Marktintegration der Elektromobilität: Ein agentenbasierter Ansatz für das Smart Grid

Alexander Schuller
Institut für Informationswirtschaft- und management
Karlsruher Institut für Technologie
schuller@kit.edu

Abstract: Dieser Beitrag geht auf die Möglichkeiten zur Marktintegration von Elektrofahrzeugen im Rahmen einer kompetitiven Agentensimulation ein. Es werden die Entscheidungsprobleme eines EV-Brokers welcher eine Flotte von E-Fahrzeugen über Preissignale in ihrem Ladeverhalten beeinflussen kann, im Rahmen eines regionalen Handelsszenarios beschrieben. Die notwendigen Kompetenzen bezüglich Tarifgestaltung und Optimierungsverfahren werden angesprochen und es wird auf weiterführende Arbeiten im Rahmen der Trading-Agent-Competition (TAC) Energy verwiesen.

1 Einführung

Die zunehmende dezentrale Erzeugung elektrischer Energie durch erneuerbare Energieträger führt zu einer weiter steigenden Volatilität der Energieversorgung. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss neben einem Ausbau der Netz- und Speicherkapazitäten auch eine Flexibilisierung der Last erfolgen [DKE10]. Zusätzlich zu diesem Paradigmenwechsel bringt die politisch geförderte Entwicklung der Elektromobilität weitere Anforderungen für die Stromnetze sowie neue Speicherpotenziale mit sich [Bun09].

Die ansteigende Zahl der beteiligten Akteure im nationalen Energiesystem sowie die zunehmende Verknüpfung des deutschen Energiemarktes im europäischen Verbund [GOZ08b] bedingt eine steigende Komplexität und einen höheren Aufwand für die Koordination zwischen diesen Parteien. Auf der technischen Seite stoßen die zentral ausgerichteten Mechanismen hier an ihre Grenzen. Das Konzept des Smart Grid bietet für diese Herausforderungen einen wichtigen Lösungsansatz. Der Begriff Smart Grid umfasst dabei *„die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und Verteilungsnetzen mit Hilfe von IKT“* [DKE10]. Das Ziel dieses Systems ist eine transparentere, kosten- und energieeffiziente sowie umweltverträgliche und nachhaltige Energieversorgung.

Im Fokus dieser Arbeit steht die Rolle der Elektromobilität und deren Potenzial für die (Zwischen-)Speicherung elektrischer Energie. Insbesondere wird darauf eingegangen, wie über die technische und ökonomische Aggregation von Elektroautos durch einen Intermediär die Bereitstellung der benötigten Energie effizient koordiniert werden kann. Dabei sollen technische Größen wie das Potenzial zur Integration erneuerbarer Energieträger und ökonomische Vorteile, welche durch die Bündelung der Nachfrage entstehen, analysiert

werden. Als Untersuchungsrahmen wird ein regionaler Energiemarkt mit expliziter Kopplung an den nationalen Strommarkt verwendet, wie er auch im Rahmen der E-Energy Initiative entwickelt wird [BRBA10]. Neben den traditionellen Akteuren wie Energieerzeugern und Lieferanten, übernimmt der Intermediär bzw. EV-Broker auf dem regionalen Energiemarkt speziell die Koordination und Marktintegration einer Flotte von Elektrofahrzeugen [vD09], [GG09]. Unter Marktintegration ist dabei der Zugang zum regionalen Energiemarkt über den EV-Broker zu verstehen. Dieser bündelt die Nachfrage und verfügbare Speicherkapazitäten und ermöglicht so kleineren Akteuren die Teilnahme am Strom- und Ausgleichsenergiemarkt [DKE10]. Die Markteinbindung erfolgt über die angebotenen zeit- oder lastvariablen Tarife, die in verschiedenen Abstufungen den Preisverlauf auf dem regionalen Energiemarkt direkt widerspiegeln. Unter Anleitung durch den Broker können Endkunden so ihren Energiebezug optimieren (bspw. Kosten minimieren) und einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Als Vorteile der Aggregation durch den EV-Broker können die Verringerung der Komplexität der Koordination und Kommunikation zwischen dem Netzbetrieb und den Kunden sowie die verbesserte Planung und Laststeuerung von Elektrofahrzeugverbünden als einzelne Einheiten angeführt werden [QZB10].

Die vorliegende Arbeit dient als erster Schritt zur Spezifikation der Anforderungen und Entscheidungsverfahren für die sich abzeichnende Rolle des EV-Brokers und soll mit Hilfe einer agentenbasierten Simulation realisiert werden. Diese Methode hat gegenüber traditionellen Optimierungsmethoden den Vorteil, dass sie die individuellen Strategien, Präferenzen und Entscheidungsprozesse der beteiligten Akteure endogen abbilden kann und nicht nur auf Modellannahmen aufbaut. Das Ziel der Arbeit ist die Erstellung eines Handelsagenten, welcher die besonderen Eigenschaften, wie z.B. eingeschränkte Verfügbarkeit, mögliche Überbeanspruchung lokaler Netzbetriebsmittel oder Energierückspeisung, von Elektrofahrzeugen für das Stromnetz bei der Beschaffung und Vermarktung von Energie berücksichtigt. Die netztechnische Einbindung der E-Fahrzeuge zur Bereitstellung von Primär und Sekundärregelleistung wie in [AaEG+10] wird dabei nicht explizit betrachtet. Vielmehr geht es um die operative Integration in den Handel und das Lastmanagement für Zeitintervalle von jeweils 15 Minuten im Betrachtungszeitraum einer Woche. In diesem Zusammenhang sollen in dieser Arbeit die folgenden Forschungsfragen beantwortet werden:

1. Vor welchen konkreten Entscheidungsproblemen steht der EV-Broker und wie lassen sich diese Modellieren?

2. Welche Informationen und Parameter werden für die Lösung der Entscheidungsprobleme benötigt?

Die Arbeit gliedert sich in vier Teile: Abschnitt 2 geht auf verwandte Arbeiten im Bereich der Elektromobilität sowie von agentenbasierten Systemen für die Untersuchung von Energiemärkten ein. In Abschnitt 3 wird die Rolle des EV-Brokers spezifiziert und auf deren Entscheidungsprobleme eingegangen, während Abschnitt 4 weitere Schritte zur Implementierung und Evaluierung des EV-Broker Konzeptes behandelt.

2 Verwandte Arbeiten

Verwandte Arbeiten beziehen sich zum einen auf die spezifische Domäne der Elektromobilität, zum anderen auf die Methode der agentenbasierten Simulation und deren Einsatz zur Erforschung von ökonomischen Zusammenhängen in der Energiewirtschaft.

2.1 Elektromobilität in der Literatur

Das Thema Elektromobilität verzeichnet ein zunehmendes Forschungsinteresse. Als relevante technische Vorteile der Elektromobilität nach [Nau07] gelten die geringen lokalen Schall- und Schadstoffemissionen, die höhere Energieeffizienz der Fahrzeuge, die Möglichkeit zur Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur für die Ladung sowie die Potenziale zur Erbringung von System- und Speicherdiensten. Die Nachteile stehen zumeist im Zusammenhang mit den teuren Speichersystemen, welche eine im Verhältnis zu fossilen Kraftstoffen geringe Energiedichte besitzen und deren Lebensdauer stark von den Betriebstemperaturen und verfolgten Ladezyklen abhängt.

Neben diesen Eigenschaften gibt es auch rechtliche und ökonomische Aspekte, die beachtet werden müssen. An dieser Stelle soll auf bisherige Arbeiten zu den Themen Netz- und Marktintegration von Elektrofahrzeugen und den hierbei verwendeten Verfahren eingegangen werden.

Elektrofahrzeuge besitzen ein großes Potenzial um eine zunehmend fluktuierende Energieversorgung zu stabilisieren. Da Fahrzeuge im Durchschnitt zumeist nur ca. 4 % ihrer Lebensdauer im Einsatz sind [KL97], kann deren Energiespeicher für nahezu die gesamte verbleibende Zeit für Netzdienstleistungen oder kurzfristige Speicherung überschüssiger Energie verwendet werden. Dieses Konzept des „Vehicle to Grid“ (V2G) wurde von [KL97] zunächst eingeführt und später weiter untersucht [Kem00]. So wird in [KT05a] und [KT05b] eine erste Abschätzung der Profitabilität von Systemdienstleistungen für den kalifornischen Markt auf Basis von Daten des Jahres 2003 mit Hilfe von Elektro- und Plug-In Hybrid Fahrzeugen durchgeführt. Darüber hinaus werden in [KT05b] und [AaEG$^+$10] die Einsatzmöglichkeiten für V2G nach Profitabilität im Bereich der Primär- und Sekundärreserve, der Bereitstellung von Spitzenlastenergie sowie ein Vergleich der Einsatzmöglichkeiten im Grundlastbereich mit Hilfe von Simulationen untersucht. In diesen Analysen zeigt sich, dass V2G zunächst für die Bereiche der Primär- und Sekundärreserve am lukrativsten erscheint, die Bereitstellung von Spitzenlast stellenweise profitabel ist und Grundlast nicht zu konkurrenzfähigen Bedingungen über E-Fahrzeuge bedient werden kann. Zudem zeigt [AaEG$^+$10], dass für den Deutschen Regelenergiemarkt hauptsächlich der Leistungspreis für die erwirtschafteten Gewinne verantwortlich ist.

Diese Arbeiten setzen eine einfache und zuverlässige Steuerungsinfrastruktur für die Elektrofahrzeuge voraus und schätzen die Verfügbarkeit der E-Fahrzeuge und deren Batterieabnutzungskosten nur grob über konservative Annahmen ab. Sie können daher als Orientierung für den nordamerikanischen bzw. deutschen Kontext dienen. In der vorliegenden Arbeit wird die Berücksichtigung individueller Fahrprofile stärker im Vordergrund stehen.

Das bereits angeführte Aggregatorkonzept wird als eine der ersten Möglichkeiten für eine flächendeckende Steuerung von E-Fahrzeugen in einer Region mehrfach genannt. So wird in [GG09] ein erstes Konzept für die Beziehungen einer solchen Rolle im U.S.- Energiesystem erstellt, während in [AaEG+10], [GA08] und [QZB10] eher die technische Umsetzung und Optimierung im Vordergrund stehen. Hierbei werden neben den Fragestellungen im Bereich der Verteilungsnetze auch Strategien für die Steuerung der Speicher in den einzelnen Fahrzeugen untersucht. Die Arbeiten von [PSR09] und [PGM+09] zeigen, dass durch die Koordination der Ladevorgänge ein weitaus höherer Anteil an E-Fahrzeugen in die vorhandene Netzinfrastruktur integriert werden kann, bzw. die Netzausbaukosten durch sog. “Smart Charging“ im Vergleich zu unkoordinierten Ladestrategien verringert werden können und zudem auch eine bessere Auslastung vorhandener Erzeugungsressourcen erfolgen kann [GKJ10]. Die vorliegende Arbeit soll an dieser Stelle ansetzen und mögliche Anreizstrukturen für ökonomisch ausgerichtetes ”Smart Charging“ beschreiben.

2.2 Agentenbasierte Systeme in der Energiedomäne

Strommärkte sind komplexe, adaptive Systeme [Tes06] auf denen unter Berücksichtigung der Transaktionen und Abhängigkeiten zwischen den Akteuren zu jedem Zeitpunkt auch der Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage physikalisch gegeben sein muss. Aufgrund des Komplexitätsgrades greifen analytische Methoden für eine tiefgehende Analyse hier zu kurz. Eine flexible und dynamische Abbildung der Zusammenhänge kann mit Hilfe der Methoden des Agent-Based-Computational-Economics (ACE) erfolgen [WV08]. Agentenbasierte Systeme werden zunehmend für die Analyse von Energiemärkten eingesetzt um Beziehungen zwischen den Marktakteuren zu erfassen und Ereignisse wie die kalifornische Energiekrise zu analysieren [ST08] oder die ökonomische Integration von Speichern zu untersuchen[VVR+10]. Einzelne Agenten repräsentieren dabei je nach Forschungsfrage die jeweiligen Akteure mit individuellen Präferenzen, Geschäftsstrategien bzw. Zielen und Entscheidungsprozessen. Formal ist unter einem Agenten ein Softwaresystem zu verstehen, das zumindest die Eigenschaften *Autonomie*, *(Soziale) Interaktion*, *Reaktivität* und *Proaktivität* besitzt [WJ95]. Neben den oben genannten Vorteilen agentenbasierter Systeme muss deren Aussagekraft nach Möglichkeit auch kritisch betrachtet und mittels empirischer Beobachtungen und statistischer Verfahren validiert werden, um verlässliche Schlussfolgerungen zu ziehen [WFM07].

2.3 TAC Energy

Neben den individuellen Systemen zur agentenbasierten Analyse von Energiemärkten (wie z.B. EMCAS, [NCK+02]) ist die kompetitive Validierung agentenbasierter Systeme und deren Beitrag für einen späteren realen Einsatz für die Implementierung der Handels-und Optimierungsstrategien für das Smart Grid relevant. So kann das Zusammenspiel der Softwarekomponenten unterschiedlichen Ursprungs ohne Risiken in einer Simulation getestet werden. Einen essentiellen Beitrag hierzu leistet die Trading-Agent-Competition-Energy

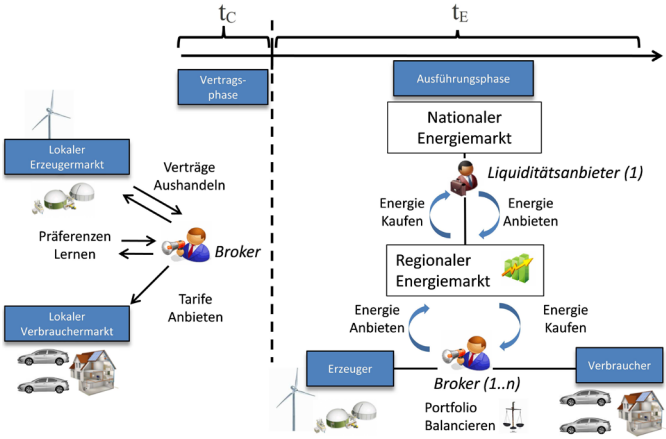


Abbildung 1: TAC Energy Simulationsablauf nach [BCKW09]

(TAC Energy). TAC Energy beinhaltet eine kompetitive Simulationsumgebung für regionale Energiemärkte, in welcher sog. Broker-Agenten im gleichen Simulationsszenario gegeneinander antreten. Ähnlich wie bei schon stattfindenden Wettbewerben für den SCM-Bereich [CKS10], [KKD+04] soll durch die Teilnahme von Agenten unterschiedlicher Forschergruppen, die individuelle Strategien und Kompetenzen besitzen, eine diversifizierte, interdisziplinäre Sicht auf die Zusammenhänge in regionalen Energiemärkten mit einem hohen Automatisierungsgrad ermöglicht werden [BCKW09]. Durch die Wettbewerbsstruktur kann sichergestellt werden, dass nicht nur die Annahmen und Perspektiven einer Instanz für die Evaluierung verschiedener Marktdesigns herangezogen werden, sondern auch ggf. vorhandene Schwächen vor einer realen Implementierung erkannt werden können. Neben der Bewertung verschiedener Regeln und Anreizstrukturen für regionale Energiemärkte können so auch Erkenntnisse über explizite Strategien und Verfahren für die einzelnen Akteure wie Energieversorger, Händler und Endkunden generiert werden.

Der Ablauf der Simulation gliedert sich in zwei Phasen (siehe Abbildung 1), die *Vertragsphase* (Contracting, t_C) und die *Ausführungsphase* (Execution, t_E). In der Vertragsphase muss ein Broker ein Portfolio von Kunden und Erzeugern akquirieren, welches er dann in der Ausführungsphase jeweils für Zeitintervalle von 15 Minuten für den Gesamtzeitraum von bspw. einer Woche ausbalancieren muss. Die Rollen, die von der Simulationsplattform implementiert werden sind: *Verbraucher* (Endkunden, E-Fahrzeuge), *Erzeuger* (PV, Windparks, KWK), der *Übertragungsnetzbetreiber, ÜNB* (regelt nicht ausbalancierte Portfolios entgeltlich aus) sowie ein *Liquiditätsanbieter*, der als Arbitrageur über eine

kapazitätsbeschränkte Netzanbindung annähernd die Preise des nationalen Strommarktes in den regionalen Markt bietet und so eine explizite Kopplung dieser Märkte ermöglicht [GOZ08a]. Der Broker muss mit diesen Akteuren interagieren und bei der Umsetzung seiner Ziele neben der Wirtschaftlichkeit auch die Versorgungssicherheit beachten.

In der Vertragsphase muss ein Broker Tarife auf der Basis von historischen Zeitreihen die er von den *Erzeugern* und *Verbrauchern* über die Marktplattform erhält so anbieten, dass er ein Portfolio entsprechend seiner Strategie erstellen kann. Erzeuger und Verbraucher mit kleinen Kapazitäten erhalten standardisierte Tarife für ihre Einspeisung bzw. ihren Bedarf, größere Kapazitäten wie Windparks oder Gasturbinen können hingegen in einem Verhandlungsprozess individuelle Preise und Konditionen für Lieferungen an den Broker festlegen. E-Fahrzeuge stellen dabei eine besondere Kundengruppe dar, da sie neben höheren Lasten auch zusätzliche Speicherkapazitäten für den Portfolioausgleich zur Verfügung stellen. Der Broker muss während der Vertragsphase die Präferenzen der Verhandlungspartner beachten, um erfolgreich ein Portfolio entsprechend seiner Strategie zusammenstellen zu können. Nach der Vertragsphase geht jeder Broker mit dem akquirieren Portfolio in die Ausführungsphase, während der sich die Zusammenstellung dieses Portfolios nicht mehr ändert, sondern der Fokus auf dem operativen Management liegt. Eine detaillierte Spezifikation des Szenarios und weiterer Annahmen findet sich in [BCKW09]. Im folgenden Abschnitt soll näher auf die Entscheidungsprobleme des spezialisierten EV-Brokers im TAC-Energy Umfeld eingegangen werden.

3 Modellierung eines EV Brokers

Unter einem EV-Broker ist in dieser Arbeit ein Intermediär für das Last- und Beschaffungsmanagement einer Flotte von Elektroautos privater Endnutzer einer definierten Region zu verstehen. Die Rolle ist dem Aggregator oder Energy Service Provider wie er auch im Kontext der E-Energy Forschungsprojekte [LFKR10], [BRBA10] beschrieben wird ähnlich, richtet sich jedoch nach den Spezifikationen eines TAC-Energy Brokers wie oben beschrieben aus. Hierbei deckt der Broker den Zeithorizont der Energieversorgung der bei ihm unter Vertrag stehenden Fahrzeuge für Intervalle von jeweils 15 Minuten im Betrachtungszeitraum einer Woche ab. Das Hauptziel des EV-Brokers während der Ausführungsphase ist es, sein in der Vertragsphase akquiriertes Last- und Erzeugungsportfolio in jedem Intervall auszubalancieren. Weitere Ziele des Brokers können neben dem wirtschaftlichen Betrieb (z.B. Kostenminimierung des Energiebezugs, oder Gewinnmaximierung) auch von strategischem Kalkül geprägt sein und hängen bspw. von der Zusammensetzung des Kundenportfolios ab. Bevor die Entscheidungsfindung des Brokers weiter präzisiert wird, sollen an dieser Stelle die Annahmen für die weitere Untersuchung genannt werden:

- Eine Infrastruktur zur Kommunikation mit den E-Fahrzeugen steht zur Verfügung
- E-Fahrzeuge können über ein Preissignal in ihrem Energiebezug bzw. ihrer Leistungsaufnahme beeinflusst werden, insofern dies von den Nutzern gewünscht ist

- Fahrzeuge besitzen eine lokale Steuerungsinstanz, die technische Parameter der Batterie optimiert
- Die Steuerinstanz berücksichtigt die Präferenzen der Nutzer bei der wirtschaftlichen Ladeplanung sowie die Tarifparameter des Brokers
- Das Fahrverhalten der Nutzer verändert sich bei E-Fahrzeugen nicht maßgeblich
- E-Fahrzeuge werden nur an einem Ort geladen, an dem sie ihre Fahrten jeweils beginnen und beenden
- Die technischen Parameter Ort, Ladebedarf, Anschlussleistung und Verfügbarkeit werden dem Broker mitgeteilt

Die hier getroffenen Annahmen sollen Einschränkungen aus der Realität in der Untersuchung abbilden, ohne jedoch im Einzelnen auf die technische Umsetzung wie der Kommunikationsanbindung einzugehen. Insbesondere soll jedes Fahrzeug dezentral seine Ladevorgänge unter Berücksichtigung der Preissignale des EV-Brokers durchführen bzw. optimieren. Damit der EV-Broker mögliche Lastverläufe abschätzen kann, werden ihm über die TAC-Engine Daten aus der langfristig ausgelegten Erhebung „Mobilität in Deutschland“ (MiD) [FEG+03], zur Verfügung gestellt. Hierüber werden für die Kundenkategorien *Erwerbstätige, Teilzeitbeschäftigte, Rentner und Arbeitslose* historische Fahrprofile zur Verfügung gestellt, auf deren Basis eine Einschätzung der Last erfolgen kann. Diese Angaben bilden so die Grundlage für die Portfolioplanung, auf welche im folgenden Abschnitt eingegangen wird.

3.1 Entscheidungen in der Vertragsphase

Die Entscheidungen des EV-Brokers in der Vertragsphase werden maßgeblich durch seine Strategie bezüglich seines Risikomanagements, seiner Wertschätzung für den Energiebezug und die damit verbundenen Emissionen geprägt. Diese Strategieparameter werden zudem durch externe Parameter wie vorhandene Anfangsausstattung, Regulierungsvorgaben und dem verwendeten Marktdesign beeinflusst. Diese sind für einen Szenariodurchlauf immer identisch. Durch Analyse und Erstellung von Last- und Erzeugungsprognosen auf Basis der durch die TAC-Engine bereitgestellten historischen Fahr- und Erzeugungsprofile werden unter Berücksichtigung der Strategievorgaben Tarife und Verträge erstellt und angeboten. Die Beobachtung und Auswertung der Akzeptanz von Tarifen und Verträgen kann wiederum für eine Anpassung der Tarif- und Vertragsbedingungen herangezogen werden. Der EV-Broker kann die erfolgten Transaktionen analysieren und diese in einer Tarif- bzw. Contract-Datenbank ablegen. Daraus kann er Schlüsse über die Präferenzen der Kunden ziehen und entsprechend reagieren. Tarife für E-Fahrzeuge können in Anlehnung an die Literatur in drei Kategorien eingeteilt werden: *ASFAP* (as soon & fast as possible, ungesteuertes Laden bei jeder Gelegenheit), *Smart Charging* (preissensitives Laden unter Anleitung durch den Broker) und *V2G* (Vehicle to Grid, preisensitives Laden- & Entladen unter Anleitung durch den Broker). Diese drei Strategien sind nur beispielhaft, erfassen

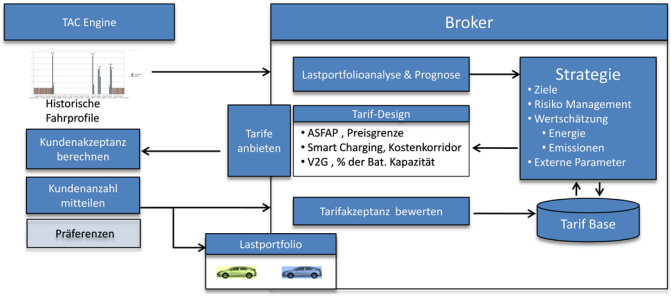


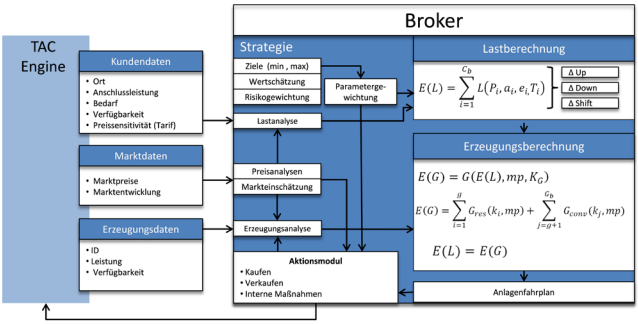
Abbildung 2: Ablauf & Entscheidungen in der Vertragsphase für die Lastportfolioakquise

jedoch sehr gut die Betriebsmöglichkeiten von E-Fahrzeugen. Der beschriebene Sachverhalt ist in Abbildung 2 für den Vorgang der E-Fahrzeug Kundenakquise dargestellt. Der Prozess gestaltet sich für die Akquise von Erzeugungsanlagen identisch, allerdings werden hier neben Einspeisetarifen auch Verträge mit individuellen Konditionen angeboten.

In Abhängigkeit der Tarif- und Vertragsakzeptanz hat der Broker zum Ende der Vertragsphase ein Anlagen- und E-Fahrzeugportfolio, welches er in der Ausführungsphase operativ steuern muss. Die Entscheidungen die der EV-Broker treffen muss, sind zum einen die Festlegung seines Kunden- und Anlagenportfolios (Welche Kunden und welche Erzeuger sollten unter Vertrag genommen werden?) und, zum anderen die Wahl der angebotenen Tarife (Welche Tarife und Tarifparameter sind für die erwünschte Zielgruppe relevant?). Um diese Aufgaben zu bewältigen, müssen seine Zielgrößen definiert sein und Methoden für eine aussagekräftige Analyse und Prognose von Last- und Erzeugungsprofilen zur Verfügung stehen.

3.2 Entscheidungen in der Ausführungsphase

Die Entscheidungen des EV-Brokers in der Ausführungsphase betreffen seine Handlungen zum Ausgleich seines Lastportfolios und den Maßnahmen, die hierfür für jedes Zeitintervall getroffen werden können. Grundsätzlich stehen ihm bei Feststellung einer Abweichung der erwarteten Last $E(L)$ von der erwarteten Erzeugung $E(G)$ folgende Optionen zur Verfügung: Erhöhung oder Absenkung der Last durch versenden eines entsprechenden Preissignals an das Kundenportfolio, eine Erhöhung oder Absenkung der Erzeugung innerhalb der vertraglich vereinbarten Grenzen sowie der Kauf- bzw. Verkauf auf dem regionalen Marktplatz. Maßnahmen, die die gleiche Auswirkung auf das Portfolio haben, können auch parallel angestoßen werden, insofern dies für die Kompensation der Abweichung notwendig ist.



Parameter	Beschreibung	Parameter	Beschreibung
E (L)	*Prognostizierte Last*	T_i	*Tarifoptionen des E-Fahrzeugs i*
E (G)	*Prognostizierte Erzeugung*	C_b	*Menge aller Kunden des Brokers b*
P_i	*Internes Preissignal*	*mp*	*Marktpreis*
a_i	*Verfügbarkeit des E-Fahrzeugs i*	K_G	*Gesamtkosten der Erzeugung*
e_i	*Bedarf des E-Fahrzeugs i*	k_i	*Kosten des Erzeugers i*

Abbildung 3: Ablauf & Entscheidungen in der Ausführungsphase

Diese Entscheidungen werden durch die Zielsetzung des EV-Brokers (Kostenminimierung, Gewinnmaximierung) sowie seine Risikogewichtung in jedem Zeitintervall beeinflusst. Die quantitative Basis der Entscheidungsfindung stellen die Angaben zu Kunden (Ort, Anschlussleistung, Verfügbarkeit, Tarif), dem Marktgeschehen (Preise,Angebote, Handelsvolumen) sowie den Daten zur erwarteten und aktuellen Erzeugungsleistung der eigenen Anlagen aus der TAC Plattform dar. Aus den Kundendaten wird nach einer Trendanalyse die erwartete Last $E(L)$ unter Berücksichtigung der Parameter P_i (internes Preissignal), a_i (Verfügbarkeit), e_i (Bedarf) und den hinterlegten Tarifoptionen T_i berechnet. Diese dient als Inputgröße für die Berechnung der benötigten Erzeugung $E(G)$. Bei der Berechnung der erwarteten Last werden zudem die Lastverschiebungspotenziale in Abh. des Preissignals errechnet. In Abbildung 3 werden die Entscheidungsparameter dargestellt, eine genaue Verteilung der einzelnen Schritte in der zeitlichen Abfolge wird dabei jedoch noch nicht vorgenommen.

Für die Berechnung der erwarteten Erzeugung fließen neben $E(L)$ auch der Marktpreis mp und die Gesamtkosten der Erzeugung K_G ein. Das Erzeugungsportfolio setzt sich aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und konventionellen steuerbaren Anlagen zusammen. Ein Anlagenfahrplan entsprechend der Zielgrößen des EV-Brokers und unter Berücksichtigung des Gleichgewichts von $E(L)$ und $E(G)$ dient als Orientierung für die weiteren Interaktionen mit dem Kunden- und Erzeugungsportfolio.

4 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Beitrag wurde die Rolle eines EV-Brokers im Rahmen des TAC-Energy Simulationsszenarios vorgestellt. Hierbei wurde insbesondere auf die zu treffenden Entscheidungen und die hierfür notwendigen Parameter eingegangen. Es wurden generische Vorgehensmodelle für die Vertrags- und Ausführungsphase erstellt, um die notwendigen Kompetenzen eines EV-Brokers zu erfassen.

Der Beitrag zeigt, dass es vielfältige Abhängigkeiten zwischen den Akteuren auf einem regionalen Energiemarkt gibt und es verschiedenster Methoden für die Verhandlungsführung, Optimierung der Steuerungs- und Bietstrategien bedarf. Neben der Vielschichtigkeit der Fragestellungen wird deutlich, dass ein EV-Broker wichtige Kompetenzen zur Einschätzung der Präferenzen seiner Kunden benötigt, um eine ausreichende Anzahl von Kunden zu akquirieren. Zudem benötigt der EV-Broker robuste Verfahren für die Einschätzung der erwarteten Lasten und deren Implikationen für sein Kostenkalkül. Insbesondere die Freiheitsgrade zum Laden von E-Fahrzeugen erhöhen die Unsicherheit in diesem Bereich.

Die vorliegende Arbeit ist ein erster Schritt und belegt neben der Diversität die Notwendikeit einer weiteren Fokussierung auf Teilfragen, welche zunächst in weiteren Arbeiten unter vereinfachenden, deterministischen Annahmen beantwortet werden sollen. Hierunter fällt die Frage nach einer kostenoptimalen Strategie zur Bedienung einer gegeben Flotte von E-Fahrzeugen im regionalen Markt. Darüber hinaus sollen in weiteren Arbeiten systematisch auch die folgenden Fragen beantwortet werden:

- Welche Mechanismen werden für die Marktintegration von E-Fahrzeugen benötigt? Welche Verfahren resultieren daraus für die Koordination der Lade- und Entladezyklen?
- Unter welchen Bedingungen ist die Aggregation von E-Fahrzeugen wirtschaftlich und wie hoch ist der benötigte Koordinationsaufwand ?
- Welche Kombinationen von erneuerbaren Energieerzeugern lassen sich in Abhängigkeit der Handelsstrategien durch E-Fahrzeug Flotten effektiv integrieren?

Eine Beantwortung dieser Fragen soll Wege aufzeigen, wie eine Implementierung des Smart Grid und die effektive Koordination über Marktmechanismen realisiert werden kann.

Literatur

[AaEG+10] S.-L. Andersson, a.K. Elofsson, M.D. Galus, L. Göransson, S. Karlsson, F. Johnsson und G. Andersson. Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany. *Energy Policy*, (c):1–12, 2010.

[BCKW09] Carsten Block, John Collins, Wolfgang Ketter und Christof Weinhardt. A Multi-Agent Energy Trading Competition. Bericht ERS-2009-054-LIS, RSM Erasmus University, Rotterdam, The Netherlands, 2009.

[BRBA10] S. Beer, H. Ruettinger, L. Bischofs und H.J. Appelrath. Towards a Reference Architecture for Regional Electricity Markets. *it-Information Technology*, 52(2):58–64, 2010.

[Bun09] Bundesregierung. Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung, 2009.

[CKS10] John Collins, Wolfgang Ketter und Norman Sadeh. Pushing the limits of rational agents: the Trading Agent Competition for Supply Chain Management. *AI Magazine*, 31(2), 2010.

[DKE10] DKE. Die deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid, 2010.

[FEG+03] Robert Follmer, Kay Engelhardt, Reiner Gilberg, Menno Smid, Uwe Kunert, Jutta Kloas und Hartmut Kuhfeld. Mobilität in Deutschland 2002 Kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten, 2003.

[GA08] M.D. Galus und Göran Andersson. Demand Management of Grid Connected Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEV). In IEEE, Hrsg., *Energy 2030, 2008 IEEE*, Atlanta, Georgia, 2008.

[GG09] C. Guille und G. Gross. A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation. *Energy Policy*, 37(11):4379–4390, 2009.

[GKJ10] L. GÃűransson, S. Karlsson und F. Johnsson. Integration of plug-in hybrid electric vehicles in a regional wind-thermal power system. *Energy Policy*, 2010.

[GOZ08a] Veronika Grimm, Axel Ockenfels und Gregor Zoettl. Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX *. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Seiten 147–161, 2008.

[GOZ08b] Veronika Grimm, Axel Ockenfels und Gregor Zöttl. Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 32(3):162–170, September 2008.

[Kem00] W Kempton. Electric-drive vehicles for peak power in Japan. *Energy Policy*, 28(1):9–18, 2000.

[KKD+04] Wolfgang Ketter, Elena Kryzhnyaya, Steven Damer, Colin McMillen, Amrudin Agovic, John Collins und Maria Gini. Analysis and Design of Supply-Driven Strategies in TAC-SCM. In *Workshop: Trading Agent Design and Analysis at the Third Int'l Conf. on Autonomous Agents and Multi-Agent Systems*, Seiten 44–51, New York, July 2004.

[KL97] W Kempton und Steven Letendre. Electric vehicles as a new power source for electric utilities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2(3):157–175, 1997.

[KT05a] W KEMPTON und J TOMIC. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1):268–279, 2005.

[KT05b] W KEMPTON und J TOMIC. Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources*, 144(1):280–294, 2005.

[LFKR10] M. Laskowski, O. Franz, D. K
önig und C. Rehtanz. Development and Demonstration of Decentralised Power Systems Culminating in a Future E-Energy Marketplace Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft. *it-Information Technology*, 52(2):74–82, 2010.

[Nau07] Dietrich Naunin, Hrsg. *Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge : Technik, Strukturen und Entwicklungen*. Kontakt & Studium ; 255. expert-Verl., Renningen, 4. aufl.. Auflage, 2007.

[NCK+02] Michael North, Guenter Conzelmann, Vladimir Koritarov, Charles Macal, Prakash Thimmapuram und Thomas Veselka. E-laboratories: agent-based modeling of electricity markets. In *2002 American Power Conference*, Seiten 1–19, 2002.

[PGM+09] L. Pieltain, T. Gómez, C. Mateo, R. Cossent und P. Frías. Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems., submitted for publication*, 2009.

[PSR09] J. A. Peças Lopes, F. J. Soares und P. M. Rocha Almeida. Identifying Management Procedures to Deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid. In *Proceedings of the 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Seiten 1–8, 2009.

[QZB10] Casey Quinn, Daniel Zimmerle und Thomas H. Bradley. The effect of communication architecture on the availability, reliability, and economics of plug-in hybrid electric vehicle-to-grid ancillary services. *Journal of Power Sources*, 195(5):1500–1509, 2010.

[ST08] T. Sueyoshi und G.R. Tadiparthi. An agent-based decision support system for wholesale electricity market. *Decision Support Systems*, 44(2):425–446, 2008.

[Tes06] L. Tesfatsion. Agent-based computational economics: A constructive approach to economic theory. *Handbook of computational economics*, 2:831–880, 2006.

[vD09] Don von Dollen. Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap. Bericht SB1341-09-CN-0031—Deliverable 7, Electric Power Research Institute (EPRI), 2009.

[VVR+10] Perukrishnen Vytelingum, Thomas D Voice, Sarvapali D Ramchurn, Alex Rogers und Nicholas R Jennings. Agent-based Micro-Storage Management for the Smart Grid. In *Proceedings of 9th International Conference on Autonomous Agents and Multi Agent Systems*, number Aamas, Seiten 10–14, Toronto, 2010.

[WFM07] P. Windrum, G. Fagiolo und A. Moneta. Empirical validation of agent-based models: Alternatives and prospects. *Journal of Artificial Societies and Social Simulation*, 10(2):8, 2007.

[WJ95] M. Wooldridge und N.R. Jennings. Intelligent agents: Theory and practice. *Knowledge engineering review*, 10(2):115–152, 1995.

[WV08] Anke Weidlich und Daniel Veit. A critical survey of agent-based wholesale electricity market models. *Energy Economics*, 30(4):1728–1759, 2008.