., Kühn, A., Wietschel, M. (2014): Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge. Langfassung. Studie im Auftrag der acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE). Fraunhofer ISI. Karlsruhe, 20. Januar 2014. <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e/de/publikationen/Fraunhofer-ISI-Markthochlaufszszenarien-Elektrofahrzeuge-Langfassung.pdf>, abgerufen am 31.1.2016.

Pregger, T., de Tena, d.L., Schmid, S., Wille-Hausmann, B., Pollok, T., Sowa, T. (2013): Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (4), 297–306. <http://dx.doi.org/10.1007/s12398-013-0116-6>.

Prognos, EWI, GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Endbericht. Basel/Köln/Osnabrück, Juni 2014.

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 31.1.2016.

Schill, W.-P. (2013): Systemintegration erneuerbarer Energien: die Rolle von Speichern für die Energiewende. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 3/2013, 61-88. <http://dx.doi.org/10.3790/vjh.82.3.61>.

Schill, W.-P. (2014): Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany. *Energy Policy* 73 (2014), 65-79. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.032>.

Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015): Power System Impacts of Electric Vehicles in Germany: Charging with Coal or Renewables? *Applied Energy* 156, 185-196. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.012>.

Schuller, A., Rieger, F. (2013): Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft* 37 (3), 177-94. <http://dx.doi.org/10.1007/s12398-013-0112-x>.

Sioshansi, R., Denholm, P. (2010): The Value of Plug-In Hybrid Electric Vehicles as Grid Resources. *The Energy Journal* 31(3), 1-23. <http://dx.doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol31-No3-1>.

Zerrahn, A., Schill, W.-P. (2015): A Greenfield Model to Evaluate Long-Run Power Storage Requirements for High Shares of Renewables. DIW Discussion Papers 1457, 2015. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.498475.de/dp1457.pdf, abgerufen am 31.1.2016.

Ziegenhagen, I. (2013): Impact of Increasing Wind and PV Penetration Rates on Control Power Capacity Requirements in Germany. Master's thesis, Universität Leipzig 2013.