

Handlungsbedarf und -optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität

Endbericht zum „Wissenschaftlichen Analyse- und Dialogvorhaben zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität“ (Vergabenummer 16EM2111) im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Freiburg, Berlin,
23.05.2017

Autorinnen und Autoren

Christof Timpe (Projektleitung)
Joß Bracker
Florian Hacker
Markus Haller
Peter Kasten
Öko-Institut e.V.

Unter Mitwirkung von
Peter-Philipp Schierhorn
Nis Martensen
Energynautics GmbH

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
Verzeichnis der Abkürzungen	7
Zusammenfassung	9
Summary	12
1. Hintergrund und Zielstellung	15
1.1. Hintergrund	15
1.2. Projektziele und Vorgehensweise	15
2. Rahmenbedingungen für die Wirkung der Elektromobilität auf den Klimaschutz	16
3. Analyse der Fahrstromangebote und -nachfrage der Elektromobilität	21
3.1. Analyse der Fahrstromangebote	21
3.1.1. Hintergrund und Vorgehen	21
3.1.2. Fahrstromversorgungsmodelle	22
3.1.3. Energiewirtschaftliche Bewertung	28
3.2. Analyse der Fahrstromnachfrage	32
3.2.1. Hintergrund und Vorgehen	32
3.2.2. Fahrzeugmarkt und Haltergruppen	33
3.2.3. Fahrzeugnutzung und Strombezug	34
4. Wechselwirkung zwischen Elektromobilität und dem Stromsektor	37
4.1. Szenario zur Marktentwicklung und Nutzung elektrischer Fahrzeuge	38
4.1.1. Marktszenario der Elektromobilität	38
4.1.2. Nutzung der elektrischen Fahrzeuge	40
4.1.3. Netzkopplung und Ladeinfrastruktur	42
4.2. Integration der Elektromobilität in die Verteilnetze	43
4.3. Modellbasierte Analyse der Effekte im Stromsystem	46
4.3.1. Verwendetes Modell und Szenarioannahmen	46
4.3.2. Ergebnisse der Modellierung im Stromsystem	48
4.3.3. Abschätzung der CO ₂ -Bilanz der Elektromobilität	52
5. Handlungsbedarf und Handlungsmöglichkeiten	54
5.1. Handlungsbedarf zur Sicherung des Klimavorteils	54

5.1.1.	Schlussfolgerungen aus energiewirtschaftlichen Analysen	54
5.1.2.	Einschätzungen der Stakeholder	55
5.2.	Handlungsoptionen zur Sicherung des Klimavorteils	57
5.2.1.	Optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils und dessen Finanzierung	57
5.2.2.	Einschätzungen der Stakeholder	59
5.3.	Einordnung des Handlungsbedarfs und möglicher Handlungsoptionen	60
6.	Schlussfolgerungen	62
7.	Literaturverzeichnis	64
Anhang 66		
A.1	Teilnehmer der Stakeholder-Workshops	66
A.2	Eckdaten der erfassten Fahrstromprodukte	67
A.3	Tagesnutzungsprofile privater und gewerblicher Pkw	72

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht der öffentlich zugänglichen Ladepunkte in Deutschland	25
Abbildung 2:	Entwicklung der Anzahl von öffentlichen Ladepunkten und Anzahl der Elektrofahrzeuge	26
Abbildung 3:	Grafische Darstellung der Grünstrombilanzierung der smart fortwo electric drive	28
Abbildung 4:	Anzahl Elektrofahrzeuge im Bestand zum jeweiligen Jahresbeginn	33
Abbildung 5:	Verteilung der elektrischen Verkehrsleistung auf Stadt- und Landkreisebene in 2030 (Szenario)	42
Abbildung 6:	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten für Strom in Deutschland im Modell (2010 - 2030)	47
Abbildung 7:	Inländische Stromerzeugung nach Energieträgern in den Modellläufen mit gesteuertem Laden in den Jahren 2020 und 2030	48
Abbildung 8:	Veränderungen in der Stromerzeugung aufgrund der Einführung der Elektromobilität (Grenzbetrachtung für das Jahr 2030)	50
Abbildung 9:	Abschätzung der CO ₂ -Bilanz der Elektromobilität im Jahr 2030 für die Szenarien ungesteuertes und gesteuertes Laden	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Bestand an elektrischen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen (Szenario)	40
Tabelle 2:	Nutzbare Ladeleistung (in kW) je Standort in der Strommarktmodellierung mit Powerflex (Szenario)	43
Tabelle 3:	Untersuchte Projekte zur Elektromobilität in Verteilnetzen	44
Tabelle A.3-1:	Charakteristika für die Einteilung in Fahrzeugnutzungsprofile	72
Tabelle A.3-2:	Tagesnutzungsprofile bei privaten Pkw – Pkw mittel; Werktag	73
Tabelle A.3-3:	Tagesnutzungsprofile bei gewerblichen Fahrzeugen – Pkw mittel; Werktag	74

Verzeichnis der Abkürzungen

AC	Alternating Current - Wechselstrom
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEV	Battery-Electric Vehicle - batterieelektrisches Fahrzeug
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	Combined Charging System - EU-Standard für Steckverbindungen von Elektrofahrzeugen
DC	Direct Current - Gleichstrom (z.T. auch für Schnellladepunkt verwendet)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DSM	Demand Side Management
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Strom	Strom aus erneuerbaren Energien
EEX	European Energy Exchange - europäische Energiebörse
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity - Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom
EU-ETS	EU-Emissionshandel (für Treibhausgase)
EV	Electric Vehicle - Elektrofahrzeug
GHG	greenhouse gases - Treibhausgase
GWh	Gigawattstunden (Millionen Kilowattstunden)
KBA	Kraftfahrtbundesamt
KiD	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland
kW	Kilowatt
MiD	Mobilität in Deutschland
MIV	motorisierter Individualverkehr
MSR	Marktstabilitätsreserve im EU-Emissionshandel
MW	Megawatt (1.000 Kilowatt)
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität

NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques - hierarchische Gliederung der Verwaltungsebenen in der EU
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle - Hybridfahrzeug
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
REEV	Range Extender Electric Vehicle
RES-E	electricity from renewable energy sources
TEMPS	Transport Emissions and Policy Scenarios (Verkehrs- und Emissionsmodell des Öko-Instituts)
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunden (Milliarden Kilowattstunden)
VDA	Verband der Automobilindustrie

Zusammenfassung

Ein zentraler Treiber für die Markteinführung von Elektromobilität ist die erforderliche Minderung der verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen. Die Frage der „Klimafreundlichkeit“ von Elektrofahrzeugen ist jedoch unmittelbar mit der Frage nach der Art der Strombereitstellung verbunden. Das „Wissenschaftliche Analyse- und Dialogvorhaben zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität“ beleuchtet vor diesem Hintergrund, welche Rahmenbedingungen für den von E-Fahrzeugen genutzten Strom gelten und was diese für die CO₂-Bilanz der E-Mobilität heute und in Zukunft bedeutet.

Für die Bewertung des Klimaeffekts der Elektromobilität sollten zwei Betrachtungsebenen unterschieden werden. Aus einer übergeordneten Sicht heraus kann die Systemperspektive eingenommen werden, die danach fragt, was sich an den Emissionen im gesamten System von Energieversorgung und Mobilität durch die neue Technologie verändert. Für einzelne Akteure kann ergänzend hierzu auch die individuelle Perspektive als Fahrzeugnutzer relevant sein, die danach fragt, welche Effekte sie sich persönlich zuordnen können. Für die gesellschaftliche Bewertung der Elektromobilität und auch als Maßstab für die Bewertung von Handlungsmöglichkeiten einzelner Akteure sollte immer die Systemperspektive herangezogen werden. Diese gibt Auskunft über die letztlich insgesamt erzielten Veränderungen.

Die emissionsseitige Bewertung der Elektromobilität muss unter Beachtung einer Reihe von Regularien und Instrumenten erfolgen. Hierzu gehören u.a. die nationalen Ausbauziele für erneuerbare Energien (EE), der EU-Emissionshandel (EU-ETS) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit seinem Finanzierungsmechanismus über die EEG-Umlage. Für die Bewertungen in diesem Vorhaben wurde angenommen, dass diese Instrumente nicht wesentlich verändert werden. Sollte es doch zu relevanten Änderungen kommen, so sind die hier getroffenen Aussagen neu zu überprüfen.

Eine Analyse der derzeit für Fahrzeugnutzer verfügbaren Fahrstromangebote zeigt, dass es für die Ladung der Batterien zu Hause bzw. bei gewerblichen Fahrzeugen am Standort der Firma eine ganze Reihe von Angeboten gibt, die oftmals zugleich auch als Stromprodukte für private Haushalte angeboten werden. Viele der Fahrstromprodukte basieren auf erneuerbar erzeugtem Strom (EE-Strom), aber nur relativ wenige Angebote sind qualitativ hochwertige Produkte, die einen Ausbau der EE-Stromerzeugung bewirken. Zur Herkunft des Stroms, der an öffentlichen oder halböffentlichen Ladesäulen zur Verfügung gestellt wird, liegen kaum belastbare Informationen vor. Bisher spielen intelligente Ladestrategien im Markt für Fahrstrom kaum eine Rolle.

Der Bestand an Elektrofahrzeugen stellt mit etwa 60.000 Fahrzeugen trotz steigender Neuzulassungen weiterhin einen Nischenmarkt dar. Auf Grund der unterschiedlichen technischen Eigenschaften (Reichweite, Ladezeiten) und der eingeschränkten Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur erzielen Elektrofahrzeuge im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen geringere mittlere Jahresfahrleistungen. Bisher zeichnen sich die Halter von Elektrofahrzeugen durch eine überdurchschnittliche Nutzung von erneuerbarem Strom (Öko-Strom-Produkte bzw. Strom aus Eigenerzeugung) aus. Angesichts des aktuell noch geringen Bestands an Elektrofahrzeugen stellt deren jährliche Stromnachfrage von etwa 150 GWh noch einen äußerst geringen Anteil (0,03 %) des Gesamtstrombedarfs in Deutschland dar.

Im Zuge des Ausbaus der Elektromobilität ist damit zu rechnen, dass die Möglichkeit zum zeitversetzten Laden der Batterien in einigen Verteilnetzen schon genutzt werden muss, um eine große Zahl von Fahrzeugen ohne Verstärkung des Netzes überhaupt anschließen zu können.

Zwar könnten Elektrofahrzeuge dazu beitragen, Leistungsspitzen der lokalen EE-Einspeisung abzuf puffern, aber aufgrund der zeitlichen Verläufe der typischen Fahrzeugnutzung und der meist durch Photovoltaik dominierten Stromerzeugung in stadtnahen Verteilnetzen ist eine Verwendung des lokalen EE-Stroms in Elektrofahrzeugen nur eingeschränkt möglich. Im Fall von regionalen EE-Überschüssen, z.B. aus Windkraft, können Elektrofahrzeuge eine entlastende Rolle übernehmen. Sie sind aber auch hierbei durch die Kapazitäten der lokalen Verteilnetze beschränkt.

Die Effekte der Elektromobilität auf das System der Stromversorgung wurden anhand eines beispielhaften Szenarios mit einem Strommarktmodell analysiert, das auch Abschätzungen zu den Engpässen im überregionalen Übertragungsnetz abbilden kann. Dabei wurde auf ein Elektromobilitätsszenario zurückgegriffen, in dem im Jahr 2030 mit 4,8 Mio. batterieelektrischen Fahrzeugen gerechnet wird. Die Mehrzahl dieser Fahrzeuge besitzt dabei neben dem elektrischen Antrieb einen Verbrennungsmotor als Hybridoption. Für die Verkehrsleistung und die regionale Verteilung der Fahrzeuge wurden Annahmen aus der Verkehrsverflechtungsprognose 2030 abgeleitet.

In der Modellierung wurde auch die Wechselwirkung des aufgrund der Elektromobilität ansteigenden Strombedarfs mit dem im EEG festgelegten Ausbauziel für EE-Strom berücksichtigt: Da das Ziel als prozentualer Anteil am gesamten Strombedarf festgelegt ist, führt ein erhöhter Strombedarf zu einer höheren Zielmarke für den Ausbau der EE-Stromerzeugung. Darüber hinaus wurde mit dem Modell untersucht, inwiefern Elektrofahrzeuge vorhandene Überschüsse an EE-Strom zur Ladung der Batterien verwenden können. Im Ergebnis zeigt sich, dass der Effekt des „automatisch“ erhöhten Zielwerts für den EE-Ausbau wesentlich stärker ist als das Potenzial zur Integration überschüssiger EE-Stromerzeugung. Als Ergebnis des für die Klimawirkung der Elektromobilität relativ optimistisch definierten Szenarios wurde in einer sektorübergreifenden Betrachtung von Mobilität und Stromversorgung eine Emissionsreduktion in Höhe von 3,1 bis 3,7 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 ermittelt. Dabei gilt der höhere Wert in dem Fall, dass die Elektrofahrzeuge vollständig flexibel und systemdienlich geladen werden können. Hervorzuheben ist, dass diese Ergebnisse für Deutschland gelten und nicht auf andere Länder übertragbar sind, in denen keine langfristigen Ausbauziele für EE-Strom als prozentualer Anteil am Strombedarf definiert wurden.

Elektrofahrzeuge weisen auch bei der heutigen Stromerzeugung einen Klimavorteil auf und können mittelfristig unter den erwarteten Rahmenbedingungen einen relevanten Beitrag zum Klimaschutz leisten. Im hier untersuchten Szenario stehen im Jahr 2030 jeder durch Elektromobilität im Stromsektor zusätzlich erzeugten Tonne CO₂ zwei vermiedene Tonnen CO₂ im Verkehrssektor gegenüber. Von einer Neutralität in Bezug auf die Treibhausgas-Emissionen, wie von den oben genannten Akteuren gefordert, ist die Elektromobilität unter diesen Annahmen jedoch deutlich entfernt, da weiterhin in relevantem Umfang Emissionen im Stromsektor entstehen. Auch das von der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) formulierte ökologische Ziel, den benötigten Strom durch zusätzliche EE-Erzeugung bereitzustellen, welche nicht anderen Bereichen entzogen wird (Nationale Plattform Elektromobilität 2014, S. 32–33, 2011, S. 34), wird auf diese Weise nicht erreicht. Vor diesem Hintergrund wurde im Vorhaben zusätzlich untersucht, ob und wie eine darüber hinausgehende Emissionsminderung bzw. eine frühzeitige Treibhausgasneutralität von Elektrofahrzeugen erreicht werden kann, schon bevor das deutsche Stromsystem vollständig auf erneuerbaren Energien beruht.

Der EU-Emissionshandel kann eine klimaneutrale Bereitstellung der zusätzlichen Stromnachfrage durch Elektromobilität auf absehbare Zeit nicht sicherstellen. Dies liegt daran, dass das Handelssystem mit großen Überschüssen an Emissionsrechten gesättigt ist. Der Abbau dieser

Überschüsse wird voraussichtlich noch bis zum Jahr 2030 andauern. Ob zusätzliche Emissionen, die in den nächsten Jahren aufgrund des Strombedarfs der Elektromobilität entstehen, im Zeitraum nach 2030 wieder ausgeglichen werden, hängt von den politischen Entscheidungen zur Reform des EU-ETS ab und ist derzeit noch nicht absehbar.

Sofern der Fahrstrom von Elektrofahrzeugen nicht nach dem EEG privilegiert und daher mit der EEG-Umlage belastet wird, tragen die Nutzer der Elektromobilität mit diesen Zahlungen anteilig zum Ausbau der erneuerbaren Energien bei. Zudem übernehmen sie einen Teil der Kosten für die Privilegierung bestimmter industrieller Stromverbraucher und entlasten somit andere nicht privilegierte Stromverbraucher.

Grundsätzlich wäre es möglich, über die beschriebenen Wirkungsmechanismen des EEG und des nationalen EE-Ziels hinaus im Kontext der Elektromobilität eine zusätzliche EE-Stromerzeugung und damit einen weiter erhöhten Klimavorteil zu bewirken. Für eine Klimaneutralität der Elektromobilität aus Sicht der Systemperspektive müssten zwei Rahmenbedingungen erfüllt werden: Zum einen wäre es erforderlich, den gesamten Strombedarf der Elektrofahrzeuge aus zusätzlich erzeugtem EE-Strom zu decken. Als Instrument kommt hierfür neben einer EE-Eigenstromversorgung der Fahrzeuge vor allem die Verwendung hochwertiger Ökostromprodukte für den Fahrstrom in Frage. Allerdings ist keines der marktgängigen Produkte in der Lage, eine entsprechende Strommenge aus Neuanlagen bereitzustellen. Auch Investitionen anderer Akteure, z.B. der Fahrzeughersteller, in zusätzliche, außerhalb der staatlichen Förderung betriebene EE-Kapazitäten sind grundsätzlich möglich. Einer Realisierung eines erhöhten Klimavorteils auf diesem Wege steht allerdings entgegen, dass dies auf das nationale EE-Ausbauziel sämtlichen

in Deutschland erzeugten EE-Stroms angerechnet wird. Ein verstärkter Ausbau durch Akteure der Elektromobilität würde somit lediglich zur Erreichung des festgelegten Ziels beitragen und die Notwendigkeit anderer Ausbaumaßnahmen, z.B. über das EEG reduzieren. Damit die genannten Mechanismen Wirkung entfalten können, müssten deshalb als zweite Maßnahme die realisierten zusätzlichen EE-Strommengen explizit von der Anrechnung auf das Ausbauziel für EE-Strom ausgenommen werden. Wird keine solche Regelung getroffen, so würden die ambitionierten Akteure der Elektromobilität lediglich einen überproportionalen finanziellen Beitrag zum bereits festgelegten Ausbauziel für EE leisten.

In der individuellen Perspektive der Fahrzeugnutzer spielt dagegen die Zuordnung von verschiedenen Quellen der Stromerzeugung zu den Endkunden im Rahmen der Stromkennzeichnung eine Rolle. Als nicht nach dem EEG privilegierte Stromverbraucher erhielten die Verbraucher von Fahrstrom bereits im Jahr 2015 einen Anteil von 45,5 % EE-Strom zugeordnet, der nach dem EEG gefördert wurde. Dieser relativ hohe Anteil begründet sich durch den überproportionalen Anteil der nicht privilegierten Verbraucher an der Finanzierung der Zusatzkosten des EEG. Der EEG-Anteil am Fahrstrom wird sich bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf ca. 75 % erhöhen. Über diesen durch gesetzliche Regelungen festgelegten EE-Anteil hinaus können die Nutzer von Elektrofahrzeugen ihren Fahrstrom durch die Wahl eines Ökostrom-Produkts auch zu 100 % aus EE beziehen.

In der Systemperspektive, die letztlich für alle Akteure handlungsleitend sein sollte, kommt es dagegen darauf an, ob eine zusätzliche EE-Stromerzeugung realisiert wurde. Aus diesem Grund sollten Nutzer von Elektrofahrzeugen hochwertigen Ökostrom als Fahrstrom wählen, der zum Ausbau der EE-Stromerzeugung beiträgt und somit einen Beitrag zur weiteren Verbesserung der Klimabilanz der Elektromobilität leistet.

Summary

A main driver for the introduction of electric mobility is the demand for a reduction of greenhouse gas (GHG) emissions in the transport sector. The assessment of the “climate friendliness” of electric vehicles is directly connected with the question how the required electricity is generated. The project „Wissenschaftliches Analyse- und Dialogvorhaben zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität“¹ therefore examines the general framework of power generation for electric vehicles and its today’s and future impact on the carbon footprint of electric mobility.

Two perspectives should be distinguished when evaluating the effects of electric mobility on greenhouse gas (GHG) emissions. At a higher level, the system perspective can be taken, which asks which changes occur in the overall system of energy supply and mobility due to the introduction of electric vehicles. For single actors, their individual perspective as users of a vehicle can be relevant. This perspective asks about the effects which can be allocated to this individual user. For a societal assessment of the concept of e-mobility and also as a measure for the evaluation of courses of individual action, the system perspective should always be used. It is showing the actual effects of e-mobility.

In order to assess the effects of e-mobility on greenhouse gas (GHG) emissions, a number of policies have to be taken into account. This comprises, among others, the national targets for the expansion of renewable energies, the EU emission trading scheme (EU-ETS) and the renewable energy law of Germany (EEG), including its financing mechanism through the “EEG surcharge” paid by consumers of electricity. For the analysis carried out in this study, it was assumed that these policies will not be changed substantially. If such changes occur, then the conclusions of the analysis would have to be verified again.

The analysis of electricity products for e-mobility shows a number of offers for charging vehicles at home or - for commercial vehicles - at the company site. Quite often, these products are also advertised for the electricity supply of private households. Many of the electricity products for e-mobility are based on electricity from renewable energy sources (RES-E), but only few of them show a high quality which ensures an expansion of RES-E generation. There is not much reliable information on the origin of electricity distributed by public or semi-public charging points. So far, smart charging is not a relevant feature in the e-mobility market.

Although the numbers of new licenses per year are growing, the stock of electric vehicles still represents only a niche in the overall car market, with currently some 60.000 vehicles on the road in Germany. Because of different technical features, such as electric driving range and charging time, and the limited availability of charging infrastructure, electric vehicles show a lower average mileage per year than conventional vehicles. So far, owners of electric vehicles are using renewable energy offers more often than other consumers of electricity, either through green power products or based on self-produced RES-E. Corresponding to the current low number of electric vehicles, their total electricity consumption is estimated at 150 GWh per year, which represents only a small share of total electricity demand in Germany (0,03 %).

As the market share of e-mobility grows, part of the potential of smart charging will have to be used in some distribution grids in order to support a higher penetration of electric vehicles without reinforcing the grid. In principle, flexible charging of electric vehicles could help to buffer peaks of local RES-E generation. However, this is limited at least in distribution grids close to city centres by

¹ “Scientific analysis and discussion project to ensure the climate benefit of electromobility”

the different patterns of vehicles usage and local RES-E generation over time, which is mostly dominated by photovoltaics. In case of surplus RES-E generation on a regional level, e.g. curtailed production from wind, electric vehicles can play a supporting role. However, this role is still limited by the capacity of the local distribution grids.

The effects of e-mobility on the electricity system were analysed based on an exemplary scenario. This analysis was performed with a power plant dispatch model, which accounts for the bottlenecks in the transmission grid. In the scenario, 4,8 million BEVs are assumed for the year 2030. The majority of these vehicles will be hybrids, which have a combustion engine in addition to the electric motor. The transport performance and the regional distribution of vehicles were set based on the official governmental transport demand forecast (Verkehrsverflechtungsprognose 2030).

The model exercise also took into account the interaction between the electricity demand, which will be growing due to e-mobility, and the national target for the expansion of RES-E generation, which is laid down in the renewable energy law (EEG). Because this target is set as a minimum percentage of the electricity demand, an increased demand will require a higher absolute level of RES-E generation for meeting the target. Besides this, the model analysed, to which extent electric vehicles will be able to use RES-E generation surpluses, which otherwise would have been curtailed. The model results show that the effect of the “automatic” increase in RES-E generation due to the target definition is much larger than the potential for integrating excess RES-E. As a result of this scenario, whose parameters were defined quite optimistic from the point of view of carbon benefits of e-mobility, the total emissions of the mobility and electricity sectors were reduced by 3,1 to 3,7 Mt CO₂ in the year 2030. The higher value relates to an assumption that the charging of all electric vehicles is fully flexible and system-oriented. It must be noted that these results apply to Germany and are not transferable to other countries, which have not set long-term targets for the expansion of RES-E generation in the form of minimum shares of electricity demand.

Electric vehicles provide a benefit in GHG emissions in today's energy system. In the medium term and under the expected framework conditions they can provide a larger and more relevant contribution to climate protection. The assessment of the scenario for the year 2030 shows that for each tonne of CO₂ which is additionally produced in the energy sector, two tonnes of CO₂ can be mitigated in the transportation sector. Considering the claim for carbon neutrality by the above-mentioned stakeholders this scenario clarifies that e-mobility is far from reaching carbon neutrality. Similarly, the ecological target defined by the national platform for e-mobility (NPE) to cover the electricity demand of all electric vehicles by additional RES-E generation which is not taken away from other sectors of demand (Nationale Plattform Elektromobilität 2014, S. 32–33, 2011, S. 34), is missed in this scenario. In this context, the project additionally investigates how to further reduce GHG emissions and how to potentially reach carbon neutrality even before the German power generation is fully converted to renewable energies.

The EU emissions trading scheme (EU-ETS) will not be able to ensure a carbon benefit of e-mobility in the foreseeable future. This is due to the large surplus of emission rights, which has saturated the carbon market. Most likely, the removal of this surplus will take until the year 2030. Whether or not additional emissions, which occur in the next years due to the electricity demand of e-mobility, will be balanced out in the period after 2030, depends on the political decisions on the ETS reform and is currently not known.

As long as the electricity consumption of electric vehicles is not privileged under the EEG, and thus has to pay the EEG surcharge, the users of e-mobility contribute to financing the expansion of

RES-E generation. In addition they take over part of the EEG cost for the privileged industrial consumers and thus reduce the cost carried by other non-privileged consumers.

In principle it would be possible to realise additional RES-E generation and thus additional carbon benefits for e-mobility on top of the effects of the EEG and the national RES-E targets. In order to reach carbon neutrality in a system perspective, two conditions would have to be met: Firstly, the electricity demand of electric vehicles would have to be covered completely by additional RES-E generation. Besides self-generated RES-E, this could be achieved through the use of high-quality green power products. However, none of the products currently available on the market would be able to ensure the required share of additional RES-E generation. Direct investments by other actors, such as car manufacturers, in additional RES-E generation capacity operated outside of public support schemes would be possible, too. However, this path of raising the carbon benefit of e-mobility is hampered by the fact that all RES-E generation in Germany will contribute to meeting the national target for RES-E generation. Thus, an increase in RES-E generation, triggered by e-mobility actors, would contribute to meeting the set target and would in the end reduce the efforts needed by other means, e.g. through the EEG. Therefore, as a second condition, the realised additional RES-E generation would have to be excluded from contributing to the national RES-E target in order to allow the mechanisms described above to have additional effect. If no such measure is taken, then ambitious e-mobility actors would only take on a disproportional share of the cost of meeting the national target.

In contrast to this, the individual perspective of users of electric vehicles can be based on the allocation of different sources of electricity generation to final consumers according to the rules of electricity disclosure. In the year 2015, a share of 45,5 % of RES-E supported under the EEG law was allocated to all consumers of electricity in Germany, which were not privileged according to the EEG. This quite high share is related to the disproportional part of the extra cost of the EEG system, which is borne by the non-privileged consumers. The share of RES-E supported by the EEG in the electricity supplied to electric vehicles will most likely increase to approximately 75 % by the year 2030. By choosing a green energy product, consumers can increase their green energy share from this level up to 100 %.

In a system perspective, which should be the relevant measure for the evaluation of all courses of action, it is only relevant whether additional RES-E generation has been created or not. Therefore, users of electric vehicles should choose ambitious green electricity products for charging their cars, which contribute to the expansion of RES-E generation and thus help to increase the carbon benefit of e-mobility.

1. Hintergrund und Zielstellung

1.1. Hintergrund

Der Ausbau der batterieelektrischen Mobilität (Elektromobilität) stellt eine wesentliche Säule der Strategie der Bundesregierung zur Minderung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) im Verkehrssektor dar. Durch den Ersatz von mit fossilen Energien betriebenen verbrennungsmotorischen Fahrzeugen durch Elektrofahrzeuge, die perspektivisch zu immer größeren Anteilen mit erneuerbaren Energien (EE) betrieben werden, können die klimarelevanten Emissionen der Mobilität aller Voraussicht nach signifikant gesenkt werden.

Allerdings sind die Wechselwirkungen der Elektromobilität mit dem Stromsektor durchaus komplex. Lokal entstehen durch die Nutzung elektrischer Antriebe keine THG-Emissionen; die Erzeugung des genutzten Stroms ist jedoch in Abhängigkeit von der Situation im System der Stromerzeugung mit Emissionen verbunden. Weit verbreitet ist die Vision, dass flexibel gesteuerte Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge helfen können, die im Stromsektor zeitweise auftretenden Überschüsse des Angebots fluktuierender EE wie Windkraft und Photovoltaik zu nutzen und somit emissionsfreien Strom für die Elektromobilität verfügbar zu machen. Noch weitergehende Visionen gehen davon aus, dass Elektrofahrzeuge, sofern sie mit dem Stromnetz verbunden sind, durch einen flexiblen Einsatz als Energiespeicher mit Rückspeisung in das Stromnetz zum stabilen Betrieb eines Stromsystems beitragen können, das zu hohen Anteilen durch fluktuierende EE gekennzeichnet ist.

In der derzeitigen Phase der Markteinführung der Elektromobilität spielen zudem die Möglichkeit zum Bezug von Ökostrom für das Laden der Elektrofahrzeuge und eine vollständige Klimaneutralität der Elektromobilität sowohl in der politischen Diskussion wie auch in der Kommunikation von Fahrzeug- und Stromanbietern eine große Rolle.

1.2. Projektziele und Vorgehensweise

Im Rahmen des Analyse- und Dialogvorhabens zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität wurden die Wirkung der Elektromobilität auf die Treibhausgas-Emissionen von Verkehrs- und Stromsektor sowie die dabei auftretenden ökonomischen Verteilungseffekte bewertet. Ziel war es, durch diese Analysen das Klimaschutzpotenzial der Elektromobilität aufzuzeigen und Möglichkeiten zur Nutzung dieses Potenzials zur Diskussion zu stellen. Neben der Analyse durch das Forschungsteam des Öko-Instituts stand dabei die intensive Diskussion mit relevanten Stakeholdern im Mittelpunkt, in der neben den analytischen Ergebnissen vor allem offene Handlungsfelder und -optionen für die Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität aufgegriffen wurden.

Hierzu wurden vier ganztägige Workshops mit ca. 15 Interessensvertretern aus Automobilindustrie, Stromwirtschaft sowie Verbänden aus den Feldern Mobilität, Umwelt- und Verbraucherschutz durchgeführt (siehe die Teilnehmerliste im Anhang). Zudem wurden Telefoninterviews mit ausgewählten Vertretern aus der Stakeholdergruppe durchgeführt, um deren Positionen und Einschätzungen vertieft in den Diskussionsprozess zurückspiegeln zu können.

Im vorliegenden Abschlussbericht werden die Ergebnisse beider Elemente des Vorhabens dargestellt, die wissenschaftliche Analyse durch das Öko-Institut und der Stakeholder-Diskurs. Dabei konnte es nicht darum gehen, dass alle beteiligten Akteure zum Abschluss des Vorhabens identische Einschätzungen vertreten. Vielmehr war es das Ziel des Vorhabens, eine intensive

Diskussion zu fördern und dabei soweit wie möglich gemeinsam getragene Ergebnisse und Positionen aufzuzeigen sowie die Hintergründe divergierender Einschätzungen transparent zu machen.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Analyse wurden folgende Schwerpunkte bearbeitet:

- In einer Marktanalyse wurden der heutige Bedarf an Fahrstrom für die Elektromobilität sowie die eingesetzten Stromprodukte erhoben und analysiert.
- Die wesentlichen Aspekte der Interaktion zwischen der Elektromobilität und dem Stromsektor wurden zum einen durch eine Analyse der wesentlichen energie-wirtschaftlichen Zusammenhänge und politischen Regulierungen und eine Modellierung von zwei Szenarien zur Interaktion der Elektromobilität mit dem überregionalen System der Stromversorgung im Zeitraum bis zum Jahr 2030 untersucht. Ergänzend wurde ein Überblick über die Wechselwirkungen der Elektromobilität mit den regionalen Verteilnetzen erstellt.
- Basierend auf den vorgenannten Ergebnissen wurde eine Analyse zum Handlungsbedarf für die Sicherung bzw. Erhöhung des Klimavorteils der Elektromobilität sowie über die wichtigsten Handlungsmöglichkeiten erstellt.

Jeder der genannten Schwerpunkte wurde mit den Teilnehmern des Stakeholder-Diskurses diskutiert. Im Austausch mit den Stakeholdern stand die Frage des Handlungsbedarfs und der Handlungsoptionen für eine Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität im Mittelpunkt, so dass dieser Aspekt in dem hier vorliegenden Abschlussbericht vertieft dargestellt ist.

2. Rahmenbedingungen für die Wirkung der Elektromobilität auf den Klimaschutz

Die Elektromobilität wird häufig unmittelbar mit Emissionsfreiheit und Klimaneutralität verbunden. Eine genauere Analyse zeigt jedoch, dass diese beiden Ziele durch die Interaktion von Elektrofahrzeugen mit dem Stromsektor und den dort potentiell entstehenden Emissionen nicht sichergestellt sind (Hacker et al. 2011). So betont beispielsweise die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), dass es zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität notwendig ist, zusätzlichen EE-Strom, welcher nicht anderen Bereichen entzogen wurde, für den Fahrstrombedarf bereitzustellen (Nationale Plattform Elektromobilität 2014, S. 32–33). Das angestrebte Niveau des Klimavorteils wird dabei nicht genannt. In einem früheren Bericht der NPE (Nationale Plattform Elektromobilität 2011, S. 34) wird sogar von einer vollständig zusätzlichen regenerativen Strombereitstellung bis zum Jahr 2020 gesprochen. Wie und ob die Elektromobilität diesen genannten Ansprüchen gerecht werden kann, hängt auch von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab.

Nachfolgend werden die wichtigsten Aspekte der Interaktion der Elektromobilität mit dem System der Stromversorgung im Hinblick auf die wichtigsten regulatorischen Rahmenbedingungen in knapper Form dargestellt. Eine weitergehende Diskussion einiger Aspekte erfolgt in den folgenden Kapiteln dieses Berichts, eine zusammenfassende Bewertung wird in Kapitel 5.1 vorgenommen.

- Der **EU-Emissionshandel (EU-ETS)** definiert eine im Zeitverlauf degressive Obergrenze für die CO₂-Emissionen der Wirtschaftssektoren und Anlagen, die von diesem System erfasst sind. Hierzu gehört die Stromerzeugung (mit Ausnahme von Kleinanlagen), nicht jedoch der Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs. Unter idealen Rahmenbedingungen würde der EU-ETS deshalb dazu führen, dass eine Verschiebung der Nutzung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor hin zu Fahrzeugen mit einem aus dem Stromnetz gespeistem Elektromotor zu deutlichen Emissionsminderungen führt. Durch die zusätzliche Stromnachfrage der

Elektrofahrzeuge könnten zwar der Einsatz von fossilen Kraftwerken und damit die Treibhausgas-Emissionen dieser Anlagen in einem gewissen Umfang ansteigen. Die so erhöhte Nachfrage nach Emissionsrechten würde jedoch angesichts eines politisch fixierten Angebots zu einem höheren Preis der Emissionsrechte führen. Dieser würde sich in einem idealen System so einstellen, dass hierdurch im Stromsektor selbst oder in anderen dem EU-ETS unterliegenden Sektoren Emissionsreduktionen mobilisiert werden, die die Mehremissionen fossiler Kraftwerke aufgrund der Elektromobilität wieder ausgleichen. Im Ergebnis wären die Emissionen im EU-ETS nach der Einführung der Elektromobilität genauso hoch wie vorher, die direkten Emissionen im Bereich des motorisierten Individualverkehrs (MIV), die nicht dem EU-ETS unterliegen, wären auf Grund des vermiedenen Einsatzes fossiler Kraftstoffe dagegen niedriger. Somit hätte die Einführung der Elektromobilität zweifellos einen deutlichen Klimavorteil.

In der Praxis ist das System des EU-ETS jedoch komplexer und unterliegt einer Vielzahl von politischen Feinsteuern, die die vorstehend beschriebene Wirkung des idealen Mechanismus in Frage stellen (Öko-Institut e.V. und Prognos 2017). Hierbei ist insbesondere der aktuell bestehende erhebliche Überschuss an verfügbaren Emissionsrechten zu nennen, der für die aktuelle Handelsperiode bis 2020 auf mindestens 2 Mrd. t CO₂ geschätzt wird. Aufgrund dieses Überschusses liegt der Preis für Emissionsrechte dauerhaft bei deutlich unter 10 EUR/t CO₂. Im Falle einer zusätzlichen Stromnachfrage durch die Elektromobilität stehen dem Stromsektor somit große Mengen kostengünstiger Emissionsrechte zur Verfügung. Ein Preisanstieg auf ein Niveau, das automatisch zu entsprechenden Emissionsminderungen an anderer Stelle führt, ist zumindest kurzfristig nicht zu erwarten.

Um die aktuell vorhandenen Überschüsse an Emissionsrechten im Markt zu begrenzen, wurde eine Marktstabilitätsreserve (MSR) im EU-ETS eingeführt, die einen Teil der Emissionsrechte der aktuellen Handelsperiode aus dem Markt nimmt und diese zu einem späteren Zeitpunkt dem Markt wieder zuführen soll. Die Einlagerung von Emissionsrechten in der MSR erfolgt in Abhängigkeit des beobachteten Überschusses dieser Rechte. Dies führt dazu, dass auch über das Ende der laufenden Handelsperiode im Jahr 2020 hinaus die Zahl der zur Verfügung stehenden Emissionsrechte weitgehend unabhängig von den tatsächlich auftretenden Emissionen ist. Im Stromsektor auftretende Mehremissionen werden daher in diesem Zeitraum nicht durch Emissionseinsparungen an anderer Stelle ausgeglichen, sondern führen lediglich zu einer geringeren Anzahl an Emissionsrechten in der MSR. Ein Ausgleich von Mehremissionen könnte auf diesem Wege zeitlich versetzt entstehen, wenn die in der MSR gelagerten Emissionsrechte in einer künftigen Handelsperiode wieder in den Markt zurückgegeben werden sollen und zu diesem Zeitpunkt eine Knappheit besteht. Allerdings wird derzeit diskutiert, ob Teile der in der MSR gelagerten Emissionsrechte dauerhaft aus dem Markt entfernt werden sollen. Hierzu liegen verschiedene Vorschläge vor. Ob der EU-ETS aktuell entstehende Mehremissionen aufgrund des Strombedarfs der Elektromobilität zu einem späteren Zeitpunkt wieder ausgleichen wird, hängt somit wesentlich von der langfristigen Knappheitssituation im Emissionshandel und den hiermit verbundenen politischen Entscheidungen zur weiteren Ausgestaltung des EU-ETS ab. Ein solcher Ausgleich ist also nicht in dem Maße sichergestellt wie es das ideale System vermuten ließe.

Sowohl auf nationaler Ebene in Deutschland wie auch auf EU-Ebene wurden **politische Ziele für den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien** festgelegt. Diese Ziele sind als prozentualer Anteil am Energiebedarf insgesamt bzw. im jeweiligen Sektor festgelegt. So liegt das in § 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festgelegte Ziel für die Stromerzeugung aus EE in Deutschland für das Jahr 2025 bei 40 - 45 % und für das Jahr 2035 bei 55 - 60 % des Strombedarfs. Dies hat im Zusammenhang mit dem Ausbau der Elektromobilität folgende wesentliche Effekte:

- Der zusätzliche Strombedarf der Elektromobilität führt dazu, dass sich die Bezugsgröße des prozentualen Ausbauziels vergrößert. Dementsprechend muss zur Erreichung des Ziels eine größere absolute Menge an Strom aus EE erzeugt werden. Dies kann so interpretiert werden, dass ein Anteil des zusätzlichen Strombedarfs in Höhe des prozentualen EE-Ziels „automatisch“ aus EE bereitgestellt werden muss. Faktisch würde dies z.B. dazu führen, dass bei den Ausschreibungen für neue EE-Stromerzeugungsanlagen im Rahmen des EEG eine höhere Leistung ausgeschrieben werden müsste.

Aufgrund des als Bandbreite definierten Ziels für den Ausbau der EE-Stromerzeugung für die Jahre 2025 und 2035 gilt dies genau genommen nur dann, wenn im Referenzfall ohne Elektromobilität das untere Ende des Zielkorridors etwa erreicht und nicht bereits wesentlich überschritten wird. In diesem Fall führt eine Erhöhung der gesamten Stromnachfrage durch die Elektromobilität dazu, dass der Quotient aus EE-Stromerzeugung und Stromnachfrage unter den Zielwert sinkt und daher ein verstärkter EE-Ausbau erforderlich wird. Falls die untere Bandbreite des Zielkorridors dagegen im Referenzfall bereits deutlich übertroffen wird, würde ein zusätzlicher Strombedarf nicht zu einer größeren EE-Stromerzeugung führen.

- Ein weiterer Effekt dieser Form der Zieldefinition ist, dass die gesamte EE-Stromerzeugung in Deutschland als Beitrag zur Erfüllung des Ausbauziels angerechnet wird. Dies gilt unabhängig davon, ob die Erzeugungsanlagen durch das EEG gefördert wurden oder nicht. Auch Anlagen, die durch gewerbliche oder private Verbraucher zur Eigenerzeugung von EE-Strom betrieben werden, tragen zur Erreichung des Ausbauziels bei, sofern sie statistisch erfasst werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass es z.B. für Anbieter anspruchsvoller Ökostromprodukte ggf. nicht möglich ist, einen über das im EEG definierte Ziel hinausgehenden Ausbau der EE-Stromerzeugung herbei zu führen. Da ähnlich definierte Ausbauziele auch in anderen europäischen Ländern sowie für die EU als Ganzes gelten, wird die faktische Wirkung des Ökostrommarkts auf den Ausbau der erneuerbaren Energien unter Umständen deutlich begrenzt. Eine außerhalb der staatlichen Förderung betriebene EE-Anlage, die anstelle des EEG durch die Kunden eines Ökostromprodukts finanziell gefördert wird, führt in diesem Fall dazu, dass das Volumen der EE-Ausschreibungen im EEG reduziert werden kann. Dies bedeutet letztlich nur, dass die Kunden des Ökostromprodukts der Allgemeinheit der Stromverbraucher in Deutschland einen Teil der Mehrkosten für den EE-Ausbau abnehmen, die gesamte EE-Erzeugung erhöht sich dabei nicht. Allerdings gilt dies - analog zum vorstehend diskutierten Effekt - bei den als Bandbreiten festgelegten Ausbauzielen für die Jahre 2025 und 2035 nur dann, wenn im Referenzfall ohne Elektromobilität die untere Bandbreite des EE-Zielkorridors nicht wesentlich überschritten wird.

Weil diese Wirkung der politischen Ausbauziele für EE-Strom, einen durch freiwillige Beiträge erzielten EE-Ausbau durch geringere Fördermengen im EEG auszugleichen, wegen der definierten Zielkorridore schwer vorhersagbar und durch die Fahrzeugnutzer und anderen Akteure aus dem Bereich der Elektromobilität auch nicht beeinflussbar ist, wird sie in der weiteren Analyse im Rahmen dieses Vorhabens weitgehend vernachlässigt. Es wird also untersucht, inwieweit im Kontext der Elektromobilität eine zusätzliche Stromerzeugung aus EE realisiert wird.

Um zu vermeiden, dass eine durch die Elektromobilität oder durch andere Ökostromkunden bewirkte zusätzliche EE-Stromerzeugung durch reduzierte Ausschreibungsmengen im EEG ausgeglichen und somit das Engagement privater Akteure jenseits des EEG konterkariert wird, sollte die Definition des politischen EE-Ausbauziels hinsichtlich der Anrechnung von neu geschaffener EE-Erzeugung außerhalb des EEG überprüft werden.

- Der **Finanzierungsmechanismus des EEG** über die EEG-Umlage unterscheidet zwischen privilegierten Letztverbrauchern von Strom und nicht privilegierten Verbrauchern. Die privilegierten Letztverbraucher zahlen gemäß der „besonderen Ausgleichsregelung“ des EEG eine deutlich reduzierte EEG-Umlage. Dementsprechend müssen die nicht privilegierten Letztverbraucher eine überdurchschnittlich hohe Umlage bezahlen. Diese Differenzierung wird damit begründet, dass bestimmte stromkostenintensive Unternehmen vor einer Konkurrenz aus dem Ausland geschützt werden sollen, die keine vergleichbaren Umlagen bezahlen muss. Nutzer von Elektrofahrzeugen gehören im Regelfall zu den nicht privilegierten Letztverbrauchern.

Aufgrund der unterschiedlichen Anteile an der Finanzierung der Kosten des EEG kann den nicht privilegierten Letztverbrauchern ein höherer Anteil an der EEG-Strommenge zugerechnet werden als es dem Durchschnitt im deutschen Strommarkt entspricht. Dem Grundsatz der Zahlungsgerechtigkeit folgend wird den Zahlern der vollständigen EEG-Umlage in ihrer Stromkennzeichnung ein entsprechend überproportionaler Anteil an erneuerbaren, durch das EEG geförderten Strom zugerechnet. Im Jahr 2015 lag dieser Anteil bereits bei 45,5 %, während der Anteil des EE-Stroms am Bruttostromverbrauch im bundesweiten Durchschnitt bei 31,5 % lag (BMW 2016). Bei dem aktuell absehbaren weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG 2017 und bei Fortschreibung der aktuellen Regelungen zur Privilegierung im Rahmen des EEG ergibt sich aus den Modellrechnungen im Rahmen dieses Vorhabens im Jahr 2030 ein Anteil des EEG-Stroms in der Stromkennzeichnung für nicht-privilegierte Verbraucher in Höhe von ca. 75 %.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass für diese Überlegungen ebenso wie bei der vorstehenden Diskussion zu den Auswirkungen der Ziele für den EE-Ausbau davon ausgegangen wurde, dass das EEG mit seinen wesentlichen Elementen in seiner heutigen Form dauerhaft fortbesteht. Dies ist jedoch keineswegs gesichert. Sollten die Ausbauziele für EE-Strom oder das Fördersystem grundsätzlich verändert werden, dann wären die Auswirkungen auf die Klimawirkung der Elektromobilität neu zu bewerten.

- Über die durch das EEG geförderten Strommengen hinaus können sich Stromverbraucher durch die Wahl eines Ökostrom-Produkts einen weiteren Anteil von EE-Strom zurechnen lassen. Der **Markt für Ökostrom** basiert auf einem bilanziellen System zur Erfassung der aus EE erzeugten Strommengen und deren Zuordnung zu bestimmten Verbrauchern, den sogenannten Herkunftsnachweisen. Allerdings führt der Bezug von Strom im Rahmen eines Ökostrom-Produkts im Regelfall nicht zu einer Erhöhung der gesamten Stromerzeugung aus EE: In Europa besteht ein Angebot an EE-Strom, das deutlich oberhalb der von Ökostromkunden nachgefragten EE-Strommenge liegt. Dementsprechend liegen die Preise für die Herkunftsnachweise im europäischen Großhandel bei nur einem Bruchteil des Wertes des physikalischen Stroms. Insofern führt eine Ausweitung der Nachfrage nach Ökostrom nicht notwendigerweise zum Bau von zusätzlichen EE-Anlagen (siehe Kapitel 3.1.3. und Seebach und Timpe 2016). Zudem sind, wie bereits oben dargestellt, die politischen Ausbauziele für EE-Strom derzeit so definiert, dass sie faktisch wie Obergrenzen der EE-Erzeugung wirken, an denen auch der Bezug von Ökostrom nichts ändern kann. Unabhängig davon ist es durch Ökostrom möglich, dass sich einzelne Verbraucher bestimmte aus EE erzeugte Strommengen zurechnen können. Dies führt ggf. dazu, dass andere Stromverbraucher in ihrer Stromkennzeichnung einen entsprechend geringeren EE-Anteil ausgewiesen bekommen.
- Die Möglichkeiten der gezielten **Nutzung von überschüssigen EE-Strommengen**, die nicht in das System der Stromversorgung integriert werden können, sind aller Voraussicht nach begrenzt. Zunächst wird die Flexibilität bei der Ladung (und ggf. Entladung) von

Elektrofahrzeugen während deren Verbindung zum Stromnetz künftig zumindest teilweise dafür benötigt werden, das gleichzeitige Laden einer größeren Anzahl von Fahrzeugen innerhalb eines Verteilnetzes oder im überregionalen Netz und die hieraus entstehende Überlastung der Netze zu vermeiden (Schierhorn und Martensen 2015). Bei der Nutzung von darüber hinaus bestehenden Flexibilitäten sind verschiedene Typen von EE-Überschüssen zu unterscheiden, deren Nutzungsmöglichkeiten an dieser Stelle nur kurz qualitativ eingeordnet werden sollen.

- Derzeit bestehen relevante Überschussmengen an EE-Strom vor allem aufgrund von Engpässen im regionalen oder überregionalen Stromnetz. Die Netzbetreiber arbeiten jedoch intensiv daran, Netzengpässe sowohl in den Verteilnetzen wie auch im Übertragungsnetz zu beseitigen. Daher ist davon auszugehen, dass das Volumen an EE-Überschüssen mittelfristig trotz weiter steigender EE-Stromerzeugung zurückgeht.
- Bei hohen Anteilen von EE-Erzeugung in Verteilnetzen könnten Elektrofahrzeuge dazu beitragen, EE-Erzeugungsspitzen zu speichern. Allerdings sind die urbanen Netze, in denen Elektrofahrzeuge überwiegend angeschlossen sind, vor allem durch die Einspeisung von Photovoltaik geprägt, deren Erzeugungsspitze um die Mittagszeit liegt. Zwischen dieser Erzeugungsspitze und dem Zeitraum, in dem Elektrofahrzeuge mit dem Netz verbunden sind und am Lastmanagement teilnehmen können, gibt es jedoch nur begrenzte Überschneidungen, da viele Fahrzeuge tagsüber genutzt werden und daher nicht am Wohnort der Nutzer stehen (Schierhorn und Martensen 2015).
- Längerfristig wird es bei weiterem Ausbau der Stromerzeugung aus EE auch zu überregionalen EE-Überschüssen kommen, die nicht durch Netzengpässe verursacht sind. Solche Überschüsse könnten durch Elektrofahrzeuge in dem Maße genutzt werden, wie dies aufgrund der Netzkapazitäten, der zeitlichen Überschneidung mit der Netzverbindung der Fahrzeuge und den Ladestrategien der Fahrzeuge vereinbar ist. Allerdings bestehen zum Umgang mit diesen Überschüssen viele unterschiedliche, letztlich miteinander konkurrierende Konzepte. So kann ein verstärkter Ausbau der Übertragungsnetze es ermöglichen z.B. in Deutschland zeitweilig anfallende Überschüsse in andere Länder zu transportieren, um dort zeitgleich betriebene fossile Kraftwerke zu verdrängen. Weiter können stationäre Energiespeicher oder Flexibilitäten der Stromverbraucher eingesetzt werden, um die EE-Überschüsse zu verwenden. Darüber hinaus stehen verschiedene andere Konzepte zur Verwendung von EE-Überschussstrom zur Verfügung, wie Power-to-Heat, Power-to-Gas und weitere hierauf aufbauende Prozesse der Rückverstromung und der energetischen oder stofflichen Verwendung. Letztlich wird in einem Gesamtkonzept für das System der Stromversorgung und dessen Integration mit den Sektoren Mobilität und Wärme sowie ggf. weiteren Sektoren zu entscheiden sein, durch welche Verfahren EE-Überschüsse optimal genutzt werden und welchen Anteil batterieelektrische Fahrzeuge dabei haben sollen.

Aufgrund der komplexen Interaktionen der Elektrofahrzeuge mit dem Stromsektor hat es sich im Laufe des Vorhabens als hilfreich erwiesen, bei der Bewertung der Elektromobilität zwischen zwei Perspektiven zu unterscheiden:

- Die **Systemperspektive** betrachtet die Effekte der Elektromobilität von einem übergeordneten Standpunkt aus. Relevant ist hierbei der gesamte Effekt der Elektromobilität auf die Stromerzeugung aus verschiedenen Energieträgern und die entstehenden Emissionen. Dabei können wiederum zwei alternative Betrachtungsweisen angewendet werden, die Durchschnittsbetrachtung und die Grenzbetrachtung (vgl. hierzu die Einführung zu Kapitel 4).
- Die **individuelle Perspektive der Fahrzeugnutzer** bewertet die Effekte der Elektromobilität dagegen vom Standpunkt des einzelnen Nutzers aus. Hierbei spielen z.B. die individuelle Zuordnung der durch das EEG geförderten Strommengen auf die Verbrauchergruppen und die

individuelle Allokation von EE-Strom bei Bezug von Ökostrom eine Rolle. Beide Effekte sind für die Systemperspektive nicht relevant.

Für die politische Bewertung des Effekts der Elektromobilität auf die Klimaschutzziele sollte ausschließlich die Systemperspektive ausschlaggebend sein, denn diese gibt Auskunft über die letztlich bewirkten Veränderungen. Aus dem gleichen Grund sollte die Systemperspektive auch der Maßstab für die Bewertung von Handlungsmöglichkeiten einzelner Akteure sein. Die individuelle Perspektive stellt eine zusätzliche, persönliche Betrachtungsebene einzelner Fahrzeugnutzer dar, die jedoch ausblendet, ob die vorgenommene Zuordnung z.B. von EE-Strom nur auf einer Umverteilung bereits bestehender Erzeugungsmengen zwischen verschiedenen Kundengruppen basiert oder ob eine zusätzliche EE-Erzeugung und damit eine Umweltentlastung realisiert wurde (vgl. hierzu Kapitel 3.1.1 und 3.1.3).

Bei der Diskussion der Klimawirkung der Elektromobilität sollte immer klar unterschieden werden, aus welcher der genannten Perspektiven heraus die Betrachtung jeweils erfolgt. Demnach darf z.B. ein Bezug von Ökostrom in der Systemperspektive nur insoweit eine Rolle spielen, als dieser zu einer Erhöhung der insgesamt aus EE erzeugten Strommenge führt.

3. Analyse der Fahrstromangebote und -nachfrage der Elektromobilität

3.1. Analyse der Fahrstromangebote

3.1.1. Hintergrund und Vorgehen

Mit der steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen in Deutschland hat sich auch ein spezieller Endkundenmarkt für Fahrstromangebote zum Laden von Elektrofahrzeugen zuhause oder an öffentlicher Ladeinfrastruktur entwickelt. Die Qualität des Stroms der zur Ladung von Elektrofahrzeugen genutzt wird kann die ökologische Bewertung der Elektromobilität beeinflussen. Aus der Systemperspektive ist hierbei entscheidend, ob der Fahrstrombezug der Elektrofahrzeuge mit einer zusätzlichen EE-Erzeugung verbunden ist. Hierbei ist nicht zwingend erforderlich, dass die Fahrzeuge direkt bilanziell mit zusätzlich erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien versorgt werden. Entscheidend ist, ob mit der Fahrstromnachfrage eine zusätzliche EE-Erzeugung verbunden ist oder angereizt wird. Darüber hinaus besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit über andere Mechanismen eine zusätzliche Erzeugung von EE-Strom sicherzustellen (z.B. Ausbau-Initiativen von Fahrzeugherstellern oder Kunden).

Aus der individuellen Perspektive der Fahrzeugnutzer stellt der Strombezug zur Ladung der Elektrofahrzeuge eine direkte nachvollziehbare Verbindung zur Fahrstromversorgung und zur Bewertung der ökologischen Qualität der Elektromobilität dar. In der für die politische Bewertung der Elektromobilität relevanten Systemperspektive bedeutet jedoch ein Bezug von EE-Strom zur Ladung von Elektrofahrzeugen in Deutschland unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht, dass durch diesen Strombezug ein Beitrag zur zusätzlichen EE-Erzeugung geleistet und der Klimavorteil der Elektromobilität erhöht wird. Grund hierfür ist ein im Vergleich zur Kundennachfrage nach EE-Strom enormes Überangebot von EE-Erzeugung im europäischen Strommarkt. Hierdurch bewirkt eine explizite Nachfrage nach EE-Strom in den meisten Fällen nur eine Umverteilung von bestehenden EE-Erzeugungsmengen und setzt keine Anreize für eine zusätzliche EE-Erzeugung. Im Endkundenmarkt für Stromprodukte existieren daher verschiedene Ökostrommodelle, durch die sichergestellt werden soll, dass durch den Strombezug ein Beitrag zur zusätzlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geleistet und somit der Klimavorteil der Elektromobilität in der Systemperspektive erhöht wird. Ebenfalls

können durch Ansätze für das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen prinzipiell auch zusätzlicher EE-Strom in das Stromsystem integriert oder weitere systemdienliche Effekte erzielt werden (siehe hierzu Kapitel 4.2).

Im Markt für Fahrstromangebote existiert derzeit eine Vielzahl von unterschiedlichen Versorgungsmodellen. Bisher liegen jedoch zu diesem Marktsegment keine fundierten empirischen Analysen vor. Für eine Bewertung der derzeitigen Rolle der Fahrstromversorgung zum Klimavorteil der Elektromobilität wurden daher die aktuell am Markt befindlichen Fahrstromangebote erfasst und in Hinblick auf ihre Wirkung auf die zusätzliche Erzeugung von EE-Strom bewertet. Auch wenn Elektrofahrzeuge aufgrund der geringen Anzahl bisher keinen relevanten Einfluss auf das Stromsystem haben, wurden die im Markt bestehenden Ansätze zum intelligenten Lademanagement ebenfalls erfasst und diese bezüglich ihres Potentials zur Nutzung zusätzlicher erneuerbarer Energien oder weiterer systemdienlicher Effekte analysiert. Darüber hinaus wurden auch weitere Initiativen zum Ausbau der Erzeugung von EE-Strom anderer Akteure betrachtet, welche nicht direkt mit dem gelieferten Fahrstrom in Zusammenhang stehen, aber explizit im Kontext der Elektromobilität ergriffen wurden.

Die Datenerhebung erfolgte auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen sowie der direkten Ansprache von Marktakteuren. Im Juli 2014 wurde eine umfangreiche Marktanalyse durchgeführt. Die gesammelten Daten wurden im Oktober 2016 aktualisiert und durch neue Versorgungsangebote ergänzt. Ziel ist hierbei keine vollständig umfassende Markterhebung sondern die Erstellung eines Marktüberblickes, welcher insbesondere die Aktivitäten der wichtigsten Akteure sowie die Bandbreite der bestehenden Versorgungsmodelle umfasst. Hierzu wurden zum einen die Angebote der größten konventionellen Stromanbieter, der größten Ökostromanbieter sowie in diesem Markt besonders aktiver Stadtwerke erfasst. Darüber hinaus wurden weitere Angebote von explizit auf den Bereich der Elektromobilität fokussierten neuen Akteuren analysiert. Auch wenn kleinere Akteure (insbesondere Stadtwerke) noch weitere Produkte am Markt anbieten, so wird mit den erfassten Angeboten ein ausreichender Überblick über die relevanten Marktaktivitäten erreicht. Vor dem Hintergrund der Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität ist das Ziel der Analyse zum einen die ökologische Wertigkeit des Fahrstroms aus Systemperspektive zu bewerten und zum anderen, Ansätze und bisherige Anwendung des systemdienlichen Ladens zu erfassen. Nachfolgend ist der Stand der Erhebung von Oktober 2016 dargestellt. Informationen zur Nutzung der verfügbaren Fahrstromangebote finden sich in Kapitel 3.2.3.

3.1.2. Fahrstromversorgungsmodelle

Es wird davon ausgegangen, dass sich in der ersten Phase der Marktentwicklung in Deutschland bis 2020 die Ladeinfrastruktur auf den Aufbau von privaten Heim- und Arbeitsplatzladestationen konzentrieren wird (Nationale Plattform Elektromobilität 2010, S. 11). Dies stimmt auch mit den aktuellen Daten zum Ladeverhalten von privaten Nutzern von Elektrofahrzeugen in Deutschland überein, nachdem die Ladung am Wohnort mit 96 % die am häufigsten genutzte Lademöglichkeit ist (Frenzel et al. 2015, S. 49). Am Markt bieten verschiedene Akteure hierfür bereits spezielle Fahrstromangebote für Elektrofahrzeuge an. Auch wenn die Ladung am Wohnort und am Arbeitsplatz zunächst die häufigsten Lademöglichkeiten darstellen werden, gewinnt parallel die Nutzung von *halböffentlichen und öffentlichen Ladepunkten* zunehmend an Bedeutung, wozu voraussichtlich auch ein Netz von Schnellladestationen entlang der Fernstraßen gehören wird. Öffentliche Ladepunkte kennzeichnen sich dadurch aus, dass sie in einem funktionierenden System prinzipiell für alle Elektrofahrzeuge nutzbar sind (ggf. nach vorheriger Anmeldung beim Betreiber bzw. Roaming-Anbieter). Der Zugang zu halböffentlichen Ladepunkten ist hingegen nur

bestimmten Nutzergruppen (z.B. Kunden von Supermärkten, Fahrzeuge eines bestimmten Herstellers) vorbehalten, auch wenn die Ladepunkte an öffentlich zugänglichen Orten stehen. Insbesondere aus Kundenperspektive steigert ein breites nutzbares Netz von öffentlicher Ladeinfrastruktur die Attraktivität der Elektromobilität, da es die Reichweite und Nutzungsmöglichkeiten von Elektrofahrzeugen erhöht. In den letzten Jahren ist die Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur stark vorangeschritten und sie wird weiter stetig ausgebaut. Neben den Energieversorgern, sind insbesondere im Bereich der öffentlichen Ladeinfrastruktur zahlreiche neue Akteure im Markt tätig. Hierzu zählen neben den Fahrzeugherstellern auch neue E-Mobilitätsdienstleistungsunternehmen.

Für einen umfassenden Überblick der Fahrstromversorgungsmodelle umfasst die Analyse daher die auf dem Markt angebotenen Stromprodukte zur Heimladung, den Betrieb öffentlicher Ladeinfrastrukturen sowie die Angebote zu deren Nutzung. Darüber hinaus existieren im Markt weitere Konzepte, die die Förderung des EE-Ausbaus zum Ziel haben und kommunikativ Käufern oder Nutzern von Elektrofahrzeugen zugeschrieben werden, jedoch nicht unmittelbar in Zusammenhang mit dem (vertraglichen) Strombezug der Fahrzeuge stehen. Für eine umfassende Bewertung des Klimavorteils der Elektromobilität wurden derart auch weitere Aktivitäten erfasst.

Fahrstromprodukte zur Heimladung

Im Rahmen der Marktanalyse wurden insgesamt 27 Stromprodukte von 20 verschiedenen Anbietern erfasst, welche entweder explizit als Fahrstromprodukte konzipiert sind oder Standard-Stromprodukte sind, welche vom Stromanbieter auch für die Nutzung im Rahmen der Elektromobilität vermarktet werden.² Die erfassten Fahrstromprodukte sind mit ihren Eckdaten in Anhang A2 aufgeführt.

Fahrstromprodukte stellen trotz steigender Anzahl von Angeboten immer noch eine Nische im Endverbrauchermarkt für Strom dar. Dennoch ist der Markt für Fahrstromprodukte von einer breiten Akteursvielfalt geprägt. Es vertreiben fast alle großen Energieversorger, Stadtwerke und Ökostromanbieter entsprechende Produkte. Neben klassischen Energieversorgern bieten auch neue E-Mobilitätsdienstleistungsunternehmen Fahrstromprodukte an (z.B. ubitricity GmbH). Kleinere Stadtwerke, reine Vertriebsgesellschaften und Discounter sind hingegen bisher weniger in diesem Marktsegment aktiv.

Nur eine Minderheit (7) der erfassten 27 Fahrstromprodukte wird explizit als reines E-Mobilitätsprodukt vermarktet. Die Mehrheit (20) sind Standard-Ökostromprodukte, welche vom Anbieter auch für die Nutzung als Fahrstrom beworben werden. In ihren Eigenschaften sind die erfassten Fahrstromprodukte mit Ökostromprodukten des Endkundenmarktes für Haushaltskunden vergleichbar. In den meisten Fällen erfolgt auch keine separate Erfassung und Abrechnung des Fahrstroms, sondern die Bilanzierung erfolgt zusammen mit dem Haushaltsstromverbrauch. Das Preisniveau ist mit Verbrauchspreisen zwischen 24-29 ct/kWh (Stand Herbst 2016) vergleichbar mit dem Ökostrom-Marktsegment für private Haushalte. Die energiewirtschaftliche Bilanzierung der Erzeugungsmengen erfolgt wie für EE-Strom gesetzlich vorgeschrieben auf Basis von Herkunftsnachweisen. In der Regel wird hierbei nur ein jahresscharfer Mengenabgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch vorgenommen. Bei drei Produkten erfolgt eine zeitgleiche Bilanzierung auf Basis von Standardlastprofilen („naturstrom/BMW Green Energy“ der Naturstrom AG, „ubitricity

² Da derzeit in der Regel keine separate Erfassung und Abrechnung von Fahrstrom möglich ist und der Strom zusammen mit dem Haushaltsstromverbrauch bilanziert wird, definieren sich Fahrstromprodukte durch ihre explizite Vermarktung für die Nutzung als Fahrstrom. In der Praxis wird bei einem Wechsel zu einem solchen Fahrstromprodukt auch der Haushaltsstromverbrauch durch das Stromprodukt abgedeckt.

ökostrom“ der ubitricity GmbH und „M-Ökostrom“ der Stadtwerke München GmbH). Bei diesen Produkten erfolgt der Abgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung auf Basis von standardisierten Lastprofilen, die den durchschnittlich zu erwarteten Verbrauch von Privathaushalten widerspiegeln. Teilweise erfolgt auch eine Kopplung der Übertragung der Herkunftsnachweise an die Strombezugsverträge. Alle erfassten Fahrstromprodukte basieren vollständig auf EE-Strom, welches als Ausdruck der Kundenerwartung und der Relevanz des Klimaschutzaspektes bei der Elektromobilität gewertet werden kann. Genauso wie im Marktsegment des Ökostroms für private Haushalte wird zumeist kostengünstiger Strom aus Wasserkraftwerken in Skandinavien und dem Alpenraum bezogen, jedoch finden sich vermehrt auch Produkte, welche in Teilen oder vollständig auf Wind- und Solarstrom basieren. Zum Beispiel beinhaltet das Produkt „naturstrom/BMW Green Energy“ der Naturstrom AG 13,3 % Windenergie und 0,9 % Solarenergie aus Deutschland. Das Produkt „E.ON solarstrom“ der E.ON AG hingegen basiert vollständig auf Solarstrom.

Etwa die Hälfte (13) der erfassten Fahrstromprodukte sind durch Ökostrom-Label zertifiziert, welche über den reinen Strombezug aus erneuerbaren Energien hinaus die Einhaltung von weiteren hochwertigen ökologischen Kriterien sicherstellen (Label: ok-power, Grüner Strom Label, TÜV Nord „Geprüfter Ökostrom“ und TÜV Süd „EE01“). In den meisten Fällen wird im Rahmen der Zertifizierung die finanzielle Unterstützung des Ausbaus von EE-Erzeugungsanlagen durch einen festgelegten Betrag von 1-3 ct/kWh sichergestellt.

Ein intelligentes Lademanagement mit Fokus auf eine systemdienliche Ausrichtung der Ladezeiten findet derzeit im Markt noch nicht statt. Es zeichnen sich von den erfassten Produkten lediglich sechs durch eine starre zweistufige Tarifstruktur (Tag- und Nachttarif) aus, welche mit einem günstigeren Verbrauchspreis zu Nachtzeiten (Differenz zum Normalpreis von 2-10 ct/kWh) eine pauschale Verschiebung des Ladezeitraums vom Tag auf die Nacht (i.d.R. definiert als 20 – 6 Uhr) anreizen.

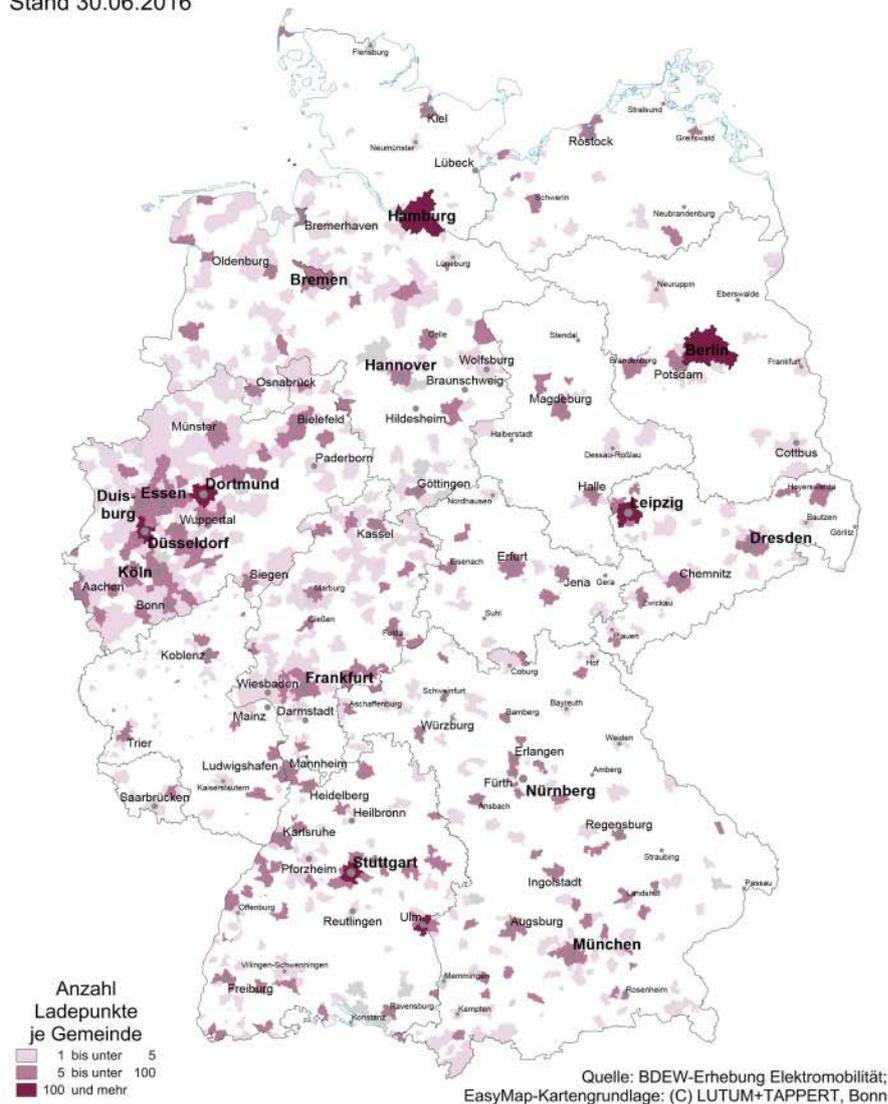
Neben dem Bezug von Strom aus dem allgemeinen Stromnetz besteht auch die Möglichkeit, im Rahmen der Eigenerzeugung Strom aus erneuerbaren Energien für die Ladung von Elektrofahrzeugen zu nutzen. Im Haushalts- und Gewerbebereich betrifft dies primär die Erzeugung von PV-Kleinanlagen (z.B. auf dem Carport oder Hausdach). Einige Akteure bieten die entsprechende Installation der EE-Anlage und der Ladeinfrastruktur für die Elektrofahrzeuge auch gemeinsam an. Zur Refinanzierung einer solchen Investition wird in der Regel die Einspeisevergütung des EEG für einen relevanten Anteil der Erzeugung in Anspruch genommen. Dieser Teil der Stromerzeugung steht somit für die Ladung des Fahrzeugs aus EE-Strom nicht mehr zur Verfügung.

Öffentliche / halböffentliche Ladeinfrastruktur

Neben der Heimladung ist die Nutzung von öffentlicher und halböffentlicher Ladeinfrastruktur die zweite zentrale Möglichkeit zur Stromversorgung von Elektrofahrzeugen. Mitte 2016 waren in Deutschland 2.850 Ladestationen (6.517 Ladepunkte) öffentlich zugänglich (Markterhebung Elektromobilität, BDEW 2016) und der Ausbau der Ladeinfrastruktur schreitet stetig voran. Allein in der ersten Jahreshälfte 2016 wurden über 600 neue Ladepunkte in Betrieb genommen, davon 230 Schnellladepunkte. Der Großteil der Ladeinfrastruktur ist dabei nach vorheriger Anmeldung beim Betreiber oder E-Mobilitätsdienstleister für alle Besitzer von Elektrofahrzeugen nutzbar.

Abbildung 1: Übersicht der öffentlich zugänglichen Ladepunkte in Deutschland

Stand 30.06.2016



Quelle: Markterhebung Elektromobilität, BDEW 2016

Der Markt für den Zugang zu dieser Ladeinfrastruktur ist von sehr unterschiedlichen Geschäftsmodellen und Akteurskonstellationen gekennzeichnet. Folgende Akteursgruppen lassen sich dabei differenzieren:

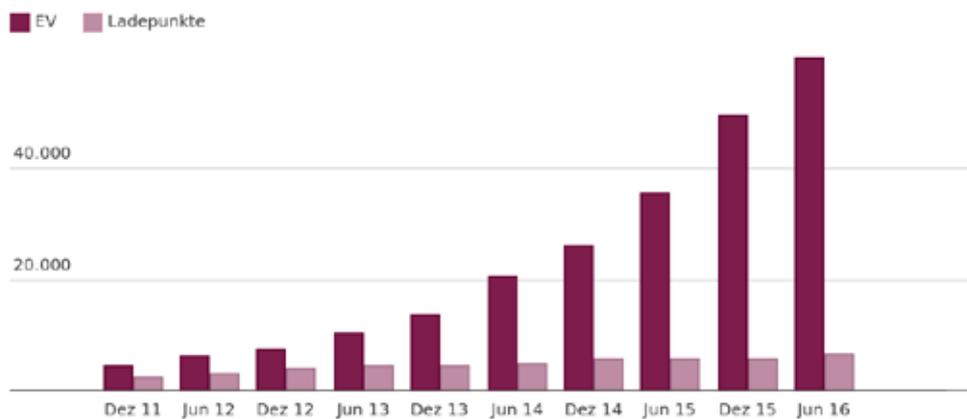
- Reine Betreiber von Ladeinfrastruktur ohne Endkundenvertrieb zur Nutzung des Ladestroms (z.B. Stromnetz Hamburg GmbH)
- Betreiber von Ladeinfrastruktur mit Endkundenvertrieb zur Nutzung des Ladestroms (z.B. RWE AG)
- Reine Anbieter für die Nutzung bzw. den Zugang zu Ladeinfrastruktur ohne eigenen Betrieb entsprechender Ladeinfrastruktur, so genannte E-Mobilitätsdienstleister (z.B. ladenetz.de) und Roaming-Anbieter (z.B. Hubeject GmbH)

Die Betreiberstruktur ist von einer großen Anzahl an Betreibern mit wenig Ladesäulen (< 100) gekennzeichnet. Um den Fahrzeughaltern einen flächendeckenden Zugang zur Ladestruktur zu ermöglichen, spielt daher derzeit neben dem weiteren Ausbau der Infrastruktur insbesondere die

Schaffung einer weitgehenden Interoperabilität der öffentlichen Ladeinfrastruktur durch gemeinsame Nutzungs- und Abrechnungsmöglichkeiten im Rahmen von Ladeinfrastrukturnetzwerken und Roaming-Angeboten eine wichtige Rolle in der Marktentwicklung. Eine große Anzahl von Akteuren beschränkt sich ausschließlich auf die Schaffung von kundenfreundlichen Nutzungssystemen für Ladeinfrastruktur und die dafür notwendigen Vernetzungsaktivitäten, ohne dabei selber Ladeinfrastruktur zu betreiben. Aufgrund der regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen haben Stromanbieter keinen freien Zugang zu Ladestationen, die sie nicht selbst betreiben, um an diesen ihren eigenen Ladestrom an Endkunden zu vertreiben. Relevant für die Stromqualität und die energiewirtschaftliche Integration der Ladesäulen ist somit primär der Infrastrukturbetreiber, da dieser die Kontrolle über die Beschaffung und somit die Qualität des Fahrstroms und eine evtl. systemdienliche Einbindung der Ladesäulen hat. Durch eine Öffnung des Zugangs zu öffentlicher und semi-öffentlicher Ladeinfrastruktur für alle Stromversorger könnte der Handlungsspielraum für Halter von Elektrofahrzeugen vergrößert werden, durch einen hochwertigen Fahrstrombezug zu einem höheren Klimavorteil der Elektromobilität beizutragen.

Insgesamt wurden sechs Akteure, welche ausschließlich Ladeinfrastruktur betreiben, 14 Akteure, welche Ladeinfrastruktur betreiben und auch Endkundenvertrieb zur Nutzung durchführen sowie elf reine Anbieter des Zugangs zu Ladeinfrastruktur erfasst. Zusammengenommen betreiben die erfassten Akteure über die Hälfte der in Deutschland öffentlich zugänglichen Ladepunkte.

Abbildung 2: Entwicklung der Anzahl von öffentlichen Ladepunkten und Anzahl der Elektrofahrzeuge



Jun 14: EV, davon 4.106 PHEV; Ladepunkte, davon 33 DC-Ladepunkte
 Dez 14: EV, davon 7.058 PHEV; Ladepunkte, davon 102 DC-Ladepunkte
 Jun 15*: EV, davon 12.037 PHEV; Ladepunkte, davon 128 DC-Ladepunkte
 Dez 15: EV, davon 18.159 PHEV; Ladepunkte, davon 153 DC-Ladepunkte
 Jun 16: EV, davon 24.283 PHEV; Ladepunkte, davon 230 DC-Ladepunkte

EV = electric vehicle: Elektromobil
 PHEV = Plug-In-Hybrid Electric Vehicle: Hybridfahrzeug
 DC = Gleichstrom, hier: Schnellladepunkt

*) Bereinigung der Datengrundlage um Doppelmeldungen der Unternehmen. Ein Ladeinfrastruktur-Rückbau ist nicht erfolgt.

Quelle: Markterhebung Elektromobilität, BDEW 2016, Zulassungszahlen: KBA/VDA)

Die Preisstrukturen sind dabei sehr unterschiedlich. Während insbesondere lokale Betreiber mit wenigen Ladesäulen die Nutzung bisher oft kostenfrei zur Verfügung stellen, variieren die Tarifsysteme der großen Infrastrukturbetreiber und Roaming-Anbieter stark. So wird die Nutzung

teils nach der Ladedauer, teils nach der abgenommen Strommenge und teils pauschal pro Ladevorgang oder als „Ladeflatrate“ berechnet. Insgesamt liegt das Preisniveau höher als bei der Heimpladung, was wohl auf die mit Errichtung und Betrieb der Infrastruktur verbundenen Kosten zurückzuführen ist.

Während bei den Ladestromprodukten im Haushaltsbereich die Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien und weitere Qualitätsanforderungen eine bedeutende Rolle in der Produktgestaltung und Kommunikation spielen, steht die ökologische Qualität des Fahrstroms bei der öffentlichen und halböffentlichen Ladeinfrastruktur oftmals nicht im Fokus. Zwar erfolgt in den meisten Fällen eine Versorgung der Ladesäulen auf Basis erneuerbarer Energien, jedoch wird den Nutzern die Stromherkunft nur selten transparent dargestellt. Auch versorgen nur sechs der 20 erfassten Betreiber ihre Ladeinfrastruktur mit zertifiziertem hochwertigem Ökostrom. Aufgrund der sehr kleinteiligen Betreiberstrukturen mit vielen dezentralen Ladesäulenbetreibern sind einheitliche Standards innerhalb von Ladestation-Netzwerken und Kooperations-Anbietern schwer umsetzbar. Jedoch steigt auch im Bereich der öffentlichen Ladeinfrastruktur die Sensibilität für die Qualität des gelieferten Stroms und es bestehen vermehrt Bemühungen, Grünstromeigenschaften betreiberübergreifend zu vereinheitlichen (z.B. das Produkt „intercharge green“ der Hubeject GmbH).

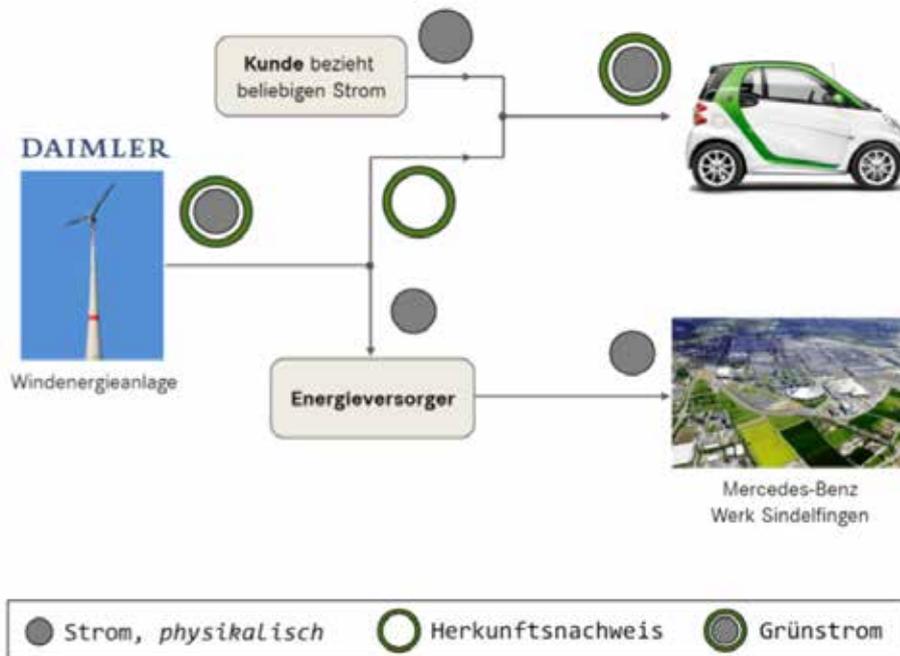
Genauso wie bei der Heimpladung erfolgt auch bei der öffentlichen Ladeinfrastruktur bisher i.d.R. keine systemdienliche Einbindung der Ladesäulen im Endkundenmarkt. Eine Ausnahme bildet hier das Angebot „ChargeNow“ von BMW, welches mit einem zweistufigen Tarif einen finanziellen Anreiz zur Ladung während der Nachtstunden beinhaltet.

Weitere Aktivitäten zur Bereitstellung zusätzlicher EE-Erzeugung für den Fahrstrombedarf

Nicht nur durch den direkten Fahrstrombezug kann ein Impuls zur zusätzlichen Erzeugung von EE-Strom geschaffen werden. Fahrzeughersteller und andere Akteure aus dem Feld der Elektromobilität können auch mit weiteren Initiativen und Angeboten einen Beitrag zum Ausbau der EE-Stromerzeugung leisten. Beispielhaft ist hierfür ein Projekt der Daimler AG zur Bereitstellung zusätzlicher EE-Erzeugung für den Fahrstrombedarf von Elektrofahrzeugen zu nennen.

Die Daimler AG hat im Zusammenhang mit der Markteinführung der Fahrzeuge „smart fortwo ed“ in Deutschland die Errichtung einer Windkraftanlage finanziert, um den Umweltvorteil der Fahrzeuge sicherzustellen. Der erzeugte Strom wird dabei nicht für die Ladung der verkauften Elektrofahrzeuge genutzt, sondern die grüne Eigenschaft des Stroms nur kommunikativ dem Fahrstromverbrauch der Elektrofahrzeuge aller Kunden zugeordnet. Den Nutzern der Fahrzeuge entstehen hierbei keine Zusatzkosten. Die Anlage besitzt eine Leistung von 2,3 MW und kann unter der Annahme einer Jahresfahrleistung von 12.000 km rechnerisch Fahrstrom für 2.200 Fahrzeuge erzeugen. Für die Erzeugung der Anlage wird keine Förderung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Anspruch genommen. Auch wird die grüne Eigenschaft des Stroms keinen anderen Endverbrauchern zugeordnet. Der erzeugte Strom wird als „Graustrom“ zur Teilversorgung eines Standorts der Daimler AG genutzt. Abbildung 3 stellt die Bilanzierung des Windstroms grafisch dar.

Abbildung 3: Grafische Darstellung der Grünstrombilanzierung der smart fortwo electric drive



Quelle: Daimler AG

Aufgrund der eigenständigen Finanzierung der Anlage ohne Inanspruchnahme öffentlicher Fördersysteme und weil die Grünstromqualität keinen weiteren Verbrauchern ausgewiesen wird, ist die kommunikative Zurechnung der Erzeugungsqualität zum Fahrstromverbrauch der Kunden aus energiewirtschaftlicher Sicht korrekt.

3.1.3. Energiewirtschaftliche Bewertung

Zentral für die Bewertung des Klimavorteils der Elektromobilität ist die Frage, in welchem Umfang für den Fahrstrombedarf zusätzlich erzeugter EE-Strom bereitgestellt wird (siehe Kapitel 2). Im Rahmen der NPE haben die beteiligten Energieversorger in diesem Zusammenhang die Zusage gemacht, den benötigten Strom zusätzlich zu Verfügung zu stellen (Nationale Plattform Elektromobilität 2011, S. 34). Für die ökologische Bewertung der Fahrstromversorgungsangebote ist daher die zentrale Frage, welche Wirkung der Strombezug auf die Erzeugung zusätzlichen EE-Stroms hat.

Die Analyse hat gezeigt, dass sämtliche Fahrstromprodukte zur Heimladung auf einer vollständigen Versorgung mit EE-Strom basieren. Auch im Bereich der öffentlichen Ladeinfrastruktur erfolgt überwiegend eine Belieferung mit EE-Strom. Jedoch bedeutet der reine EE-Bezug nicht, dass mit diesem Strombezug eine zusätzliche Erzeugung von EE-Strom einhergeht und der Klimavorteil der Elektromobilität in der Systemperspektive gesteigert wird.

Wie bereits eingangs erläutert, führt die Nachfrage von EE-Strom ohne weitere Qualitätsanforderungen unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht zu einer zusätzlichen Erzeugung von EE-Strom oder den Ausbau von EE-Erzeugungsanlagen. Grund hierfür ist ein im Vergleich zur expliziten Nachfrage nach Ökostrom großes Überangebot an Strom aus erneuerbaren Energien im europäischen Strommarkt. Dieses Überangebot hat zur

Folge, dass eine unspezifische EE-Nachfrage in der Regel nur zu einer Umverteilung der ohnehin im Markt befindlichen EE-Erzeugung zwischen verschiedenen Verbrauchern führt: Der EE-Strom, der als Fahrstrom verwendet wird, wäre andernfalls auch erzeugt und anderen Kundengruppen zugeordnet worden. Ein zusätzlicher Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge führt daher trotz einer bilanziellen Verwendung von EE-Strom zumindest teilweise zu einer höheren Auslastung fossiler Kraftwerke und damit zu zusätzlichen CO₂-Emissionen im Stromsektor (vgl. hierzu die Ergebnisse der modellbasierten Analyse in Kapitel 4.3).

Infolge der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der EU werden die staatlichen Fördersysteme für EE-Strom in Europa auch künftig weiter ausgebaut werden. Daher ist weiterhin von einer steigenden EE-Stromerzeugung in Europa auszugehen. In Deutschland werden die durch das EEG geförderten Strommengen jenen Verbrauchern zugeordnet, die die EEG-Umlage bezahlen. Im Gegensatz hierzu besteht in vielen anderen europäischen Ländern die Möglichkeit zur Vermarktung der staatlich geförderten EE-Erzeugung als Ökostrom (z.B. Norwegen). Diese Erzeugungsmengen werden somit zur Belieferung von Endkunden auch in Deutschland zur Verfügung stehen. Es ist daher davon auszugehen, dass auch bis 2020 und darüber hinaus ein Überangebot an EE-Strom bestehen wird. Dementsprechend niedrig liegen die Preise der Herkunftsnachweise für EE-Strom im europäischen Großhandel. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass allein durch den Bezug von Fahrstrom auf Basis von EE der Anspruch einer Kopplung des Stromverbrauchs mit einer zusätzlichen EE-Erzeugung und der damit verbundene Klimaschutzbeitrag in der Systemperspektive nicht sichergestellt werden.

Im sogenannten freiwilligen Ökostrommarkt für Haushalts- und Gewerbekunden haben sich aufgrund der dargestellten Problematik verschiedene Produktmodelle mit spezifischen Anforderungen an das Stromprodukt entwickelt, welche sicherstellen sollen, dass durch den Strombezug ein Beitrag zur zusätzlichen EE-Erzeugung bewirkt wird (z.B. Höchstalter der Erzeugungsanlagen, Ausschluss von Strommengen die im Rahmen von öffentlichen Fördersystemen gefördert wurden). In der Regel wird durch Zertifizierungen ein Mindestmaß an ökologischer Qualität garantiert (z.B. Grüner Strom Label, ok-power, TÜV Nord „Geprüfter Ökostrom“, TÜV Süd „EE01“). Es gibt jedoch auch Labels, die keine vergleichbare Qualität sicherstellen.

Die Marktanalyse hat gezeigt, dass 13 der 27 erfassten Fahrstromangebote den Anforderungen an hochwertige Ökostromprodukte aus dem Haushaltskundenmarkt mit entsprechenden Zertifizierungen entspricht und somit einen Beitrag zur zusätzlichen EE-Erzeugung leisten. Von den 20 erfassten direkten Betreibern von Ladeinfrastruktur beliefern nur sechs die Ladepunkte mit anspruchsvoll zertifiziertem Strom.

Doch auch bei Bezug dieses hochwertigeren Ökostroms wird nur ein Beitrag zur zusätzlichen EE-Erzeugung erzielt, der lediglich einem Teil der verbrauchten Strommenge entspricht. Zum Beispiel besteht im weit verbreiteten Händlermodell für Ökostrom (z.B. ok-power, TÜV Nord „Geprüfter Ökostrom“) überwiegend die Anforderung, dass mindestens ein Drittel des Stroms in zusätzlichen Neuanlagen erzeugt werden muss. Auch mit einem Fonds-Beitrag in Höhe von 1-3 c/kWh kann typischerweise kein spürbar größerer Anlagenausbau realisiert werden.

Im Marktsegment für Haushalts-Ökostromprodukte kann der durch hochwertige Ökostrom-Angebote geleistete Beitrag zur zusätzlichen EE-Erzeugung als generell ausreichender ökologischer Standard bewertet werden. Die Produkte reichen aber bei weitem nicht aus um die Verbraucher vollständig mit zusätzlich erzeugtem EE-Strom zu versorgen. Bei der Verwendung als Fahrstrom können also selbst hochwertige, heute handelsübliche Ökostrom-Produkte nicht sicherstellen, dass das so definierte Ziel der NPE erreicht wird. Ebenfalls rechtfertigt die Qualität

des heute eingesetzten Fahrstroms keine Bewertung der Elektromobilität als klimaneutral in der Systemperspektive. Hierfür wären zusätzliche, deutlich anspruchsvollere Anforderungen an den Fahrstrom notwendig. So könnte dem Fahrstrom der nationale Durchschnittsanteil von EE-Strom am gesamten Strombedarf zugeordnet werden, zuzüglich einer verifizierbar durch Elektromobilität realisierten Nutzung von überschüssiger EE-Erzeugung. Die Differenz dieser Beiträge zum gesamten Fahrstrombedarf müsste durch zusätzlichen EE-Strom aus Neuanlagen in den Fahrstromprodukten gedeckt werden, um den Anspruch einer Klimaneutralität aus Systemperspektive zu erfüllen.³ Diesen hohen Anforderungen wird keines der analysierten Fahrstromversorgungsmodelle (Fahrstromprodukte sowie Strom aus öffentlicher und halböffentlicher Ladeinfrastruktur) gerecht.

Um die Kosten für eine vollständig zusätzliche EE-Erzeugung abzuschätzen, ist ein Vergleich mit den Preisniveaus von EE-Erzeugung innerhalb staatlicher Fördersysteme aufschlussreich. In Deutschland lagen z.B. die Vergütungssätze für Strom aus Windkraft (onshore) im Jahr 2016 bei ca. 89 EUR/MWh (EEG, vom 21.07.2014; anzulegender Wert für die Marktprämie in den ersten fünf Betriebsjahren). Es wird hier davon ausgegangen, dass diese Vergütung auskömmlich ist. Zum Vergleich: An der europäischen Strombörse EEX wird „Graustrom“, also Strom unbekannter Herkunft ohne weitere Qualitätsmerkmale, zu Preisen zwischen 30 und 60 EUR/MWh gehandelt (EEX 2017). Somit ergeben sich für einen Strombezug aus zusätzlichen Windkraftanlagen (neue Anlagen, welche nicht das EEG in Anspruch nehmen) Mehrkosten von 25 – 55 EUR/MWh bzw. 2,5 – 5,5 ct/kWh. Wird ein Strombezug aus dem europäischen Ausland in Betracht gezogen, liegen die Kosten niedriger, da hier kostengünstigere EE-Potentiale (z.B. große Wasserkraftanlagen in Skandinavien) erschlossen werden können. Die Preise für EE-Förderzertifikate innerhalb des schwedisch/norwegischen EI-Cert-Fördersystems können als Indikator für die Zusatzkosten für EE-Strom (i.d.R. aus großen Wasserkraftanlagen) herangezogen werden. Diese lagen im Jahr 2015 bei 13 – 16 €/MWh bzw. 1,3 – 1,6 ct/kWh (NVO 2016).

Prinzipiell könnte auch eine überschüssige EE-Erzeugung, welche aus technischen Gründen (z.B. Netzengpässe oder hohe EE-Einspeisung zu Niedriglastzeiten) nicht genutzt werden kann, eine geeignete Quelle für ökologisch hochwertigen Fahrstrombezug darstellen. Wenn diese Stromerzeugung ohne die Nutzung als Ladestrom abgeregelt werden müsste, dann wäre dieser Strom vollständig als zusätzliche EE-Erzeugung zu bewerten. Zum jetzigen Zeitpunkt ist eine solche Nutzung jedoch kaum leistbar. Grund hierfür ist, dass die bisher auftretenden EE-Überschüsse fast ausschließlich auf lokalen oder regionalen Netzengpässen beruhen und daher nur in den betroffenen Regionen sowie nur zu bestimmten Stunden des Jahres zur Verfügung stehen würden. Hinzu kommt, dass an den Netzknoten, an denen derzeit EE-Überschüsse anfallen (insbesondere küstennahe Gebiete in Norddeutschland) keine große Anzahl von Elektrofahrzeugen zur Ladung zur Verfügung steht.

Für die Nutzung von EE-Überschüssen wäre weiterhin ein systemdienliches Lademanagement notwendig. Dieses findet im Markt bisher nicht statt. Grund hierfür ist vor allem, dass unter den heutigen Rahmenbedingungen (z.B. ausreichende Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsoptionen im Strommarkt, fehlende Mess- und Bilanzierungstechnik und fehlende regulatorische Anreize) keine wirtschaftlichen Geschäftsmodelle möglich sind. Das einzige bisher im Markt implementierte Konzept zur Beeinflussung der Fahrzeugladung besteht in Form von Tag/Nacht-Tarifen, welche einen pauschalen finanziellen Anreiz zur Ladung zu Nachtzeiten geben. Eine starre Lastverschiebung von Abend- zu Nachtzeiten ist jedoch aus ökologischer Perspektive nicht

³ Wie in Kapitel 2 erläutert wurde, wird an dieser Stelle vernachlässigt, dass die Definition des nationalen Ausbauziels für EE-Strom es derzeit nicht ermöglicht, dass durch Ökostrom-Produkte eine zusätzliche EE-Stromerzeugung über das definierte Ziel hinaus realisiert wird.

zwangsläufig positiv zu bewerten, da die Überschneidung mit EE-Erzeugungsprofilen zu Nachtzeiten tendenziell abnimmt. Vielmehr ist mit einer höheren Stromnachfrage zu Nachtzeiten erzeugungsseitig häufig ein verstärkter Betrieb von Grundlastkraftwerken, insbesondere von Kohlekraftwerken verbunden. Allerdings wird mit einer Verschiebung in die Nachtzeiten zumindest verhindert, dass eine rein Nutzer-orientierte Ladung von Elektrofahrzeugen den bestehenden Nachfragepeak in den Abendstunden noch weiter verstärkt. Somit kann eine Netzentlastung auf der Verteilnetzebene bewirkt werden, die als systemdienlich einzuschätzen ist, auch wenn sie keine nennenswerte zusätzliche EE-Stromerzeugung ermöglicht.

Bei der Ladung von Elektrofahrzeugen durch EE-Strom aus einer eigenen EE-Anlage (z.B. PV-Anlage auf einem Hausdach oder Carport) besteht zwar ein direkter Strombezug aus EE-Anlagen, jedoch werden solche Anlagen in der Regel durch die teilweise Inanspruchnahme des EEG-Fördersystems mitfinanziert. Insbesondere wird durch die jederzeit mögliche Nutzung der EEG-Einspeisevergütung das ökonomische Finanzierungsrisiko des Betreibers deutlich minimiert. Somit kommt für einen Teil der Refinanzierung der Anlage die Gesamtheit der EEG-Umlagezahler auf. Zudem werden Modelle der Eigenstromversorgung im Regelfall über die Ausgestaltung der Netzentgelte (Berechnung auf Basis der aus dem Netz bezogenen Strommenge) indirekt von den anderen Netznutzern subventioniert. Aus diesen Gründen kann die Nutzung von Eigenerzeugung nicht als vollständig zusätzliche EE-Erzeugung bewertet werden. Darüber hinaus besteht zwischen den typischen Ladezeiten (ab 18 Uhr) und der PV-Einspeisung nur eine sehr geringe zeitliche Überschneidung. Für die Nutzung der Eigenerzeugung für die Fahrzeugladung wäre daher in den meisten Fällen ein lokaler Zwischenspeicher notwendig, der die Kosten weiter erhöht. Positiv zu bewerten ist jedoch die Initiierungsleistung (Finanzierung, Projektierung, Flächenbereitstellung) der Halter von Elektrofahrzeugen für die EE-Anlagen. In Anbetracht des steigenden Flächenbedarfs und des steigenden Widerstands gegen einen weiteren EE-Ausbau werden daher im Ökostrommarkt neue Akteure, die Erschließung neuer EE-Anlagenpotentiale sowie zusätzliche Initiierungsleistungen auch im Rahmen von Fördersystemen an Bedeutung gewinnen.

Die Analyse der Fahrstromversorgungsmodelle hat gezeigt, dass durch die derzeit am Markt verfügbaren Fahrstromversorgungsmodelle (Fahrstromprodukte und Fahrstrom an öffentlicher bzw. halböffentlicher Ladeinfrastruktur) keine zusätzliche EE-Erzeugung in Höhe des Fahrstrombedarfs gewährleistet wird. Auch wenn die Stromqualität etwa den Anforderungen an Ökostromprodukte aus dem Haushaltskundenmarkt entspricht, wird hiermit kein ausreichender Ausbau der EE-Erzeugung sichergestellt. Es ist davon auszugehen, dass Fahrstromangebote, die diese Anforderung erfüllen würden, mit deutlichen Mehrkosten verbunden wären, die von den Nutzern von Elektrofahrzeugen aller Voraussicht nach kaum akzeptiert würden.

Im Markt für Fahrstromprodukte haben die Elektrofahrzeugnutzer prinzipiell Wahlfreiheit bezüglich der gewählten Produktqualität. Aufgrund der Spannbreite der Qualitäten der Fahrstromprodukte und der hohen Kosten für ökologisch hochwertige Produkte kann nicht davon ausgegangen werden, dass durch den Fahrstrombezug eine vollständige Bereitstellung von zusätzlicher EE-Erzeugung für die gesamte Elektromobilität gewährleistet wird. Aus der Systemperspektive ist bestenfalls mit einer teilweisen Erfüllung dieses Ziels zu rechnen.

Das von der Daimler AG verfolgte Konzept einer von der direkten Fahrstromversorgung entkoppelten Bereitstellung zusätzlicher EE-Erzeugung ist aus ökologischer Sicht eine effektive Option, um zusätzliche EE-Erzeugung bereitzustellen. Auf diese Weise kann unabhängig von der Fahrstromproduktwahl der Halter von Elektrofahrzeugen und der Stromversorgung an öffentlicher Ladeinfrastruktur eine zusätzliche EE-Erzeugung sichergestellt werden. Voraussetzung ist hierbei, dass die initiierten EE-Anlagen keine öffentliche Förderung in Anspruch nehmen und die Grünstrom-Eigenschaft sowie die eigentliche Initiierungsleistung keinen anderen Kunden

vermarktet oder kommunikativ zugeordnet werden. Wichtiger Unterschied zur Bereitstellung zusätzlicher EE-Erzeugung durch den Fahrstrombezug ist bei diesem Konzept, dass die Zusatzkosten für den EE-Ausbau nicht durch die Fahrzeughalter sondern durch den Fahrzeughersteller getragen werden. Somit werden die Fahrzeughalter entlastet, welche durch den derzeit noch deutlich höheren Kaufpreis von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen bereits eine zusätzliche Finanzierungsleistung erbracht haben. Das Konzept der eigenständigen Erzeugung von zusätzlichem EE-Strom mit einer vom Fahrstromverbrauch unabhängigen Bilanzierung löst auch das Problem, dass die Steigerung des Klimavorteils von Elektrofahrzeugen von der Stromqualität des konkreten Fahrstrombezugs (z.B. an öffentlichen Ladestationen) abhängt. Im Falle einer künftigen Nutzung dieses Konzepts durch die Fahrzeughersteller bliebe die systemdienliche Einbindung der Fahrzeuge durch entsprechende Lademanagementkonzepte (z.B. Reduzierung der Netzbelastung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen) weiterhin notwendig.

Es stellt sich jedoch die grundsätzliche Frage, ob die Fahrzeugnutzer oder die Fahrzeughersteller die Verantwortung und Kosten für einen zusätzlichen EE-Ausbau übernehmen sollten oder ob hierzu andere Akteure herangezogen werden sollten (siehe Kapitel 5).

3.2. Analyse der Fahrstromnachfrage

3.2.1. Hintergrund und Vorgehen

Die Wechselwirkung zwischen der Elektromobilität und dem Stromsektor wird maßgeblich von der Anzahl der Elektrofahrzeuge, deren Nutzung und der damit verbundenen räumlichen und zeitlichen Verteilung der Stromnachfrage sowie – je nach Ausgestaltung der Rahmenbedingungen – den Nutzerpräferenzen hinsichtlich der Art des Strombezugs und der Bereitschaft zur netzdienlichen Integration der Fahrzeuge in das Stromnetz bestimmt.

Auch im Jahr 2016 stellt die Elektromobilität in Bezug zum Gesamtmarkt weiterhin einen Nischenmarkt dar. Entsprechend ist auch davon auszugehen, dass sich heutige Nutzer von Elektrofahrzeugen deutlich von Haltern konventioneller Pkw und damit voraussichtlich auch von zukünftigen Besitzern von Elektrofahrzeugen bei höherer Marktdurchdringung unterscheiden. Dennoch können Daten zur Nutzung heutiger Elektrofahrzeuge wichtige Erkenntnisse zur aktuellen Praxis hinsichtlich Fahrzeugeinsatz und Strombezug liefern und diese in den Kontext heute verfügbarer Stromprodukte (siehe Kapitel 3.1) setzen.

Während die Zulassungen von Elektrofahrzeugen durch das Kraftfahrt-Bundesamt erfasst werden und öffentlich verfügbar sind, wird der Strombezug von Elektrofahrzeugen nicht systematisch und separat erfasst, da im Fahrzeug keine entsprechende Messeinrichtung vorgesehen ist und gleichzeitig potenziell jeder Stromanschluss als Lademöglichkeit in Frage kommt. Die Analyse der Fahrstromnutzung ist daher vor allem auf Halterbefragungen und Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Begleitung von Praxisversuchen mit Elektrofahrzeugen angewiesen. Die im Folgenden dargestellten Analysen zur Nutzung von Elektrofahrzeugen und zum Strombezug beruhen im Kern auf einer umfassenden Halterbefragung des DLR Institut für Verkehrsforschung, der Auswertung weiterer Forschungsberichte zu zahlreichen Pilotvorhaben mit Elektrofahrzeugen aus den vergangenen Jahren, eigenen Erhebungen des Öko-Instituts sowie aktuellen Zahlen des Kraftfahrt-Bundesamts zum Bestand an Elektrofahrzeugen in Deutschland.

Ziel ist es, auf Basis der vorliegenden Informationen die aktuelle Stromnachfrage von Elektromobilität abzuschätzen und die Art und die typische zeitliche Verteilung der Nachfrage zu erfassen und einzuordnen.

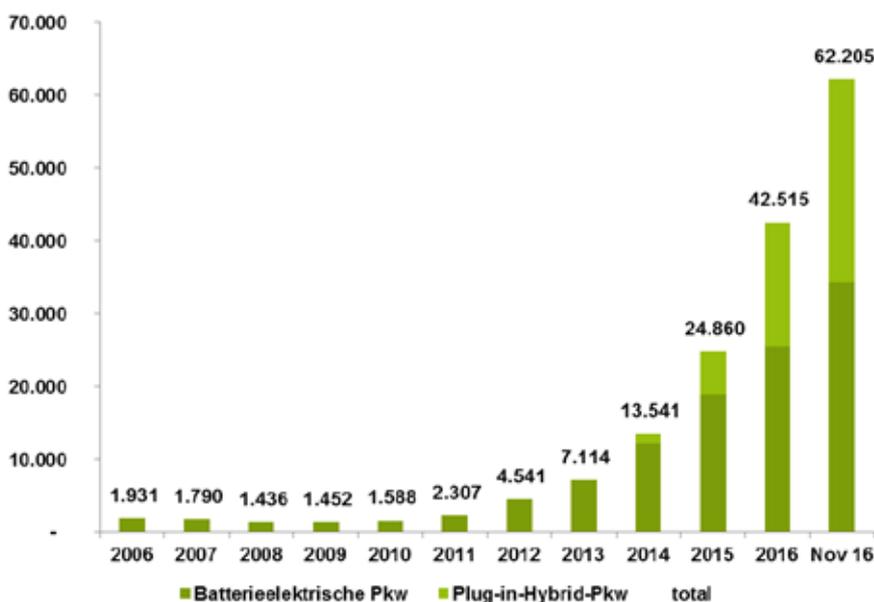
3.2.2. Fahrzeugmarkt und Haltergruppen

Fahrzeugmarkt

Der Bestand an Elektrofahrzeugen stellt in Deutschland in Bezug auf den Gesamtbestand von mehr als 44 Millionen Pkw weiterhin einen Nischenmarkt dar. Die Entwicklung von Elektrofahrzeugen erlebt jedoch seit dem Beginn der Förderung einen kontinuierlichen Anstieg von weniger als 2.000 Fahrzeugen im Jahr 2010 auf über 60.000 Elektrofahrzeuge im November 2016 (Kraftfahrzeugbundesamt (KBA) 2016a; Kraftfahrzeugbundesamt (KBA) 2016b; ergänzt durch eigene Abschätzungen). Trotz einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von etwa 80 % in den vergangenen Jahren stellen Elektrofahrzeuge weiterhin einen Anteil von weniger als 1 % am Gesamtbestand dar. Das Zwischenziel von 100.000 Elektrofahrzeugen im Jahr 2014 wurde damit deutlich verfehlt und das Ziel der Bundesregierung von 1 Million Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 erscheint aus heutiger Perspektive äußerst ambitioniert. Während zu Beginn der Entwicklung die elektrischen Neuzulassungen von batterieelektrischen (BEV) Fahrzeugen dominiert wurden, haben seit 2015 auch Plug-in-Hybridfahrzeuge (PHEV) einen relevanten Anteil an den elektrischen Neuzulassungen und spiegeln damit das zunehmende Fahrzeugangebot in diesem Segment wider.

In den vergangenen Jahren wurde das Angebot an Elektrofahrzeugen hinsichtlich der verfügbaren Modelle deutlich ausgeweitet. Ende des Jahres 2015 wurden 29 verschiedene Modelle an batterieelektrischen und Plug-in-Hybridfahrzeugen von deutschen Herstellern sowie weitere Fahrzeugmodelle von Importeuren angeboten. Weitere Modelle sind für die kommenden Jahre angekündigt, die teilweise mit einer deutlich höheren elektrischen Reichweite ausgestattet sein werden.

Abbildung 4: Anzahl Elektrofahrzeuge im Bestand zum jeweiligen Jahresbeginn⁴



Quelle: Kraftfahrzeugbundesamt (KBA) 2016b; Kraftfahrzeugbundesamt (KBA) 2016a; ergänzt durch eigene Abschätzungen

⁴ Die Anzahl der Elektrofahrzeuge zum 1.11.2016 berücksichtigt den Bestand zum 1.1.2016 sowie die Neuzulassungen im Jahr 2016. Mögliche Fahrzeuglöschungen im selben Jahr sind mangels Datenverfügbarkeit nicht berücksichtigt.

Haltergruppen und ihre Motivation

Heutige Nutzer von Elektrofahrzeugen unterscheiden sich angesichts des frühen Marktstadiums deutlich vom durchschnittlichen Pkw-Halter in Deutschland und lassen sich hinsichtlich mehrerer Merkmale als typische Early Adopter beschreiben. Halter von Elektrofahrzeugen zeichnen sich laut einer umfassenden Befragung des DLR (Frenzel et al. 2015) derzeit durch einen relativ hohen Bildungsabschluss und ein überdurchschnittliches Einkommen aus. Eine Mehrheit der Halter wohnt in Kleinstädten und der überwiegende Anteil verfügt über eine Lademöglichkeit auf dem eigenen Grundstück. Als wichtige Motivation für den Fahrzeugwerb werden das Interesse an innovativen Fahrzeugtechnologien sowie die Minderung der verkehrsbedingten Umweltwirkungen genannt. Insbesondere bei privaten Haltern von batterieelektrischen Fahrzeugen befindet sich meist ein weiteres Fahrzeug im Haushalt, was als Indiz für die Reichweitenproblematik der bisher verfügbaren Fahrzeuge interpretiert werden kann.

Auffallend ist der hohe Anteil der gewerblichen Halter an den bisher zugelassenen Elektrofahrzeugen. Während gewerbliche Fahrzeugzulassungen einen Anteil von etwa 10 % am Gesamtbestand haben, so liegt deren Anteil bei Elektrofahrzeugen laut KBA (Stand: 1.1.2016) bisher bei etwa 60 % (Kraftfahrzeugbundesamt (KBA) 2016a). Der überproportionale Anteil gewerblicher Halter von Elektrofahrzeuge steht jedoch im Einklang zur Beobachtung, dass auch konventionelle Pkw zu einem ähnlich hohen Anteil über den gewerblichen Markt ihre Erstzulassung erhalten und verweist auf den noch jungen Elektrofahrzeugmarkt, der noch stark von den Neuzulassungen und weniger stark vom (geringen) Bestand geprägt wird. Bei den Unternehmen mit Elektrofahrzeugen dominieren bisher kleine und mittlere Unternehmen mit weniger als 50 Mitarbeitern (Frenzel et al. 2015).

3.2.3. Fahrzeugnutzung und Strombezug

Fahrzeugnutzung und elektrische Fahrleistung

Die Nutzung von Elektrofahrzeugen und die damit verbundene Stromnachfrage sind von zahlreichen Einflussfaktoren abhängig und es ist wahrscheinlich, dass sich die durchschnittliche Jahresfahrleistung von Elektrofahrzeugen bei veränderten Rahmenbedingungen und neuen Kundengruppen in Zukunft noch stark verändern kann.

Wichtige Einflussgrößen sind u.a.:

- die Batteriegröße / elektrische Reichweite der marktverfügbaren Elektrofahrzeuge,
- die Verfügbarkeit und Nutzung von Ladeinfrastruktur,
- die zukünftigen Einsatzprofile / Nutzergruppen von Elektrofahrzeugen.

Insbesondere bei PHEV kann der elektrische Fahranteil und damit die elektrische Fahrleistung je nach Kundenverhalten stark variieren und ist insbesondere davon abhängig, ob der Nutzer die Batterie regelmäßig nachlädt oder den verbrennungsmotorischen Antrieb verstärkt nutzt. Aktuelle empirische Erhebungen liefern erste Erkenntnisse zum bisherigen Einsatz von Elektrofahrzeugen, die als Grundlage für eine Abschätzung dienen können.

Eine umfassende Befragung von Haltern von Elektrofahrzeugen durch das DLR kommt zu dem Schluss, dass BEV an Werktagen⁵ im Durchschnitt 43 km und PHEV 42 km (davon 30 km

⁵ Es ist davon auszugehen, dass sich der Wert der durchschnittlichen Tagesfahrleistung nur auf Tage bezieht, an denen das Fahrzeug bewegt wurde.

elektrisch) zurücklegen. Die Jahresfahrleistung von BEV mit 10.300 km und für PHEV mit 13.600 km (inkl. des konventionellen Fahranteils) liegt damit unter der mittleren Jahresfahrleistung von konventionellen Pkw mit 15.400 km (Frenzel et al. 2015).

Eine aktuelle umfassende Studie zum Verhalten von Elektrofahrzeughaltern in Norwegen liefert ergänzend hilfreiche Erkenntnisse zu möglichen Perspektiven in der Nutzung bei günstigeren Rahmenbedingungen (v. a. dichteres Ladenetz). Dort erreichen Elektrofahrzeuge eine mittlere Jahresfahrleistung von etwa 15.000 km und bewegen sich damit in der gleichen Größenordnung wie konventionelle Pkw. Mehrere Studien zum Einsatz von PHEV kommen zu dem Ergebnis, dass PHEV je nach Fahrzeugmodell und Nutzungsweise einen elektrischen Fahranteil von deutlich über 50 % erreichen (Frenzel et al. 2015; Figenbaum und Kolbenstvedt 2016).

Ort, Zeitpunkt und mögliche Steuerung der Batterieladung

Aktuell liegen keine zentral erfassten Daten zur räumlichen und zeitlichen Verteilung der Stromentnahme für den Betrieb von Elektrofahrzeugen vor. Auch zukünftig wird eine entsprechende Erfassung kaum möglich sein, da praktisch jede Steckdose als potenzielle Lademöglichkeit in Frage kommt und bisher eine fahrzeugseitige Erfassung des Stromverbrauchs und eine entsprechenden Berichtspflicht nicht vorgeschrieben und technisch nicht implementiert sind. Ferner ist anzunehmen, dass sich die Verteilung der Stromnachfrage auf private, halb-öffentliche und öffentliche Ladeinfrastruktur je nach Ausgestaltung der Rahmenbedingungen verändern kann.

Zentrale Einflussgrößen sind u.a.:

- Verfügbarkeit, Zugänglichkeit und Nutzerkosten für die o.g. Ladeoptionen,
- Entwicklung der Fahrzeugtechnologie (Batteriegröße, Schnellladefähigkeit),
- zukünftige Nutzergruppen und Nutzerpräferenzen.

Aktuell liegen bereits umfassende Erhebungen zu den Nutzerpräferenzen hinsichtlich der Ladeinfrastruktur und der Häufigkeit der Nutzung der unterschiedlichen Ladeoptionen vor. Sowohl nationale als auch internationale Erhebungen kommen zu dem Schluss, dass die öffentliche Ladeinfrastruktur hinsichtlich der Nutzungsintensität als auch des Stromumsatzes auch perspektivisch eher eine untergeordnete Rolle spielen wird, da andere Orte mit längeren Standzeiten und günstigeren Kosten (Laden am Wohnort / Arbeitsplatz) Vorteile aufweisen.

In der DLR-Halterbefragung (Frenzel et al. 2015) wird beobachtet, dass die meisten privaten Nutzer (96 %) das Elektrofahrzeug am Wohnort laden. 60 % tun dies sogar täglich. Gewerbliche Nutzer laden vor allem auf dem Betriebsgelände (92 %) und 69 % geben an, dies (fast) täglich zu tun. Rund die Hälfte der gewerblichen Elektrofahrzeuge wird zudem auf dem Privatgrundstück des Nutzers geladen. Lediglich rund 20 % der Nutzer gibt an, mindestens einmal wöchentlich eine öffentliche Ladesäule aufzusuchen.

Die o.g. Studie zum Nutzerverhalten der Halter von Elektrofahrzeugen in Norwegen (Figenbaum und Kolbenstvedt 2016) kommt zu ähnlichen Ergebnissen. 95 % der BEV- und PHEV-Halter laden ihr Fahrzeug am Wohnort. 50 % der BEV-Halter und 75 % der PHEV-Halter laden ihr Fahrzeug nie am Arbeitsort. 28 % der BEV und 16 % der PHEV werden dort hingegen täglich geladen. Öffentliche Ladestationen werden nur von einer Minderheit regelmäßig genutzt. Nur 10 % der BEV-Halter nutzen diese mindestens wöchentlich. 60 % der BEV-Halter nutzen diese nur monatlich / jährlich. Mehr als zwei Drittel der PHEV-Halter nutzen nie öffentliche Ladeinfrastruktur.

Schnellladestationen werden von etwa 8-9 % der BEV-Halter regelmäßig (wöchentlich) genutzt. 30 % der BEV-Halter und 90 % der PHEV-Halter nutzen diese hingegen nie.

Im Rahmen eines großangelegten Feldtests in den USA mit 4.500 Elektrofahrzeugnutzern und 1.000 öffentlichen Ladestationen (American EV-project) im Zeitraum von 2011 bis 2013 konnte beobachtet werden, dass lediglich 9 % der Ladevorgänge und 8 % der Stromnachfrage an öffentlichen Ladestationen auftraten. 92 % der Ladevorgänge fanden in diesem Zeitraum am Wohnort bzw. dem Arbeitsplatz statt (Gnann et al. 2013).

Elektrofahrzeuge werden bisher laut der DLR-Halterbefragung bei einer mittleren Restreichweite von 30 bis 25 % geladen. Dies geschieht je nach Fahrzeugeinsatz im Mittel 1- bis 3-mal pro Woche. Wie auch andere Studien bestätigen, werden sowohl gewerbliche als auch private Elektrofahrzeuge vorwiegend abends (nach der letzten Fahrt) bzw. am späten Nachmittag geladen. Bei gewerblichen Nutzern finden sonst vermehrt auch Ladevorgänge am Vormittag statt. Die Teilnahme an einem Lademanagement wird von Nutzern bisher selten in Anspruch genommen bzw. steht jenseits von Pilotanwendungen im Regelfall nicht zur Verfügung. Auch im gewerblichen Flottenkontext ist die IT-gestützte Steuerung der Batterieladung und der Fahrzeugdisposition noch die absolute Ausnahme (Minnich et al. 2016).

Eingesetzte Stromprodukte

Während in Kapitel 3.1 die am Markt verfügbaren Fahrstromangebote dargestellt wurden, ist an dieser Stelle zu fragen, in welchem Umfang die verschiedenen Produkte genutzt werden.

Bei den heutigen Haltern von Elektrofahrzeugen spielt die Art des Strombezugs eine hohe Bedeutung. So geben in der DLR-Halterbefragung 52 % an, dass die Nutzung von eigenerzeugtem Strom eine wichtige Motivation für die Beschaffung eines Elektrofahrzeugs war (Frenzel et al. 2015). Diese Einschätzung wird durch die Tatsache bestätigt, dass sowohl die gewerblichen als auch die privaten Halter zu etwa 55 % über eine eigene Photovoltaikanlage und zwischen 60 und 70 % über einen Öko-Stromtarif verfügen. Dabei ist die Qualität des Öko-Stromtarifs nicht bekannt. Beide Haltergruppen liegen damit deutlich über dem Bundesdurchschnitt in Bezug auf PV-Eigenerzeugung bzw. Ökostrombezug. Es ist davon auszugehen, dass die Eigenerzeugung und der Bezug von Ökostrom nicht in unmittelbarer Verbindung zur Beschaffung des Elektrofahrzeugs stehen, wenngleich hierzu keine Daten vorliegen. Inwieweit Kunden beim Kauf eines Elektrofahrzeugs auf einen Ökostrom-Vertrag umgestellt haben wurde in diesem Kontext nicht abgefragt.

Angesichts des frühen Marktstadiums und auch anderer Indizien, die für ein überdurchschnittliches Umweltbewusstsein dieser sogenannten Early Adopter sprechen, ist jedoch nicht davon auszugehen, dass auch bei einem zukünftigen Massenmarkt ein vergleichbar hoher Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien vorausgesetzt werden kann, sondern sich dieser unter den gegebenen Rahmenbedingungen vermutlich eher dem Bundesschnitt annähert.

Spezifischer Stromverbrauch und Gesamtstromnachfrage

Der spezifische Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen ist unter anderem abhängig von der Fahrzeuggröße und -masse, dem Einsatzprofil (z. B. innerstädtisch oder außerorts), dem individuellen Fahrstil, den Witterungsverhältnissen sowie dem Betrieb von Nebenaggregaten (z. B. Nutzung von Heizung und Klimatisierung). Wie zahlreiche Erhebungen zeigen, variiert der reale Energieverbrauch sowohl zwischen Fahrzeugmodellen als auch über die Zeit signifikant und weicht – wie bekanntermaßen auch für verbrennungsmotorische Vergleichsfahrzeuge – von der

offiziellen Energieverbrauchsangabe nach dem Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) teilweise erheblich ab.

Die Abschätzung des mittleren jährlichen Stromverbrauchs eines Elektrofahrzeugs basiert auf der Ableitung des mittleren spezifischen Energieverbrauchs, der die o.g. Effekte möglichst gut abbildet. Im Rahmen einer Studie des Öko-Instituts wurde der reale elektrische Energieverbrauch auf Basis von Zeitreihen für etwa 80 serienmäßige Elektrofahrzeuge für unterschiedliche Größenklassen bestimmt. Im Mittel ergab sich ein um 12 % höherer Energieverbrauch gegenüber der NEFZ-Angabe für das Jahr 2015 (Hacker et al. 2015). Im vergleichsweise realitätsnahen ADAC EcoTest wurden im Mittel um 33 % höhere Energieverbräuche für marktverfügbare Elektrofahrzeuge als unter den NEFZ-Bedingungen ermittelt. Im Rahmen eines Feldversuchs mit über 200 Elektrofahrzeugen in den Niederlanden wurde ein Verbrauchsaufschlag im Realbetrieb von über 40 % ermittelt (Cauwer et al. 2015).

Für die Abschätzung der Gesamtstromnachfrage der aktuell in Betrieb befindlichen Elektrofahrzeuge wird unter der Berücksichtigung des erhöhten Energiebedarfs unter Realbedingungen ein spezifischer mittlerer Strombedarf (BEV sowie PHEV im rein elektrischen Betrieb) von 20 kWh / 100 km als Näherungswert unterstellt. Unter der Annahme einer Jahresfahrleistung von 15.000 Kilometern und einem elektrischen Fahranteil von PHEV von 60 % ergibt sich für den heutigen Bestand an Elektrofahrzeugen eine Gesamtstromnachfrage von 153 Gigawattstunden (GWh). Dies entspricht einem Anteil von etwa 0,03 % des aktuellen Strombedarfs in Deutschland.

4. Wechselwirkung zwischen Elektromobilität und dem Stromsektor

Der Ausbau der Elektromobilität führt zu einem zusätzlichen Strombedarf, der in Abhängigkeit von den energiewirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen zu einer Erhöhung der Stromerzeugung aus fossilen, nuklearen oder erneuerbaren Energien im Inland oder im europäischen Ausland führen kann.

In Kapitel 2 wurde erläutert, dass für die politische Bewertung der Effekte der Elektromobilität auf den Stromsektor die Systemperspektive relevant ist, die die insgesamt entstehenden Effekte berücksichtigt, nicht jedoch individuelle Zuordnungen, z.B. im Rahmen von Ökostrombezug oder der Stromkennzeichnung. Im Rahmen dieser Systemperspektive können wiederum zwei verschiedene Sichtweisen eingenommen werden:

- Durchschnittsbetrachtung: Der Elektromobilität werden die durchschnittlichen Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung zugeordnet. Eine Begründung für diese Perspektive kann die Einschätzung sein, dass eine Zuordnung unterschiedlicher Emissionen zu verschiedenen Verbrauchergruppen immer eine gewisse Willkür beinhaltet. Andererseits führt diese Perspektive dazu, dass sich eine Veränderung bei den durchschnittlichen Emissionen im Stromsektor, die aufgrund der Einführung der Elektromobilität eintritt, gleichmäßig auf die Emissionen aller Verbrauchssektoren auswirkt.⁶ So könnte es z.B. dazu kommen, dass sich die Emissionsfaktoren für den Stromverbrauch von privaten Haushalten oder gewerblichen Verbrauchern erhöhen oder verringern.

⁶ Dieser Effekt wäre quantitativ bis auf weiteres kaum spürbar, da die Elektromobilität im Vergleich zur restlichen Stromnachfrage nur eine geringe Bedeutung haben wird. Je stärker die Elektromobilität jedoch zum Massenmarkt wird, desto wichtiger wird diese Betrachtung.

- **Systemanalytische Grenzbetrachtung:** Der Elektromobilität werden die Emissionen zugeordnet, die sich durch deren Einführung im Stromsektor ergeben. Dies ist insbesondere die höhere Auslastung von fossilen, nuklearen und erneuerbaren Kraftwerken zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage unter Berücksichtigung der Effekte, die z.B. intelligente Ladestrategien auf die Abregelung erneuerbarer Kraftwerke haben können. Zudem sind ggf. Effekte des EU-Emissionshandels und eine evtl. Wirkung von Ökostrom als Fahrstrom auf den Stromsektor zu berücksichtigen. Im Falle der systemanalytischen Grenzbetrachtung wird die Elektromobilität als zusätzlicher Verbraucher von Strom behandelt und die für andere Sektoren des Stromverbrauchs anzusetzenden Emissionsfaktoren werden nicht tangiert.

Der weiteren Analyse in Kapitel 4 wird die systemanalytische Grenzbetrachtung zugrunde gelegt. Grund hierfür ist, dass die Elektromobilität als neuer Stromverbraucher betrachtet wird und es zur Beurteilung der Effekte der Elektromobilität auf die Treibhausgasemissionen angemessen erscheint, die Effekte des zusätzlichen Strombedarfs, aber auch der möglichen Flexibilisierung der Stromnachfrage der Elektromobilität auf den Stromsektor zu identifizieren.

4.1. Szenario zur Marktentwicklung und Nutzung elektrischer Fahrzeuge

Die Grundlage der Analysen zu den Wechselwirkungen zwischen Stromsystem und elektrischen Fahrzeugen stellt die zeitliche (stündliche Auflösung) und durch die regionale Auflösung des Strommarktmodells „PowerFlex“ definierte räumliche Darstellung der für die Elektromobilität benötigten Strommenge und der Zeiträume der Netzkopplung der Fahrzeuge dar. Zur Bestimmung der benötigten Strommengen wird auf ein Marktszenario zurückgegriffen, in dem sich die nachgefragte Strommenge aus der Verknüpfung des Bestands an elektrischen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen mit deren spezifischen Verbräuchen ergibt. Die zeitliche Verteilung des Strombedarfs und der Netzkopplung ergibt sich aus Nutzungsprofilen der Fahrzeuge sowie Annahmen zum Verhalten der Nutzer bezüglich der Netzkopplung. Die Basis für die räumliche Verteilung der Fahrzeugnutzung bilden dagegen Verkehrsmodellierungen im Rahmen der Bundesverflechtungsprognose 2030 (Intraplan et. al. 2014).

4.1.1. Marktszenario der Elektromobilität

Das Verkehrs- und Emissionsmodell TEMPS⁷ des Öko-Instituts bildet die methodische Grundlage für die Herleitung des Bestands an elektrischen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen. Ausgehend von gesetzten Rahmenannahmen können mit diesem Modell zukünftige Entwicklungen an Fahrzeugbeständen, Endenergiebedarfen und Treibhausgas-Emissionen bestimmt werden.

Für dieses Vorhaben wurde allerdings kein eigenes Szenario entwickelt. Vielmehr wurde auf die Rahmenannahmen aus dem Projektionsbericht 2015 (Bundesregierung 2015) zurückgegriffen, mit dem die Bundesrepublik Deutschland eine Projektion ihrer CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2035 vornimmt und an die EU berichtet. Dabei werden alle politischen Maßnahmen des sogenannten „Mit-Maßnahmen-Szenarios“ angenommen, d.h. alle bis zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts getroffenen Rahmensetzungen für die Marktentwicklung der Elektromobilität sind in dem Szenario berücksichtigt.

⁷ Transport Emissions and Policy Scenarios

Der Ableitung des Marktszenarios liegen damit u.a. die folgenden zentralen Rahmenbedingungen zugrunde:

- Der Rohölpreis steigt stetig zwischen den Jahren 2010 und 2030 (insgesamt um 44 % in realen Preisen).
- Die EU-Emissionsstandards in Bezug auf CO₂ für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge verbleiben auf dem heutigen Stand⁸.

Der Bestand an elektrischen Fahrzeugen setzt sich in diesem Szenario aus rein batterieelektrischen (BEV⁹) und Hybridfahrzeugen mit Ladeoption (PHEV/REEV¹⁰) zusammen (Tabelle 1). Insgesamt steigt der Anteil batterieelektrischer Pkw und leichter Nutzfahrzeuge am Bestand bis 2020 auf etwa 600.000 Fahrzeuge und erreicht ca. 4,8 Millionen Fahrzeugen im Jahr 2030. Die Mehrzahl der Fahrzeuge ist in diesem Szenario nicht rein batterieelektrisch angetrieben, sondern besitzt die Option einen Teil der Antriebsenergie über Verbrennungsmotoren (knapp 80 % der Fahrzeuge) bereit zu stellen. In der Strommarktmodellierung ergibt sich der elektrische Fahranteil der elektrischen Hybridfahrzeuge aus den Annahmen zu Standorten und Netzkopplung der Fahrzeuge (siehe Abschnitt 4.1.3).

Da sich die Nutzung gewerblicher Fahrzeuge erheblich von der Nutzung privater Fahrzeuge unterscheidet, wird zudem eine Annahme zur Verteilung des elektrischen Fahrzeugbestands auf diese beiden Haltergruppen getroffen. Dabei wird davon ausgegangen, dass beim Einsatz gewerblich angemeldeter Fahrzeuge (z.B. in Fahrzeugpools) stärkere Vorteile der Elektrofahrzeuge auftreten als bei privat zugelassenen Fahrzeugen und somit in diesem Anwendungsbereich zunächst ein höherer Marktanteil erzielt wird (siehe auch Kapitel 3.2). Zudem werden ca. 60 Prozent der Neuzulassungen in Deutschland bei gewerblichen Pkw vorgenommen, so dass neue Technologien in gewerblichen Flotten überproportional oft zum Einsatz kommen. Es wird somit angenommen, dass im Jahr 2020 30 % der elektrischen Pkw gewerblich zugelassen sind; im Jahr 2030 sinkt dieser Wert auf 20 %. Heute sind im Gesamtbestand nur ca. 10 % aller Pkw mit einer gewerblichen Zulassung unterwegs. Bei den leichten Nutzfahrzeugen wird angenommen, dass diese vollständig als gewerbliche Fahrzeuge genutzt werden.

⁸ Pkw: Zielwert: 95 g CO₂/km ab 2020; LNF: Zielwert: 147 g CO₂/km ab 2020

⁹ BEV: battery electric vehicle

¹⁰ PHEV: plug-in hybrid vehicle; REEV: range extender electric vehicle

Tabelle 1: Bestand an elektrischen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen (Szenario)

	BEV	PHEV / REEV	Gesamt
2020	130.200	475.600	601.900
Leichte Nutzfahrzeuge	3.900	0	3.900
Pkw (groß)	39.500	180.200	219.700
Pkw (mittel)	54.000	146.000	200.000
Pkw (klein)	32.800	149.400	182.200
2030	1.035.900	3.798.200	4.834.100
Leichte Nutzfahrzeuge	41.000	55.500	96.500
Pkw (groß)	312.800	1.425.000	1.737.800
Pkw (mittel)	426.900	1.155.000	1.581.900
Pkw (klein)	255.200	1.162.700	1.417.900

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

4.1.2. Nutzung der elektrischen Fahrzeuge

Für die Strommarktmodellierung ist relevant, zu welchen Stunden die Fahrzeuge genutzt werden, zu welchen Stunden eine Netzkopplung mit welcher potenziellen Ladeleistung vorliegt und wann und in welchem Umfang die Ladung der Fahrzeugbatterien tatsächlich stattfindet. Somit ist die zeitlich differenzierte Fahrzeugnutzung eine wichtige Voraussetzung, um die Wirkung der Elektromobilität auf das Stromsystem abbilden zu können.

Zur Abbildung der Fahrzeugnutzung wird auf die empirischen Mobilitätsbefragungen „Mobilität in Deutschland 2008 (MiD 2008)“ (Follmer et al. 2010) und auf die Erhebung „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010)“ (Wermuth et al. 2012) zurückgegriffen, mit denen die Fahrzeugnutzung in Deutschland repräsentativ aufgenommen ist. In beiden Befragungen haben Fahrzeugnutzer jeweils für einen Tag detailliert ihr Mobilitätsverhalten bzw. die Nutzung eines Fahrzeugs aufgeführt. Über Gewichtungsfaktoren kann somit u.a. die Fahrzeugnutzung abgebildet werden. Die Erhebung MiD 2008 bildet mit der Befragung von ca. 26.000 Haushalten die Grundlage für die Abbildung privat genutzter elektrischer Fahrzeuge; gewerblich angemeldete Fahrzeuge (Pkw und leichte Nutzfahrzeuge) sind über die Auswertungen der KiD 2010 abgebildet.

In beiden Fällen wird die Herleitung der Nutzungsmuster über dieselbe Methodik durchgeführt. Zunächst werden aus den Daten typische Tagesnutzungsprofile der Fahrzeuge hergeleitet. Dabei wird sowohl zwischen verschiedenen Raumtypen (Kernstadt und Umland/ländlicher Raum bei Privat-Pkw) bzw. verschiedenen Einsatzradien (<50km und >50km bei gewerblichen Fahrzeugen) als auch zwischen Werktagen und den beiden Wochenendtagen unterschieden. Im weiteren Verlauf der Herleitung werden diese zu Jahresnutzungsprofilen zusammengefügt, die die Grundlage für den zeitlich aufgelösten Verbrauch der Fahrzeuge und die mögliche Netzkopplung sind.

Die Tagesfahrleistung, die Start- und Ankunftszeiten der ersten bzw. der letzten Fahrt und die Fahrzeugstandorte sind beispielweise Unterscheidungsmerkmale für die Bestimmung der Tagesnutzungsprofile. Für die daraus entstehenden Cluster an ähnlich genutzten Fahrzeugen wird für

- die Tagesfahrleistung,
- die Startzeit der ersten Fahrt,
- die Dauer und Uhrzeit der Standzeit während der ersten und letzten Fahrt,
- die Ankunftszeit der letzten Fahrt des Tages

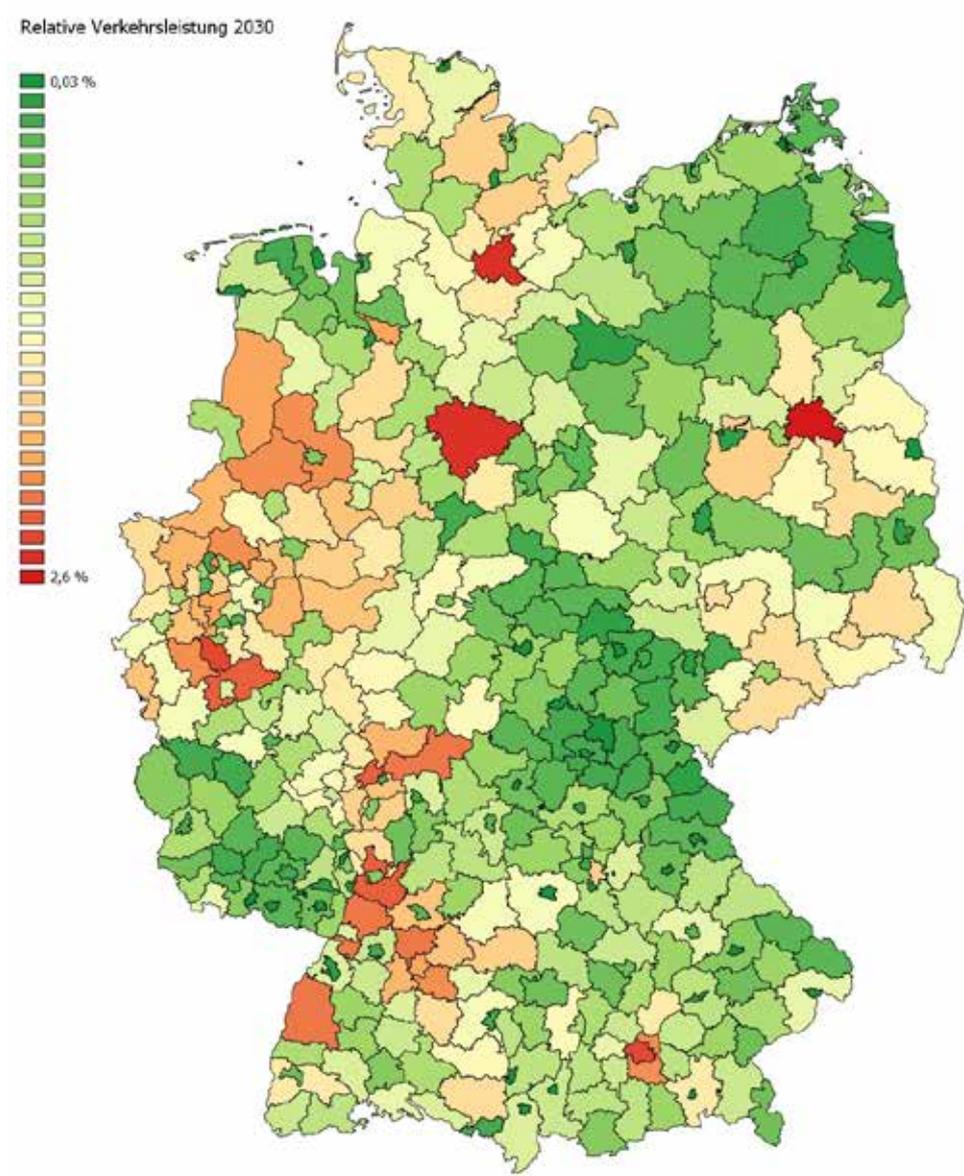
der Mittelwert bestimmt. Auf dieser Basis werden über die zufällige Kombination von Tagesnutzungsprofilen Wochenprofile erstellt, wobei berücksichtigt wird, dass nur Fahrzeuge

- derselben Größenklasse,
- desselben Nutzungsraums und
- mit ähnlicher Jahresfahrleistung

miteinander kombiniert werden. Die auf diese Weise erstellten Wochenprofile werden zu Jahresnutzungsprofilen verkettet. Bei der Auswahl geeigneter Profile für die Abbildung elektrischer Fahrzeuge im Strommarktmodell werden abschließend Jahresnutzungsprofile ausgewählt, die der Gesamtfahrleistung der elektrischen Pkw aus der Modellierung mit TEMPS entsprechen. Dabei werden auch die Start- und Ankunftszeiten der einzelnen Nutzungsprofile per Normalverteilung um die ermittelten Mittelwerte verteilt, um die Variabilität der Fahrzeugnutzung in der Strommarktmodellierung abzubilden. Beispiele für die Tagesnutzungsprofile privater und gewerblicher Pkw sind im Anhang A3 zu finden.

Die Strommarktmodellierung berücksichtigt eine regionale Auflösung der Stromerzeugung und – nachfrage. Demnach muss die Nutzung der elektrischen Fahrzeuge als Eingangsgröße ebenfalls in regionaler Auflösung vorliegen. Die Grundlage für die regionale Verteilung der erstellten Fahrzeugnutzungsprofile bildet die Verflechtungsprognose 2030 des BMVI (Intraplan et. al. 2014), in der eine Verteilung des Verkehrsaufkommens auf Stadt und Landkreisebene (NUTS-3) für die Jahre 2010 und 2030 abgebildet ist. Die Verteilung des Verkehrs – und damit der Stromnachfrage durch elektrisch angetriebene Fahrzeuge – auf die verschiedenen Regionen wird für das Jahr 2030 direkt aus der Verkehrsverflechtungsprognose übernommen (siehe Abbildung 5). Für das Jahr 2020 wird die regionale Verteilung des Verkehrs über eine lineare Interpolation der Ergebnisse von 2010 und 2030 abgeleitet.

Abbildung 5: Verteilung der elektrischen Verkehrsleistung auf Stadt- und Landkreisebene in 2030 (Szenario)



Quelle: Eigene Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der Verkehrsverflechtungsprognose 2030 (Intraplan et. al. 2014)

4.1.3. Netzkopplung und Ladeinfrastruktur

Neben der zeitlich und räumlich aufgelösten Fahrzeugnutzung, aus der sich der Strombedarf der Fahrzeuge ergibt, benötigt das Strommarktmodell Informationen zur Netzkopplung und der während der Netzkopplung vorliegenden maximalen Ladeleistung. Aus der Herleitung der Fahrzeugnutzungsprofile ist bekannt, an welchen Standorten die Fahrzeuge zu welchen Stunden geparkt sind. Für die Abbildung der Ladung der elektrischen Fahrzeuge in Powerflex werden daher noch Annahmen benötigt zu den möglichen maximalen Ladeleistungen an den verschiedenen Standorten der Fahrzeuge und Information darüber, ob die Fahrzeugnutzer eine Netzkopplung herstellen oder nicht.

Oft wird für die maximale Ladeleistung eines Ladepunktes die Anschlussleistung an das Stromnetz angegeben. Nach Erfahrungen in eigenen Forschungsvorhaben, z.B. im Projekt Future Fleet und

beim Aufbau der derzeitigen Ladeinfrastruktur, z.B. in Hamburg, ist allerdings nicht davon auszugehen, dass an allen Ladepunkten die Anschlussleistung als maximale Ladeleistung für ein Fahrzeug zur Verfügung stehen wird (Senat Hamburg 2014; Kasten und Zimmer 2011). Vielmehr ist zu beobachten, dass die Anschlussleistung auf mehrere Ladepunkte verteilt wird, um über einen Netzanschluss mehrere Fahrzeuge gleichzeitig mit Ladestrom versorgen zu können. Zudem ist zu erkennen, dass nicht alle heute angebotenen elektrischen Fahrzeuge standardmäßig über die Fähigkeit verfügen, mit einer Leistung von mehr als 3,7 kW zu laden, und somit fahrzeugseitig eine schnellere Beladung der Fahrzeuge verhindern.

Aus diesen Gründen werden in der Modellierung für die nutzbare Ladeleistung im öffentlichen Raum im Jahr 2020 Werte verwendet, die unterhalb der üblicherweise angegebenen Spanne von 11 - 22 kW liegen (Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) 2014). Für die Standorte „Arbeitsplatz“ und „eigenes Grundstück/eigener Betriebshof“ wird die durchschnittliche Ladeleistung des Hausanschlusses angenommen. Durch eine Erweiterung der Ladeinfrastruktur und den technologischen Fortschritt der elektrischen Fahrzeuge steigt in der Modellierung die nutzbare Ladeleistung bis zum Jahr 2030 an (Tabelle 2).

Tabelle 2: Nutzbare Ladeleistung (in kW) je Standort in der Strommarktmodellierung mit Powerflex (Szenario)

	2020	2030
Eigenes Grundstück	3,5	3,5
Arbeitsplatz	3,5	7,0
Öffentlicher Raum	7,0	11,0
Eigener Betriebshof	3,5	7,0

Quelle: Eigene Annahmen

Beim Laden eines elektrischen Fahrzeugs fallen zudem Umwandlungsverluste an. In Praxisversuchen (z.B. im Projekt Future Fleet) lagen diese Verluste bei über 15 % (Kasten und Zimmer 2011). Es ist davon auszugehen, dass sich diese Verluste durch technologische Weiterentwicklungen verringern, so dass ein Ladewirkungsgrad von 90 % an allen Standorten angenommen wird.

Für die Beladung der Fahrzeugbatterien muss zudem eine Netzkopplung vorliegen. Nicht an jedem Parkplatz eines Fahrzeugs besteht die Möglichkeit einer Netzkopplung. Zudem werden die Fahrzeuge von den Nutzern nicht immer ans Netz angeschlossen, wenn am Parkplatz eine Lademöglichkeit besteht (siehe Kapitel 3.2). Für die Modellierung wird daher angenommen, dass die Nutzer immer eine Verbindung zum Stromnetz herstellen, wenn sie ihr Fahrzeug auf dem eigenen Grundstück abstellen. Bei den übrigen Standorten ist die Annahme, dass eine Netzkopplung ab einer gewissen Reichweitenschwelle (Ladestand < 20 %) hergestellt wird, oder wenn die Ladung für die das nachfolgende Nutzungsprofil notwendig wird.

4.2. Integration der Elektromobilität in die Verteilnetze

Verteilnetze sind von der Energiewende in besonderem Maße betroffen, da die Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne zum Großteil dezentral in der Nieder- und Mittelspannungsebene erfolgt. Durch hohe installierte Leistungen dieser fluktuierenden Erneuerbaren können in den hauptsächlich auf einen unidirektionalen Leistungsfluss von der Hochspannungsebene zum

Verbraucher ausgelegten Netzen neue und oft auch höhere Belastungen auftreten. Ein Bedarf zum Netzausbau, der durch das Wachstum der EE bedingt ist, wird nicht überall zu vermeiden sein, kann aber stellenweise schon durch vergleichsweise kleine Eingriffe in den Netzbetrieb verhindert oder verzögert werden. Zudem ist zu beachten, dass durch das Lastmanagement (Demand Side Management, DSM) einer großen Anzahl Elektrofahrzeuge ggf. das Netz entlastet werden kann.

Um fundierte qualitative Aussagen über den Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Verteilnetze, vor allem auf die Niederspannungsnetze treffen zu können, wurden die Ergebnisse verschiedener Elektromobilitäts-Projekte der letzten Jahre untersucht und ausgewertet (vergleiche Tabelle 3).

Tabelle 3: Untersuchte Projekte zur Elektromobilität in Verteilnetzen

Projekt	Jahr	Untersuchte Netztypen
BMU Flottenversuch Elektromobilität	2012	Niederspannung Land/Dorf/Vorstadt Mittelspannung
Nationale Plattform Elektromobilität	laufend	Niederspannung Land/Vorstadt/Stadt Mittelspannung
eFlott	2011	Niederspannung Vorstadt
INTELLAN	2014	Nutzt Ergebnisse aus iZEUS und NEmo
iZEUS	2013	Niederspannung Vorstadt
NEmo	2013	Niederspannung Land/Vorstadt/Stadt
Karlsruhe Institute of Technology KIT	2009	Niederspannung Stadt/Vorstadt
Technical University of Denmark DTU	2013	Niederspannung Vorstadt (Dänemark)

Quelle: Öko-Institut e.V.

Die folgenden Kernaussagen basieren auf der Studie „Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE-Strom auf Verteilnetzebene“ die von der Energynautics GmbH im Auftrag des Öko-Instituts erstellt wurde und die die Ergebnisse der genannten Studien zusammenfasst und interpretiert.¹¹

- Es wird für die Diskussion der Effekte auf die Verteilnetze davon ausgegangen, dass **Elektrofahrzeuge zunächst vor allem in vorstädtischen Niederspannungsnetzen angeschlossen** werden. Dies liegt vor allem daran, dass Elektrofahrzeuge in den kommenden Jahren aufgrund der begrenzten Akkukapazität insbesondere auf Kurz- bis Mittelstrecken eingesetzt werden. Eine große Zielgruppe stellen daher im vorstädtischen Bereich wohnhafte Berufspendler dar. Entsprechend wurden vor allem solche Netze in den betrachteten Studien analysiert. Vorstädtische Niederspannungsnetze sind meist Strahlennetze oder offen betriebene Ringnetze und bereits relativ stark ausgelastet. Diese Netze zeichnen sich durch einen von Haushalten geprägten Lastgang und einer von Photovoltaik dominierten EE-Einspeisung aus.
- **Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge sorgen für eine Erhöhung der Nutzerakzeptanz der Elektromobilität**, Elektrofahrzeuge werden aber trotzdem vorwiegend über Nacht zu Hause geladen, da eine Akkuladung für die tägliche Fahrstrecke meist ausreicht. Am Hausanschluss kann mit 2–3,7 kW einphasig oder mit bis zu 11 kW dreiphasig geladen werden, was für eine nächtliche Ladung der momentan üblichen 20-kWh-Batterien ausreichend ist. Mit steigender

¹¹ Die Studie kann unter folgendem Link aufgerufen werden: <https://www.oeko.de/uploads/oeko/download/2015-Ueberblick-zur-Bedeutung-der-Elektromobilitaet.pdf>

Akkukapazität können höhere Ladeleistungen aber sinnvoll werden, mit entsprechendem Ausbau können 44 kW pro Hausanschluss erreicht werden.

- In den untersuchten Studien wurden verschiedene **Anteile an Elektrofahrzeugen im Netz** angenommen. Dabei wurden schon bei dem für 2030 von der Bundesregierung geforderten Anteil von 8 % aller Kraftfahrzeuge **erste Netzüberlastungen** festgestellt. Bei Verwendung neuer Technologien bzw. Ladestrategien konnten aber auch bestehende Verteilnetze mit einer Marktdurchdringung von 100 % (alle Haushalte verfügen über ein Elektrofahrzeug) erfolgreich betrieben werden.
- **Werden Elektrofahrzeuge ungesteuert geladen, so kann dies sowohl lokal (thermische Überlastung der Leitungen, Spannungsabweichungen) als auch global (Erhöhung der systemweiten Spitzenlast) durch das Zusammenfallen mit der ohnehin bestehenden abendlichen Spitzenlast zu Problemen führen.** In vorstädtischen Niederspannungsnetzen kann beispielsweise schon durch den Anschluss von Elektrofahrzeugen in jedem fünften Haushalt die maximale Netzlast um 50 % steigen. Diese Situation kann bei schwach ausgelegten Netzen zu Überlastungen von Leitungen und Transformatoren führen.
- **Das Ausmaß der Lasterhöhung ist sowohl von der Anzahl der Elektrofahrzeuge als auch von der Ladeleistung abhängig.** Ab etwa 7 kW Ladeleistung bewirkt eine weitere Erhöhung der Ladeleistung allerdings nur noch einen geringen Anstieg der Spitzenlast, da durch die kürzeren Ladezeiten bei hoher Leistung die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge reduziert wird. Wenn neben der Ladeleistung jedoch auch die Akkukapazität der Elektrofahrzeuge erhöht wird, steigt auch die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge wieder.
- **Thermische Überlastungen können zum größten Teil durch intelligente Ladestrategien vermieden werden.** In den untersuchten Projekten konnte bei Verwendung solcher Strategien in der Regel jeder Haushalt mit einem Elektrofahrzeug ausgestattet werden, ohne lokale Netzüberlastungen zu verursachen. Allerdings entstehen durch die netzorientierte Steuerung eventuell zusätzliche Konflikte. Die Lösung lokale Probleme (Netzüberlastung) kann globale Problematiken (Ausgleich von EE-Erzeugung und Verbrauch) verschärfen, und umgekehrt. Die Zielgröße der Steuerung ist also von großer Bedeutung und eine genaue Analyse der ggf. gegenläufigen, resultierenden Effekte ist erforderlich.
 - **Eine Bindung der Ladevorgänge an das Dargebot an erneuerbarer Energie kann zu nachteiligen Effekten im Verteilnetz führen.** Im Vorstadtbereich ist hauptsächlich PV installiert, die tagsüber verfügbar ist, wenn ein Großteil der Fahrzeuge nicht am Netz ist. Somit würde die Wirkung dieser Steuerungslogik verpuffen. Eine Kopplung an das globale Windangebot ohne Berücksichtigung der lokalen Netzgegebenheiten kann wiederum zu zusätzlichen Netzüberlastungen führen.
 - **Die bislang getesteten Ladestrategien dienen vor allem dazu, die steigenden Anteile der Elektromobilität ohne größere Probleme ins Verteilnetz integrieren zu können.** Ihr Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien über das Verteilnetz hinaus ist fraglich. Hier muss die Vermeidung von Netzausbau den Kosten des Lademanagements und den möglicherweise negativen Effekten auf die überregionale Integration von EE gegenübergestellt werden.
- Während die Photovoltaik-Einspeisung tagsüber zu einer Erhöhung der Spannung im Niederspannungsnetz über den zulässigen Wert von 1,1 p.u. hinaus führen kann, kann die zusätzliche Last durch ladende Elektrofahrzeuge zu anderen Tageszeiten zur Unterschreitung der minimalen zulässigen Spannung von 0,9 p.u. führen. Diese Problematik kann durch **Blindleistungsregelung** der Erzeuger und der Elektrofahrzeuge grundsätzlich auch ohne intelligente Ladestrategie reduziert werden. Dabei wird vom zur Ladung benötigten Umrichter

Blindleistung bereitgestellt oder bezogen und so die Spannung im Netz beeinflusst. Dies ist auch unabhängig vom Wirkleistungsbezug möglich, womit eine solche Funktionalität auch zum Ausgleich von nicht durch das Elektrofahrzeug selbst bedingten Spannungsabweichungen genutzt werden kann. Bei herkömmlichen AC-Ladestationen ist der Umrichter jedoch im Fahrzeug selbst verbaut, womit er nur zur Spannungsregelung genutzt werden kann, wenn das Fahrzeug sich an der Ladestation befindet. DC-Ladestationen haben einen eigenen Umrichter und können somit unabhängig von der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge zur Spannungshaltung genutzt werden.¹²

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Elektrofahrzeuge in den Verteilnetzen nicht zwingend zur Integration erneuerbarer Energien beitragen, sondern überwiegend eine zusätzliche Belastung insbesondere für das Verteilnetz darstellen. Diese ist jedoch durch intelligente Ladestrategien und Netzregelung durch die Ladestationen in den Griff zu bekommen. Allerdings ist bei der Wahl der Ladestrategie die Zielsetzung zu beachten und abzuwägen, wann und wo Netzausbau akzeptabel bzw. unvermeidbar ist, damit Netzprobleme nicht lediglich auf die nächst höhere (oder niedrigere) Spannungsebene verlagert werden.

Die Analyse zeigt zudem, dass für eine optimale Nutzung von EE-Strom durch Lastverlagerung der Elektrofahrzeuge nur ein reduziertes Flexibilitätspotenzial vorhanden ist, weil die mögliche Lastverlagerung durch die erforderliche Integration der Elektrofahrzeuge in die Verteilnetze beschränkt wird. Hier sind für die Zukunft Konzepte gefragt, die eine optimale Allokation des Lastverlagerungspotenzials sicherstellen können (vergleiche hierzu auch das Netzampel-Konzept (BDEW 2015)).

4.3. Modellbasierte Analyse der Effekte im Stromsystem

4.3.1. Verwendetes Modell und Szenarioannahmen

Um die Effekte der Elektromobilität im Stromsystem zu modellieren, wurde das Strommarktmodell „PowerFlex“ des Öko-Instituts verwendet. Hierbei handelt es sich um ein Einsatzmodell für thermische Kraftwerke, fluktuierende erneuerbare Energien, Speicher und Flexibilitätsoptionen, das das Stromsystem in Deutschland detailliert und das übrige europäische Verbundsystem vereinfacht abbildet. Das Modell arbeitet mit einer linearen Optimierung und minimiert die variablen Kosten der Stromerzeugung unter Einhaltung bestimmter Rahmenbedingungen (z.B. die zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen erforderliche „must-run“ Stromerzeugung). Investitionen in Erzeugungsanlagen, Netze und Speicher und Flexibilitätsoptionen werden modellextern vorgegeben und sind nicht Gegenstand der Optimierung.

Die hier verwendete Version des Modells bildet die regionale Verteilung von Erzeugungsanlagen, Speichern und Flexibilitätsoptionen sowie die Restriktionen des Übertragungsnetzes für Strom innerhalb Deutschlands vereinfacht ab. Hierzu wurden 21 Regionen definiert, denen auch der Strombedarf von klassischen Stromverbrauchern und der Elektromobilität mit seinem zeitlichen Verlauf gemäß der in Kapitel 4.1 dargestellten Annahmen zugeordnet wurden. Die für die Frage der Überschüsse an erneuerbar erzeugtem Strom entscheidenden Netzengpässe wurden durch

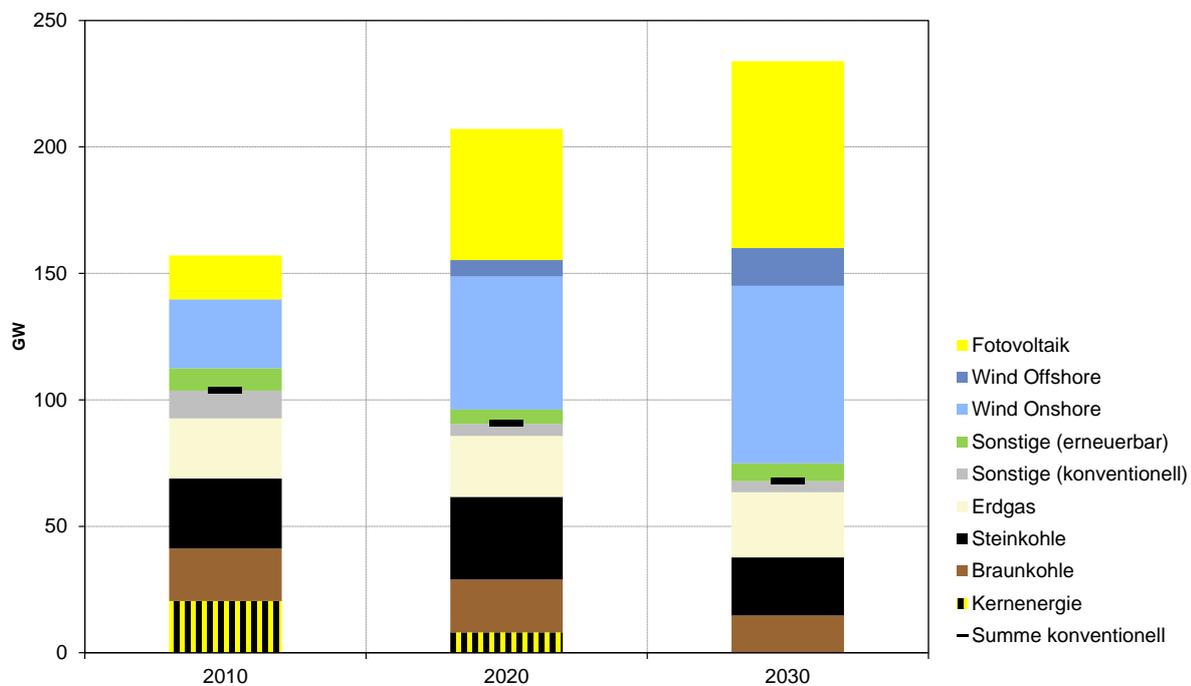
¹² Nach Abschluss der hier zusammengefassten Überblicksstudie wurde das Combined Charging System CCS mit Typ-2-Stecker zum EU-Standard erklärt. Dieses System kann durch den Umrichter im Fahrzeug normal mit AC geladen werden, ermöglicht aber auch DC-Schnellladungen. Es ist somit davon auszugehen, dass in Zukunft hauptsächlich Schnellladestationen über einen eigenen auf Schnellladung dimensionierten Umrichter verfügen, während Heimpladeprozesse mit dem Fahrzeugumrichter durchgeführt werden.

ein vereinfachtes Netzmodell abgebildet. Hierfür kam ein Transportmodell mit aggregierten Leitungskapazitäten zwischen den definierten Regionen zum Einsatz.

Als Grundlage für die Modelldaten wurde für Deutschland das Szenario „Klimaschutz 80“ der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ des Öko-Instituts für das BMUB herangezogen (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) 2015). Dieses Szenario orientiert sich an dem Ziel einer Minderung der gesamten Treibhausgas-Emissionen Deutschlands bis 2050 um 80 % im Vergleich zum Jahr 1990. Damit die langfristigen Emissionsminderungen erreicht werden können, müssen die erneuerbaren Energien im Stromsektor gegenüber den bisher festgelegten Zielen schneller ausgebaut werden: Während der Zielkorridor gemäß EEG 2017 bei 55 bis 60 % des Strombedarfs im Jahr 2035 liegt, wurde in diesem Szenario bereits ein Anteil von 65 % im Jahr 2030 unterstellt.

Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland bis zum Jahr 2030 ist in Abbildung 6 dargestellt.

Abbildung 6: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten für Strom in Deutschland im Modell (2010 - 2030)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Um dem Modellaufwand in Grenzen zu halten, wurden über Deutschland hinaus nur die direkt angrenzenden Länder in der Modellierung berücksichtigt. Dies entspricht etwa 53 % der Last im Netzgebiet der Mitglieder des europäischen Dachverbands der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. Die Annahmen zum Kraftwerkspark in diesen Ländern orientierten sich am „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014“ der ENTSO-E (ENTSO-E 2014). Hier wurde das Szenario B, Vision 3 zugrunde gelegt.¹³ Für das Übertragungsnetz wurde eine sternförmige Verbindung mit

¹³ Die hier dargestellten Arbeiten wurden vor Erscheinen des „Mid-term Adequacy Forecast 2016“ der ENTSO-E abgeschlossen und berücksichtigen daher die frühere Version der Szenario-Analysen.

Deutschland angenommen, d.h. ein Stromaustausch der benachbarten Länder untereinander wurde nicht berücksichtigt.

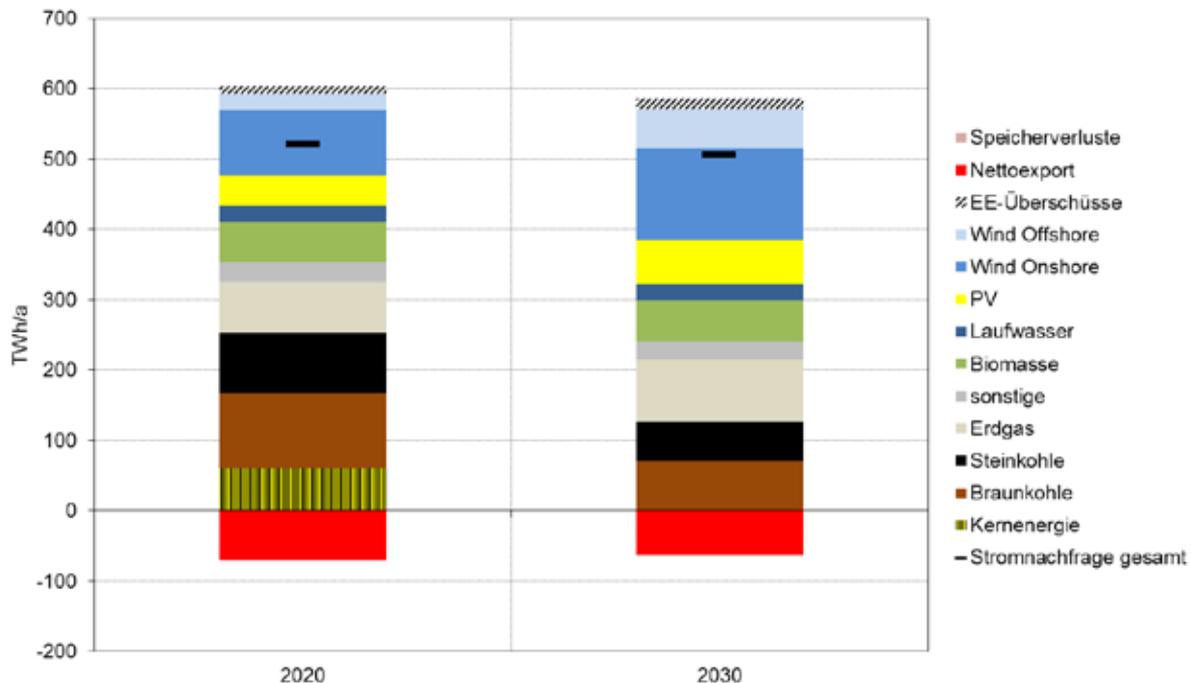
4.3.2. Ergebnisse der Modellierung im Stromsystem

Der Modellierung liegen die Annahmen des in Kapitel 4.1 beschriebenen Szenarios für die Nutzung elektrischer Fahrzeuge zugrunde. Für die Ladung der Elektrofahrzeuge wurden zwei alternative Strategien untersucht. Für beide Strategien wird optimistisch angenommen, dass die Verbindung des Fahrzeugs zum Stromnetz immer hergestellt wird, wenn dies möglich ist:

- **„Ungesteuertes Laden“:** Die Fahrzeuge werden ohne zeitliche Verzögerung mit der maximal verfügbaren Leistung geladen, bis die Batterie vollständig gefüllt ist. Das Ladeverhalten der Fahrzeuge ist also unabhängig vom Zustand des Stromsystems. Eine Begrenzung der möglichen Ladeleistung durch die Verteilnetze wurde nicht berücksichtigt. Diese Ladestrategie entspricht i.w. der derzeitigen Praxis.
- **„Gesteuertes Laden“:** Die Ladung der Fahrzeuge wird durch das Strommarktmodell so optimiert, dass die gesamten variablen Kosten der Stromerzeugung möglichst gering sind. Dies führt zur Minimierung des Einsatzes von konventionellen Kraftwerken und somit zur vorrangigen Nutzung von EE-Überschüssen. Eine Steuerung des Ladevorgangs durch die Betreiber der Verteilnetze wurde nicht berücksichtigt. Diese Strategie kann als Abschätzung einer oberen Grenze der Synergien zwischen Elektrofahrzeugen und übergeordnetem Stromsystem angesehen werden.

In der Abbildung 7 ist als Überblick zu den Modellergebnissen dargestellt, aus welchen Energieträgern der Strom in Deutschland in den Jahren 2020 und 2030 im Fall mit gesteuertem Laden der Elektrofahrzeuge erzeugt wird.

Abbildung 7: Inländische Stromerzeugung nach Energieträgern in den Modellläufen mit gesteuertem Laden in den Jahren 2020 und 2030



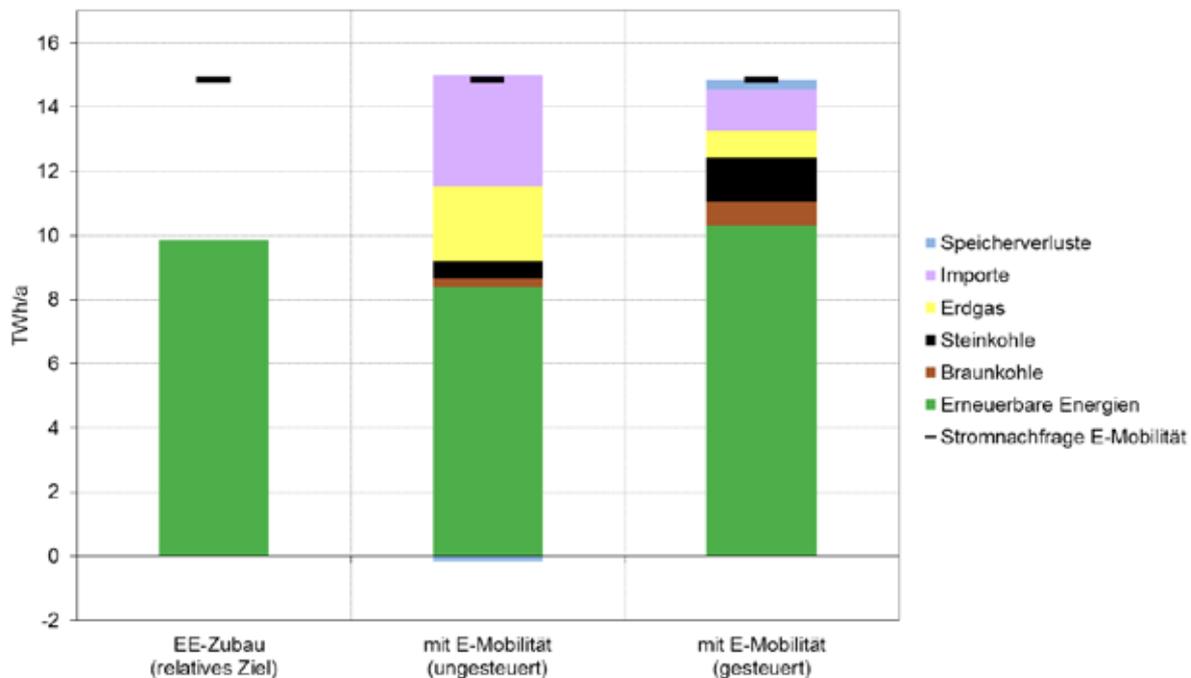
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Hierbei ist ein erwarteter Strombedarf der Elektromobilität von 2 TWh in 2020 und 15 TWh im Jahr 2030 berücksichtigt. Somit stammen in diesem Szenario 3 % der Stromnachfrage im Jahr 2030 aus der Elektromobilität. Dies zeigt, dass der Effekt der Elektromobilität auf den gesamten Stromsektor bis 2030 bei den getroffenen Annahmen überschaubar bleibt. In Abbildung 7 ist zu erkennen, dass die gesamte Stromnachfrage gemäß der im Rahmenszenario getroffenen Annahmen von 2020 auf 2030 leicht sinkt (um etwa 3 %). Der Strombedarf der Elektromobilität wird hierbei durch Einsparungen in den klassischen Stromverbrauchssektoren überkompensiert.

Weiter ist in der Abbildung zu sehen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromnachfrage entsprechend der ambitionierten Annahmen dieses Szenarios innerhalb von zehn Jahren von 46 % auf 65 % ansteigt. In diesem Szenario bleibt Deutschland Netto-Stromexporteur, auch wenn die Exporte von 70 TWh in 2020 auf 63 TWh in 2030 leicht zurückgehen. Ein wesentlicher Grund für den weiterhin hohen Stromexport ist der im europäischen Vergleich starke Ausbau der erneuerbarer Energien, der für ein großes inländisches Stromangebot zu sehr niedrigen Grenzkosten sorgt. Aufgrund des gewachsenen Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien kommt es zu EE-Überschüssen in Höhe von 10,3 GWh im Jahr 2020 und 15,6 GWh im Jahr 2030. Dies entspricht 4,1 % (2020) bzw. 4,5 % (2030) der gesamten möglichen EE-Stromerzeugung.

Die Effekte der Elektromobilität auf den Sektor der Stromerzeugung in der hier durchgeführten systemanalytischen Grenzbetrachtung lassen sich durch einen Vergleich von Modellläufen mit und ohne Elektromobilität darstellen. Hierbei wird angenommen, dass das politische Ziel für den Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin als über die Jahre hinweg steigender prozentualer Anteil am Strombedarf festgelegt ist. Als Teil der Szenarioannahmen wurde festgelegt, dass die bisher geltenden EE-Ziele auf einen Anteil von mindestens 65 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 erhöht werden und dass im Referenzfall ohne Elektromobilität dieses Mindestziel gerade erreicht wird. Der zusätzliche Strombedarf der Elektromobilität führt unter diesen Annahmen dazu, dass die Kapazität von Anlagen zur Stromerzeugung aus EE „automatisch“ so ausgebaut werden muss, dass 65 % der von Elektrofahrzeugen nachgefragten Strommenge zusätzlich aus EE erzeugt werden können. Diese Erhöhung um ca. 10 TWh im Jahr 2030 ist in der linken Säule der Abbildung 8 dargestellt.

Abbildung 8: Veränderungen in der Stromerzeugung aufgrund der Einführung der Elektromobilität (Grenzbetrachtung für das Jahr 2030)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Im Strommarktmodell wurde nun untersucht, wie sich die Stromerzeugung unter diesen Annahmen verändert. Untersucht wurde somit ein System, in dem der Referenzfall ohne Elektromobilität durch die Stromnachfrage der Elektromobilität und die zusätzlich verfügbaren EE-Kapazitäten ergänzt wird. Hierbei stellt sich die Frage, ob die zusätzlichen EE-Kapazitäten durch das Stromsystem einschließlich der Elektromobilität vollständig genutzt oder teilweise als Überschüsse abgeregelt werden müssen. Zudem könnte die Elektromobilität ggf. auch die bereits im Referenzfall vorhandenen EE-Überschüsse reduzieren. Für beide Aspekte ist entscheidend, in welchem Umfang die Elektrofahrzeuge in den Stunden des Jahres laden, in denen EE-Überschüsse auftreten. Im Fall von räumlich begrenzten Netzengpässen müssen die Elektrofahrzeuge zudem in Regionen laden, die von Netzknoten versorgt werden, die nicht von dem Engpass betroffen sind. Der Teil des Strombedarfs der Elektromobilität, der auf diese Weise nicht durch zusätzliche EE-Stromerzeugung abgedeckt wird, muss durch fossile Kraftwerke bedient werden.

Bei der hier vorgenommenen Modellierung können in erster Linie Aussagen zu den Auswirkungen auf die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien getroffen werden. Aus diesem Grund wurde in Abbildung 8 auf eine differenzierte Darstellung der einzelnen EE-Technologien verzichtet.

Die mittlere Säule in Abbildung 8 stellt den **Fall des ungesteuerten Ladens** der Elektrofahrzeuge dar, der i. W. der heutigen Praxis entspricht. Hierbei ist Folgendes zu erkennen:

- Die tatsächlich genutzte zusätzliche EE-Strommenge ist kleiner als die im System zusätzlich verfügbaren knapp 10 TWh, die in der linken Säule dargestellt sind. Im Ergebnis können 57 % der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektromobilität durch zusätzliche EE-Stromerzeugung gedeckt werden.

- Die verbleibenden 43 % der Stromnachfrage der Elektromobilität werden zu etwa 40 % durch fossile inländische Kraftwerke gedeckt, zu etwa 60 % durch ausländische Kraftwerke, deren Einsatz durch einen verringerten Stromexport aus Deutschland notwendig wird. Bei den inländischen Kraftwerken kommen insbesondere Erdgas-Anlagen verstärkt zum Einsatz, während Kohlekraftwerke nur einen geringen Anteil beisteuern. Die große Bedeutung von Erdgas lässt sich dadurch erklären, dass nachmittags und abends, wenn ein Großteil der ungesteuerten Ladung der Elektrofahrzeuge stattfindet, oftmals Gaskraftwerke als sogenannte Grenzkraftwerke betrieben werden und daher eine zusätzliche Stromnachfrage abdecken.

Die rechte Säule in Abbildung 8 stellt den **Fall des gesteuerten Ladens** der Elektrofahrzeuge dar, der im Sinne einer optimistischen Abschätzung des Potenzials zur Nutzung von EE-Überschüssen definiert wurde. Auch die gegenüber dem heutigen EEG erhöhte Annahme für das Ausbauziel der EE-Stromerzeugung trägt dazu bei, dass die nachfolgenden Ergebnisse als optimistische Schätzung anzusehen sind. Hierbei ist Folgendes zu erkennen:

- Die tatsächlich nutzbare zusätzliche EE-Strommenge liegt etwas höher als die im System zusätzlich verfügbaren knapp 10 TWh, die in der linken Säule dargestellt sind. Dies bedeutet, dass das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge in Summe nicht nur das zusätzliche EE-Angebot nutzen kann, sondern auch einen kleinen Teil der im Referenzfall bestehenden EE-Überschüsse nutzt. Im Ergebnis können 70 % der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektromobilität durch zusätzliche EE-Stromerzeugung gedeckt werden.
- Die verbleibenden 30 % der Stromnachfrage der Elektromobilität werden zu etwa 75 % durch fossile inländische Kraftwerke gedeckt, zu etwa 25 % durch ausländische Kraftwerke. Gegenüber dem ungesteuerten Laden kommen inländisch deutlich stärker Kohlekraftwerke zum Einsatz. Sie decken etwa 15 % des zusätzlichen Strombedarfs der Elektromobilität. Dies erscheint plausibel, da ein kostenoptimiertes Laden der Elektrofahrzeuge nicht nur in Zeiten stattfindet, in denen EE abgeregelt werden, sondern auch in den Bereichen der Lastkurven, in denen die relativ kostengünstigen Kohlekraftwerke zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass in dem hier untersuchten Szenario „ungesteuertes Laden“ knapp 60 % der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektromobilität durch zusätzliche EE-Stromerzeugung gedeckt werden können. Im optimistischen Szenario „gesteuertes Laden“ kann dieser Anteil auf etwa 70 % erhöht werden. Dies zeigt, dass unter den getroffenen optimistischen Annahmen ein kostenoptimiertes Laden der Elektrofahrzeuge eine Reduktion von EE-Überschüssen in Höhe von ca. 10 % des Strombedarfs der Elektromobilität ermöglicht.

Aus den Modellergebnissen ist zudem abzulesen, dass ein Großteil der durch die Elektromobilität genutzten EE-Überschüsse durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht wurde. Im Zeitraum bis zum Jahr 2030 ist nur mit sehr geringen überregionalen EE-Überschüssen zu rechnen, die nicht durch Netzengpässe verursacht wurden. Insofern ist zu berücksichtigen, dass es das Ziel der Übertragungsnetzbetreiber ist, ihre Netze so auszubauen, dass es nur zu geringen EE-Abregelungen kommt. Falls also der Netzausbau rasch voranschreitet, könnten die nutzbaren EE-Überschüsse niedriger liegen als im Modell angenommen. Umgekehrt können Verzögerungen im Netzausbau die für die Elektromobilität verfügbaren EE-Überschüsse zeitweilig erhöhen.

Die genannten EE-Anteile werden unter der optimistischen Annahme erreicht, dass die Ausbauziele für EE in der Stromerzeugung weiterhin als prozentualer Anteil am Strombedarf definiert werden, der im Jahr 2030 höher liegt als derzeit im EEG definiert, und dass dieses Ziel im Referenzfall ohne Elektromobilität nicht bereits übertroffen wird.

4.3.3. Abschätzung der CO₂-Bilanz der Elektromobilität

Unter den vorstehend beschriebenen Annahmen kann eine grobe CO₂-Bilanz der Elektromobilität auf Grundlage einer systemanalytischen Grenzbetrachtung aufgestellt werden. Hierbei sind folgende Effekte zu berücksichtigen:

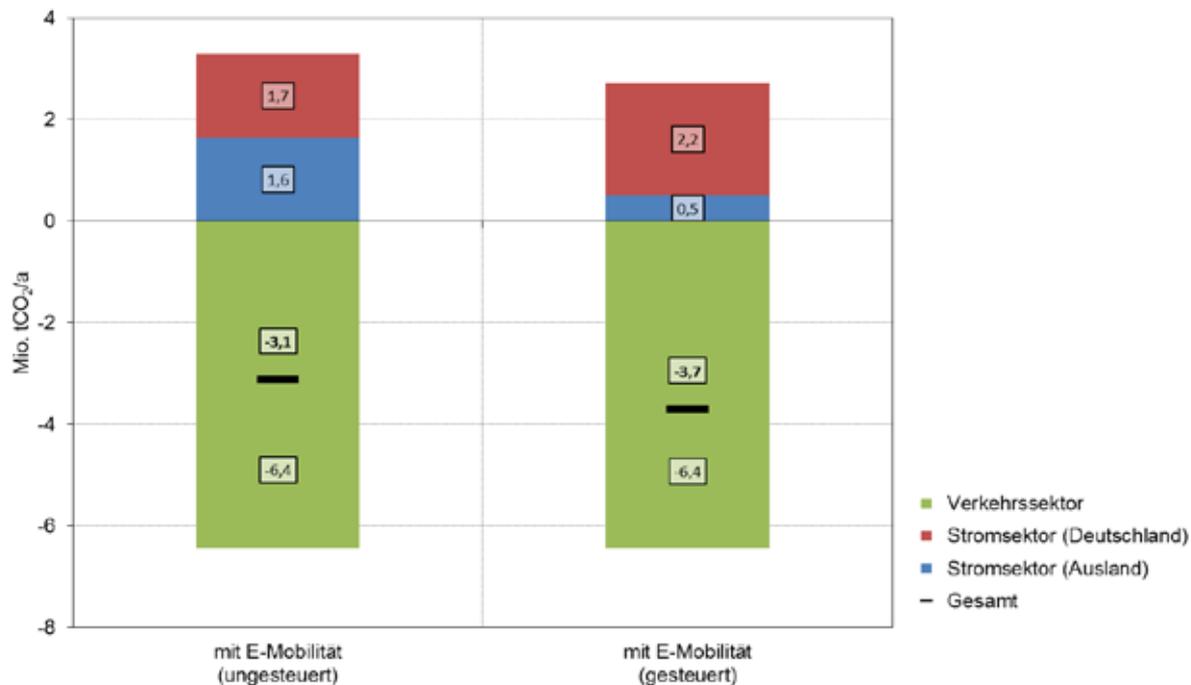
- Durch die in Kapitel 4.1 beschriebenen Ausbau der Elektromobilität können im Jahr 2030 im Verkehrssektor CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 6,4 Mio. t vermieden werden. Als Vergleichsbasis für die Berechnung dieser Einsparung wurde ein Referenzfall ohne Elektromobilität mit einer moderaten Effizienzentwicklung der konventionellen Fahrzeuge gewählt.
- Der Strombedarf der Elektromobilität in Höhe von ca. 15 TWh im Jahr 2030 kann wie im vorstehenden Kapitel dargestellt zu etwa zwei Dritteln aus zusätzlich genutzten erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Für diesen Teil entstehen keine zusätzlichen Emissionen im Stromsektor.
- Der verbleibende Teil des Strombedarfs muss durch zusätzliche Erzeugung in fossilen Kraftwerken im Inland oder durch Kraftwerke im europäischen Ausland erzeugt werden. Die hierbei anfallenden zusätzlichen CO₂-Emissionen konnten im Rahmen der Modellierung bestimmt werden und betragen im Jahr 2030 im Fall des ungesteuerten Ladens ca. 3,3 Mio. t und im Fall des gesteuerten Ladens ca. 2,7 Mio. t.

Die Ergebnisse dieser Abschätzung zeigt Abbildung 9. In beiden Szenarien ist die Klimabilanz der Elektromobilität deutlich positiv: Der Klimavorteil der Elektromobilität beträgt im Szenario des ungesteuerten Ladens 3,1 Mio. t CO₂, im Szenario des gesteuerten Ladens liegt er bei 3,7 Mio. t CO₂. Dieser Saldo der gesamten Emissionen ist in der Abbildung durch schwarze Balken dargestellt.¹⁴

Im Vergleich der beiden Szenarien zeigt Abbildung 9 auch, dass durch das gesteuerte Laden nicht nur die Nutzung von EE-Überschüssen erhöht wird. Zugleich verschiebt sich die sonstige zusätzliche Stromerzeugung von ausländischen Kraftwerken zu inländischen Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen. Der resultierende Vorteil bei den CO₂-Emissionen durch gesteuertes Laden ist deutlich sichtbar, aber insgesamt begrenzt.

¹⁴ Hierbei ist anzumerken, dass für diese Abschätzung keine Emissionen aus den Vorketten der Herstellung von Elektrofahrzeugen, Kraftwerken und Netzen sowie den eingesetzten Brennstoffen berücksichtigt wurden.

Abbildung 9: Abschätzung der CO₂-Bilanz der Elektromobilität im Jahr 2030 für die Szenarien ungesteuertes und gesteuertes Laden



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Aus den Daten, die in Abbildung 8 und Abbildung 9 dargestellt sind, können die spezifischen CO₂-Emissionen des Fahrstroms der Elektromobilität für das hier definierte Szenario des Jahres 2030 berechnet werden. Diese betragen 220 g/kWh im Fall des ungesteuerten Ladens und 183 g/kWh im Fall des gesteuerten Ladens. Diese Werte, die in einer systemanalytischen Grenzbetrachtung der Auswirkungen der Elektromobilität auf den Stromsektor ermittelt wurden, entsprechen 75 % bzw. 62 % des durchschnittlichen Emissionsfaktors der inländischen Stromerzeugung in diesem Szenario in Höhe von 300 g/kWh. Die BEV im Bestand weisen demnach je nach Ladeszenario im Jahr 2030 spezifische CO₂-Emissionen von 35 g/km bzw. 43 g/km auf und emittieren je Kilometer bis zu 76 % weniger CO₂ als die konventionellen Fahrzeuge im Bestand. Es sei an dieser Stelle daran erinnert, dass das hier verwendete Szenario durch ein gegenüber dem heutigen EEG erhöhtes EE-Ausbauziel und einem diesem Ziel entsprechenden „automatischen“ Zubau weiterer EE-Erzeugung aufgrund des zusätzlichen Strombedarfs der Elektromobilität geprägt ist.

In der Gesamtbetrachtung kann also davon ausgegangen werden, dass die Elektromobilität unter den getroffenen Annahmen einen deutlichen Klimavorteil aufweist. Hierzu ist insbesondere das relative Ausbauziel für EE-Strom wichtig, das im besten Fall zu einem „automatischen“ EE-Zubau aufgrund der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektromobilität führt. Hervorzuheben ist, dass dieses Ergebnis nicht ohne Weiteres auf andere Länder übertragbar ist, in denen keine langfristigen Ausbauziele für EE-Strom als prozentualer Anteil am Strombedarf definiert wurden. Das kostenoptimierte intelligente Laden der Elektrofahrzeuge kann einen begrenzten zusätzlichen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten. In der hier betrachteten Systemperspektive wäre ein über den „automatischen“ Effekt des EE-Ziels hinausgehender Ausbau der EE-Stromerzeugung im Kontext der Elektromobilität erforderlich, um den Klimavorteil weiter zu erhöhen oder sogar eine Klimaneutralität der Elektromobilität, also eine vollständige Vermeidung von zusätzlichen Emissionen im Stromsektor durch die zusätzliche Stromnachfrage, bereits im Jahr 2030 zu erreichen. Hierzu wären ggf. entsprechende Maßnahmen zu treffen.

5. Handlungsbedarf und Handlungsmöglichkeiten

Aufbauend auf den Ergebnissen der vorstehenden Kapitel geht es im Folgenden darum, ob es Handlungsbedarf zur Sicherung bzw. Erhöhung des Klimavorteils der Elektromobilität gibt sowie um konkrete Handlungsmöglichkeiten. Diese Fragen wurden im Rahmen von vier Workshops des projektbegleitenden Stakeholder-Dialogs intensiv diskutiert.¹⁵ Die beteiligten Akteure haben dabei Stellung zu den wissenschaftlichen Analysen und Handlungsvorschlägen der Projektbearbeiter bezogen.

In den Kapiteln 5.1 und 5.2 werden jeweils zunächst die Ergebnisse der Projektbearbeiter und im Anschluss daran die wichtigsten Kommentare und Einschätzungen der Stakeholder dargestellt. Im Kapitel 5.3 erfolgt eine zusammenfassende Einordnung durch die Projektbearbeiter.

5.1. Handlungsbedarf zur Sicherung des Klimavorteils

5.1.1. Schlussfolgerungen aus energiewirtschaftlichen Analysen

Die als systemanalytische Grenzbetrachtung durchgeführten energiewirtschaftlichen Analysen in Kapitel 4 haben gezeigt, dass in dem untersuchten Szenario durch den Strombedarf der Elektromobilität in Höhe von ca. 15 TWh im Jahr 2030 zusätzliche CO₂-Emissionen im Stromsektor in Höhe von ca. 2,7 bis 3,3 Mio. t entstehen (vgl. Abbildung 9). Zugleich werden durch den geringeren Verbrauch fossiler Kraftstoffe im Verkehrssektor CO₂-Emissionen von ca. 6,4 Mio. t vermieden. Das heißt, das je Tonne CO₂, die im Stromsektor zusätzlich erzeugt wird, etwa zwei Tonnen CO₂ im Verkehrssektor vermieden werden. In einer sektorübergreifenden Betrachtung ergibt sich unter den eher optimistisch getroffenen Annahmen des Szenarios somit ein deutlicher Klimavorteil der Elektromobilität. Allerdings kann die Elektromobilität bis 2030 in der Systemperspektive ohne die Umsetzung zusätzlicher Maßnahmen nicht als klimaneutral bewertet werden.

Damit die dargestellte Netto-Reduktion an CO₂-Emissionen erzielt werden kann ist ein zusätzlicher Ausbau von EE-Kapazitäten im Stromsektor im Vergleich zu einem Referenzfall ohne Elektromobilität notwendig. Dieser Zuwachs wird zum größten Teil durch das im EEG definierte, von der Gesamtstromnachfrage abhängige EE-Ausbauziel verursacht. Der durch die Elektromobilität verursachte zusätzliche Strombedarf führt unter den hier getroffenen optimistischen Annahmen dazu, dass es im Rahmen des Fördermechanismus des EEG „automatisch“ zu einem erhöhten Ausbau von EE-Kapazitäten kommt. Nur ein kleinerer Teil der zusätzlichen EE-Stromerzeugung kommt durch die Nutzung überschüssigen EE-Stroms aufgrund einer intelligenten Ladung der Elektrofahrzeuge zustande.

Neben den Auswirkungen der Elektromobilität auf die CO₂-Emissionen zeigen die Analysen, dass eine starke Durchdringung von Elektrofahrzeugen eine technische Herausforderung für das Stromsystem darstellt. Vor allem auf Ebene der Verteilnetze entsteht ab einer bestimmten Schwelle an Elektrofahrzeugen Bedarf für eine zeitversetzt gesteuerte Ladung, um eine Überlastung der Verteilnetze zu vermeiden. Ein über diese Anforderung hinausgehendes Potenzial zur flexiblen Ladung der Fahrzeuge kann für die gezielte Integration von evtl. vorliegenden Überschüssen an EE-Strom genutzt werden. Für die erfolgreiche Integration einer hohen Anzahl von Elektrofahrzeugen in das Stromsystem ist es somit zentral, dass das Ladeverhalten der Nutzer systemdienlich ausgerichtet wird. Es besteht also der Bedarf, ein flexibles Laden der Fahrzeuge

¹⁵ Eine Liste der an dem Stakeholder-Dialog beteiligten Akteure findet sich in Anhang A1.

technisch zu ermöglichen und die zugehörigen Geschäftsmodelle auch regulatorisch zu unterstützen.

Sofern also das politische Ausbauziel für EE-Strom auch künftig als prozentualer Anteil am gesamten Strombedarf festgelegt wird und dieses Ziel nicht bereits im Referenzfall ohne Elektromobilität erreicht oder überschritten würde, kann davon ausgegangen werden, dass die Einführung der Elektromobilität zu einer deutlichen Reduktion der Treibhausgas-Emissionen führt. Handlungsbedarf besteht insbesondere bei der Flexibilisierung und systemdienlichen Steuerung der Ladevorgänge. Weiterer Handlungsbedarf entsteht dann, wenn die genannten Voraussetzungen für den Klimavorteil der Elektromobilität nicht erfüllt sind oder wenn der hier beispielhaft für ein Szenario bestimmte relative Klimavorteil als nicht ausreichend angesehen wird. Wenn die Elektromobilität z.B. in der hier relevanten Systemperspektive klimaneutral ausgestaltet werden soll, wie von einigen Akteuren gefordert, dann müsste der Zubau an EE-Stromerzeugung deutlich verstärkt werden.

Während die Systemperspektive für die politische Bewertung des Ausbaus der Elektromobilität sowie für die Bewertung von Handlungsmöglichkeiten einzelner Akteure maßgeblich sein sollte, kann für die Fahrzeugnutzer ergänzend auch die individuelle Perspektive von Bedeutung sein. Unter der Annahme, dass der Finanzierungsmechanismus des EEG im Wesentlichen unverändert bleibt, leisten die Nutzer von Elektrofahrzeugen durch die Zahlung der EEG-Umlage für den aus dem Netz entnommenen Fahrstrom einen Beitrag zur Finanzierung des EE-Ausbaus, der für den dargestellten Klimavorteil in der Systemperspektive erforderlich ist. Wie bereits in Kapitel 2 dargestellt wurde, wird den Nutzern von Elektrofahrzeugen wie auch anderen, gemäß EEG nicht privilegierten Letztverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung sogar ein überproportionaler Anteil an der durch das EEG geförderten Strommenge zugeordnet. Dieser Anteil lag im Jahr 2015 bereits bei 45,5 % des verbrauchten Stroms und wird bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf ca. 75 % ansteigen. Durch die Auswahl eines Ökostromprodukts können die Nutzer der Elektrofahrzeuge den erneuerbaren Anteil an der Deckung ihres Fahrstrombedarfs weiter erhöhen und damit in der individuellen Perspektive auch eine vollständig erneuerbare Strombereitstellung erreichen. Da jedoch der Bezug von Ökostrom in der Systemperspektive im Regelfall nicht zum Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung führt,¹⁶ kann der Ökostrombezug ebenso wie die überproportionale Zuordnung von nach EEG gefördertem Strom nur in der individuellen Perspektive berücksichtigt werden und sollte somit nicht für die Bewertung von Handlungsoptionen berücksichtigt werden.

5.1.2. Einschätzungen der Stakeholder

Alle am Stakeholder-Dialog beteiligten Akteure teilen das Ziel der Sicherstellung des Klimavorteils von Elektrofahrzeugen und bewerten die Erreichung dieses Ziels als zentral für die Glaubwürdigkeit der Elektromobilität. Als zentraler Grund hierfür wurde zum einen genannt, dass die CO₂-Reduktion eines der Hauptmotive für die angestrebte wachsende Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen ist. Zum anderen ist der individuelle Beitrag zum Klimaschutz aus Sicht der beteiligten Akteure auch eine zentrale Motivation der Nutzer von Elektrofahrzeugen. Von einigen Teilnehmern wurde auch geäußert, dass die Nutzer der Elektromobilität sogar eine vollständige Klimaneutralität der Fahrzeuge wünschen.

Während bei der allgemeinen Zieldefinition große Einigkeit der Akteure besteht, zeigen sich deutliche Unterschiede bei der Bestimmung und Bewertung der mit der Elektromobilität

¹⁶ Vgl. hierzu ebenfalls die Ausführungen in den Kapiteln 2 und 3.1.3.

verbundenen Emissionen und dem daraus resultierenden Handlungsbedarf. Während insbesondere Ökostromversorger und Verbraucherorganisationen dem individuellen Strombezug einen hohen Stellenwert für die ökologische Bewertung von Elektrofahrzeugen zuweisen, messen vor allem Fahrzeughersteller und traditionelle EVU diesem Aspekt nur eine Bedeutung auf kommunikativer Ebene bei. Für die ökologische Bewertung der Elektromobilität ist aus ihrer Sicht aber die Systemperspektive entscheidend, wobei sie keine Differenzierung zwischen verschiedenen Gruppen von Stromverbrauchern vornehmen wollen. Daher legen sie der Bewertung den durchschnittlichen Strommix zugrunde.

Aufgrund der divergierenden energiewirtschaftlichen Perspektiven ergeben sich auch unterschiedliche Einschätzungen zum Handlungsbedarf für Politik und Fahrzeugnutzer. Der Handlungsbedarf wird von Vertretern der Ökostrom-Branche und Verbrauchergruppen als hoch bewertet. Dabei geht es darum, den bestehenden Klimavorteil zu sichern und auszubauen. Dementsprechend sollten Möglichkeiten, im Kontext der Elektromobilität den EE-Ausbau verstärkt voran zu treiben und finanziell zu stützen, auch genutzt werden. Zudem wurde von einzelnen Akteuren argumentiert, dass im jetzigen frühen Stadium der Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen die Etablierung der hierfür notwendigen Klimaschutz-Instrumente (siehe Kapitel 5.2) leichter sei als zu einem späteren Zeitpunkt.

Dem gegenüber bewerten vor allem einige Fahrzeughersteller und traditionelle EVU den Klimavorteil durch die derzeitigen Rahmenbedingungen als ausreichend sichergestellt und sehen somit keinen größeren Handlungsbedarf. Die größte inhaltliche Differenz zwischen den Positionen betrifft die Bewertung des EU-ETS und dessen Rolle für den Klimavorteil der Elektromobilität. Einige Fahrzeughersteller und Energieversorger sehen den Klimavorteil durch den Emissionshandel bereits als ausreichend gesichert an. Eventuelle Mehremissionen im Stromsektor werden aus Sicht dieser Akteure auch ohne zusätzliche Maßnahmen ökonomisch effizient zuverlässig ausgeglichen. Einige dieser Akteure lehnen zusätzliche Klimaschutz-Maßnahmen (z.B. einen gezielten EE-Ausbau für die Elektromobilität) als nicht zielführend ab, da dies die effiziente Funktionsweise des bestehenden EU-ETS konterkarieren würde.

Aus Sicht der meisten Ökostromanbieter und der beteiligten Verbraucher- und Umweltverbände kann der EU-ETS hingegen den Klimavorteil der Elektromobilität nicht sicherstellen. Es wird dabei argumentiert, dass der EU-ETS als europäisches sektorübergreifendes Instrument nicht zur Erreichung von nationalen sektoralen Klimaschutzziele geeignet sei und vom dem Handelssystem keine ausreichende Lenkungswirkung zur Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität ausgeht.

Neben der politischen Regulierung durch den EU-ETS und die nationalen EE-Ziele spielt nach Ansicht einiger Akteure das sich verändernde energiewirtschaftliche Umfeld für die Nutzung von Elektrofahrzeugen bis hin zu Eigenversorgungskonzepten mit EE eine wichtige Rolle für die Bewertung des Handlungsbedarfs. Es wird argumentiert, dass sich das Systemumfeld der Elektromobilität mittelfristig in Hinblick auf die Vernetzung von Erzeugungsoptionen mit dem Endverbrauch von Strom grundlegend ändern wird und neue Bewirtschaftungs- und Geschäftsmodelle wesentlichen Einfluss auf die Stromversorgung von Elektrofahrzeugen haben werden. Aus diesem Grund bewerten insbesondere Ökostromanbieter die Entwicklung von entsprechenden Geschäftsmodellen für einen klimafreundlichen Fahrstrombezug und die Schaffung von Anreizen für netzdienliches Verhalten als prioritär für die Sicherung des Klimavorteils der Elektromobilität.

Insgesamt wird deutlich, dass sich aus den unterschiedlichen Bewertungen der Stakeholder auch verschiedene Einschätzungen des Handlungsbedarfs ergeben: Ein Teil der Stakeholder folgt einer

Bewertungslogik aus der individuellen Akteursperspektive und sieht einen stärkeren Handlungsbedarf, während andere Stakeholder den Blick auf die Systemebene befürworten und mit Hinweis auf den EU-ETS einen geringeren oder keinen Handlungsbedarf für die Sicherstellung des Klimavorteils der Elektromobilität sehen. Alle Stakeholder sind sich jedoch einig, dass es derzeit keine konkrete Möglichkeit für Nutzer von Elektrofahrzeugen gibt, in der Systemperspektive ein emissionsfreies, klimaneutrales Fahren zu erreichen.

5.2. Handlungsoptionen zur Sicherung des Klimavorteils

5.2.1. Optionen zur Sicherstellung des Klimavorteils und dessen Finanzierung

Unter den derzeit geltenden Rahmenbedingungen weist die Elektromobilität in der Systemperspektive einen deutlichen Klimavorteil auf (siehe Kapitel 4.3.3 und 5.1). Um dies weiterhin sicherzustellen, sollte das Ausbauziel für EE-Strom auch künftig als prozentualer Anteil am gesamten Strombedarf formuliert und auf einem ambitionierten Niveau festgelegt werden, das nicht schon in einem Business-as-usual-Szenario leicht erreicht werden kann. Die Finanzierung des Ausbaus der EE-Kapazitäten, der für den Klimavorteil erforderlich ist, erfolgt über die EEG-Umlage, die die Nutzer von Elektrofahrzeugen für den aus dem Netz bezogenen Fahrstrom bezahlen.

Falls gegenüber der ohnehin bestehenden Wirkung der EE-Ausbauziele in der Systemperspektive ein höherer Klimavorteil (bis hin zur Klimaneutralität) angestrebt wird, müsste es zu einem noch stärkeren Ausbau der EE-Stromerzeugung kommen. Um eine Klimaneutralität der Elektromobilität zu erreichen, müsste der gesamte Strombedarf der Fahrzeuge durch zusätzlich erzeugten EE-Strom abgedeckt werden. Zugleich dürfte diese gesondert zugebaute EE-Stromerzeugung nicht auf das bestehende Ausbauziel für EE-Strom angerechnet werden, denn nur so käme es wirklich zu einer erhöhten EE-Strommenge. Um dies zu erreichen, müssten entweder das Ausbauziel erhöht oder die speziell für die Elektromobilität zugebaute EE-Stromerzeugung statistisch separat erfasst und bei der Überprüfung des Ausbauziels vernachlässigt werden. Ein so ermöglichter, durch private Akteure getriebener zusätzlicher Ausbau der EE-Stromerzeugung über die politisch definierten Ausbauziele hinaus könnte nicht nur den Klimavorteil der Elektromobilität weiter erhöhen, er könnte auch die Klimawirksamkeit und damit die Glaubwürdigkeit des allgemeinen Markts für Ökostrom deutlich verstärken.

Falls diese Möglichkeit geschaffen wird, könnten die Nutzer von Elektrofahrzeugen dazu beitragen, den Klimavorteil der Elektromobilität auch in der Systemperspektive weiter zu erhöhen. Dies könnte durch die Auswahl eines qualitativ hochwertigen Ökostrom-Produkts mit einer spürbaren Ausbauwirkung auf die EE-Stromerzeugung erfolgen, oder durch eine Ladung der Fahrzeuge durch selbst erzeugten EE-Strom in Verbindung mit einer entsprechenden Investition z.B. in eine Photovoltaikanlage.

Die Finanzierung und Initiierung eines zusätzlichen EE-Ausbaus ist in diesem Fall auch unabhängig vom Strombezug der Fahrzeuge möglich. Fahrzeughersteller, Mobilitätsdienstleister, Ladeinfrastrukturbetreiber oder andere Marktakteure, die eine besonders klimafreundliche Elektromobilität anbieten wollen, können Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom realisieren und betreiben, so wie es die Daimler AG bei der Markteinführung des „smart fortwo ed“ in Deutschland getan hat (siehe Kapitel 3.1.2). Für die Zuordnung des ökologischen Nutzens solcher Anlagen sollte entscheidend sein, wer die Kosten der Anlagen trägt. Akteure der Elektromobilität können sich den Klimavorteil solcher Anlagen also dann zurechnen, wenn sie die Investition tragen und die Anlagen außerhalb des EEG-Fördersystems betrieben werden. Auf diese Weise ließe sich die

Klimabilanz der Elektromobilität unabhängig vom Strombezug der Fahrzeuge weiter verbessern. Eine notwendige Voraussetzung für die Wirksamkeit dieses Modells wäre aber auch hier, dass die aus EE zusätzlich erzeugte Strommenge nicht auf die politisch gesetzten EE-Ausbauziele angerechnet wird.

Bei allen hier diskutierten Modellen zur Mobilisierung eines Ausbaus der EE-Stromerzeugung stellt sich die Frage, ob es angemessen ist, dass die Nutzer der Elektrofahrzeuge neben den bisher vergleichsweise hohen Kosten der Fahrzeuge auch die Mehrkosten für den zusätzlich erzeugten EE-Strom tragen sollen. In Bezug auf die Treibhausgasemissionen wäre es nach dem Verursacherprinzip eigentlich angemessen, die Nutzer von verbrennungsmotorischen Fahrzeugen mit fossilen Kraftstoffen mit diesen Mehrkosten und ggf. auch anderen Zusatzkosten des Ausbaus der Elektromobilität zu belasten. Zur finanziellen Entlastung der Nutzer von Elektrofahrzeugen wäre es auch denkbar, den Bezug von Fahrstrom im Rahmen der EEG-Umlage zu privilegieren. Dies würde ohne weitere Maßnahmen dazu führen, dass die verbleibenden nicht nach EEG privilegierten Stromverbraucher den entsprechenden Finanzierungsbeitrag für den EE-Ausbau übernehmen müssten. Um diese sachlich nicht gerechtfertigte Mehrbelastung zu vermeiden, könnte ein entsprechender Finanzierungsbeitrag von den Nutzern fossiler Kraftstoffe erhoben werden. Dies wäre allerdings ein gänzlich neues Element in der Finanzierung der Kosten des EEG.

Für eine Belastung fossiler Kraftstoffe wären verschiedene Instrumente denkbar: Bei einer Erhöhung der Energiesteuer auf fossile Kraftstoffe würden die zusätzlichen Einnahmen ohne Zweckbindung in den Staatshaushalt fließen. Im Gegensatz hierzu könnte in einem Umlage-System (analog zu dem des EEG) eine Zweckbindung für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung für die Elektromobilität festgelegt werden. Eine weitere Möglichkeit für die stärkere Belastung der fossilen Kraftstoffe wäre die Erweiterung des EU-ETS auf Kraftstoffe im Verkehrssektor. Nach dem derzeitigen Rechtsrahmen müssten die durch entsprechend umfangreichere Auktionen eingenommenen Mittel vorrangig für Klimaschutzmaßnahmen eingesetzt werden.¹⁷ Bei realistischen Preisen der Emissionszertifikate des EU-ETS wäre die Lenkungswirkung dieser Maßnahme im Verkehrssektor allerdings minimal (Mahler und Runkel 2016) und die notwendige Emissionsminderung wäre durch andere Sektoren im EU-ETS zu erbringen. Auch findet die Kaufentscheidung im Verkehrssektor nur zum Teil nach Kosteneffizienzgesichtspunkten statt, so dass die Kosteneffizienzlogik des EU-ETS im Verkehrssektor nur unzureichend zur Geltung kommt.

Als ergänzende Maßnahme zur Förderung der Einbindung der Elektrofahrzeuge in den Stromsektor und die Stärkung des Klimavorteils der Elektromobilität wäre es denkbar, Fördermaßnahmen für die Marktentwicklung und Attraktivitätssteigerung der Elektromobilität wie z.B. die aktuell angebotene Kaufprämie von einer netzdienlichen Ladung der Fahrzeuge und einem Beitrag der Fahrzeugnutzer zur zusätzlichen EE-Stromerzeugung abhängig zu machen. Zu klären wäre hierbei die Frage, wie die längerfristige Einhaltung dieser Bedingungen überprüft werden kann.

¹⁷ Über die Emissionshandelsrichtlinie ist festgeschrieben, dass auf nationaler Ebene mindestens 50 % der Einnahmen des EU-ETS in die Finanzierung des Emissionshandelssystems und Energieeinsparungs- und Klimaschutzmaßnahmen fließen müssen. In Deutschland fließen derzeit alle Einnahmen, die nicht zur Finanzierung der Deutschen Emissionshandelsstelle benötigt werden, in den Energie- und Klimafonds. Dieser Fonds wird überwiegend für Energieeinsparungs- und Klimaschutzmaßnahmen eingesetzt.

5.2.2. Einschätzungen der Stakeholder

Wie bereits in Kapitel 5.1 dargestellt, sind sich alle Stakeholder darüber einig, dass die Sicherung des Klimavorteils eine hohe Bedeutung für die Elektromobilität besitzt. Die Energieversorger und die Automobilhersteller bestätigen auf Basis ihrer Kontakte mit Nutzern der Elektromobilität, dass diese an einem möglichst hohen Klimanutzen ihrer Fahrzeuge interessiert sind (siehe Kapitel 3.2.3). Aus unterschiedlichen Sichtweisen auf die Mechanismen eines positiven Klimaeffekts der Elektromobilität ergeben sich jedoch verschiedene Einschätzungen der Stakeholder zum Handlungsbedarf und den als sinnvoll empfundenen Handlungsoptionen.

So sehen v.a. Vertreter der Automobilindustrie, aber auch ein Teil der Energieversorger einen signifikanten Klimavorteil der Elektromobilität bereits durch den EU-ETS als gesichert an. Dementsprechend sehen diese Akteure keinen Handlungsbedarf in Bezug auf die Nutzung oder Erzeugung von zusätzlichem EE-Strom. Zwar kommt es bei einem funktionierenden Emissionshandel durch die zusätzliche Stromnachfrage der Elektromobilität zu einem erhöhten Druck im Markt für Emissionsrechte, der die Preise für alle am EU-ETS teilnehmenden Akteure erhöht. Dieser Verteilungseffekt, der auch andere energieverbrauchende Sektoren mit Kosten belastet, wird jedoch als Teil des Funktionsprinzips des Emissionshandels gesehen und bedarf nach Einschätzung dieser Akteure keiner Gegenmaßnahmen.

Andere Akteure sehen einen Handlungsbedarf, der sich vorwiegend auf den Bezug von Fahrstrom aus EE fokussiert. Dabei gehen die Einschätzungen darüber auseinander, in wieweit der Bezug von Ökostrom auf der aus gesellschaftlicher Sicht relevanten Systemperspektive eine Veränderung bewirken kann oder ob er lediglich in der individuellen Perspektive der Fahrzeugnutzer wirksam wird.

Die Ökostromanbieter fordern eine möglichst verpflichtende direkte Kopplung des Fahrstroms an hochwertige Ökostromangebote und Eigenstrom-/Mieterstromkonzepte für EE-Strom, um somit dem Klimaschutzanspruch in der individuellen Perspektive möglichst gut gerecht zu werden.

Zudem vertreten ein Teil der Ökostromanbieter und Fahrzeughersteller die Einschätzung, dass selbst bei hochwertigen Ökostromprodukten zwar eine gewisse Klimaschutzwirkung erzielt werden kann, eine Klimaneutralität der Elektromobilität auf diesem Weg aber nicht erreichbar ist (siehe u.a. Diskussion in Kapitel 3.1.3). Ein Ökostromanbieter vertritt die Meinung, dass die Kosten für qualitativ hochwertigen Fahrstrom mittelfristig stark sinken werden. Dem gegenüber geht die Mehrheit der Stakeholder davon aus, dass Ökostromprodukte mit einer deutlichen Ausbawirkung auf EE aufgrund ihrer Mehrkosten von einem Großteil der Nutzer der Elektromobilität nicht akzeptiert würden. Die Sicherung des Klimavorteils durch direkte Investitionen von Akteuren der Elektromobilität in EE-Anlagen wie im Beispiel des „smart fortwo ed“ wird von keinem der beteiligten Akteure als ein tragfähiges Modell für die Zukunft gesehen.

Die Stakeholder sind sich weitgehend einig darüber, dass die Nutzer von Elektrofahrzeugen die EEG-Umlage für den Fahrstrom in vollem Umfang zahlen sollten, um ihren Anteil zum Ausbau der EE-Stromerzeugung im Rahmen des EEG zu leisten und ihrer Verantwortung in Bezug auf den Klimaschutz gerecht zu werden. Auch soll für die Glaubwürdigkeit des Klimavorteils der Elektromobilität keine Verlagerung der Kosten für den Ausbau der EE-Stromerzeugung auf andere nicht nach dem EEG privilegierte Stromverbraucher stattfinden. Vereinzelt wird jedoch auch die Meinung vertreten, dass eine vorübergehende Entlastung von der EEG-Umlage während einer Markteinführungsphase hilfreich sein könnte. Zugleich wurde darauf hingewiesen, dass diese Position nur einen geringen Teil der aus Sicht der Fahrzeugnutzer anfallenden Mehrkosten der Elektromobilität ausmacht. Aus Perspektive des Verbraucherschutzes wurde in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass aus Gründen der Gerechtigkeit gewährleistet werden

sollte, dass zur Sicherung des Umweltvorteils der Elektromobilität keine Verbraucher finanziell belastet werden, welche sich ohne elektrischen oder konventionellen Personenindividualverkehr (also ausschließlich zu Fuß, mit Fahrrad sowie Bus und Bahn) fortbewegen.

Unterschiedlich fällt die Bewertung der Stakeholder bezüglich möglicher Anreize für ein systemdienliches Laden der Elektrofahrzeuge aus. Ein Teil der Ökostromanbieter und der Automobilhersteller sieht eine Notwendigkeit für zeitlich variable Fahrstrom-Tarife und die Möglichkeit, in diesem Bereich frühzeitig neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Die traditionellen Energieversorger sehen dagegen kurz- bis mittelfristig nicht den Bedarf, zeit- und lastvariable Tarifstrukturen und zusätzliche Anreize für intelligentes Laden zu etablieren, da im Strommarkt genügend andere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen.

Einzelne Stakeholder erachten es für sinnvoll, Maßnahmen zur Sicherung des Klimavorteils der Elektromobilität möglichst frühzeitig und langfristig festzuschreiben, da eine spätere Implementierung entsprechender Instrumente mit fortgeschrittener Marktentwicklung schwerer umsetzbar wäre.

Eine zusätzliche finanzielle Belastung von fossilen Kraftstoffen wird von den beteiligten Stakeholdern überwiegend für sinnvoll erachtet. Mit Bezug auf den erhöhten Bedarf an EE-Kapazitäten erscheint eine zweckgebundene Umlage als Instrument am besten geeignet. Hieraus könnten nicht nur die Mehrkosten zusätzlicher EE-Stromerzeugung finanziert werden, sondern auch Aufwendungen für die generelle Marktförderung elektrischer Fahrzeuge. Gegen eine zusätzliche Belastung von fossilen Kraftstoffen sprach sich die Mehrzahl der Automobilhersteller aus.

5.3. Einordnung des Handlungsbedarfs und möglicher Handlungsoptionen

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Einschätzungen der Stakeholder aus Sicht der Projektbearbeiter kommentiert.

Eine wichtige Rolle bei der Bewertung des Klimavorteils der Elektromobilität spielt der EU-Emissionshandel. Die am Projekt teilnehmenden Stakeholder hatten hierzu unterschiedliche Einschätzungen. Dabei besteht kein Zweifel daran, dass Mehremissionen im Stromsektor aufgrund des EU-ETS theoretisch durch Einsparungen an anderer Stelle kompensiert würden. Nach Auffassung des Öko-Instituts ist jedoch die Wirkung dieses Instruments als Deckel für die CO₂-Emissionen der erfassten Anlagen derzeit durch ein massives Überangebot an Emissionsrechten außer Funktion gesetzt (vgl. Kapitel 2). Wie schnell und nach welchem Verfahren dieses Überangebot langfristig abgebaut werden soll, ist noch nicht entschieden worden. Zusatzemissionen, z.B. aufgrund einer zusätzlichen Stromnachfrage der Elektromobilität, werden daher im Rahmen des Emissionshandels sowohl kurz- als auch mittelfristig (bis etwa zum Jahr 2030) nicht durch anderweitige Emissionsminderungen ausgeglichen. Ob es langfristig (nach 2030) doch noch zu einem solchen Ausgleich kommt, kann aus heutiger Perspektive nicht beurteilt werden. Insofern kann der EU-ETS die Klimaneutralität der Elektromobilität derzeit nicht sicherstellen bzw. erhöhen.

Bei der Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels sollte darauf geachtet werden, dass durch die dauerhafte Herausnahme eines angemessenen Volumens an Emissionsrechten aus dem Markt und eine stärkere Degression der Emissionsbudgets möglichst rasch wieder eine dauerhafte Knappheit im Markt entsteht.

Die Bedeutung des Bezugs von Ökostrom als Fahrstrom für Elektrofahrzeuge wurde von den Stakeholdern unterschiedlich eingeschätzt. Aus Sicht des Öko-Instituts ist es bei der Bewertung

dieses Instruments wichtig, zwischen der Systemperspektive und der individuellen Perspektive der Fahrzeugnutzer zu differenzieren. Für die politische Bewertung der Strategie des Ausbaus der Elektromobilität sollte dabei ausschließlich die Systemperspektive herangezogen werden. In dieser Sichtweise führt der Bezug von Ökostrom zunächst zu einer veränderten Zuordnung von EE-Strom zwischen verschiedenen Kundengruppen, die per Saldo keinen Effekt auf der Systemebene hat. Nur wenn Ökostrom dazu führt, dass zusätzlicher EE-Strom erzeugt wird, dann kann er eine positive Auswirkung auf der Systemebene haben. Dies ist nur bei besonders anspruchsvollen Ökostrom-Produkten der Fall. Hinzu kommt, dass die politischen Ausbauziele für EE-Strom so definiert sind, dass eine durch Nutzer der Elektromobilität bewirkte zusätzliche EE-Stromerzeugung als Beitrag zur Erreichung des Ziels betrachtet wird und somit anderweitige Anstrengungen zum EE-Ausbau reduziert werden können.

Demgegenüber kann der Bezug von Ökostrom in der individuellen Perspektive der Fahrzeugnutzer ein wichtiges Element für eine glaubwürdige klimaschonende Mobilität sein. Für den Nutzer eines Elektrofahrzeugs ist dies - neben der Reduktion der Fahrzeugnutzung - die einzige Möglichkeit, einen Schritt in Richtung einer klimaneutralen Mobilität zu machen. Dies gelingt umso wirkungsvoller, je stärker das gewählte Ökostrom-Produkt dazu beiträgt, die EE-Stromerzeugung tatsächlich zu erhöhen und somit einen Effekt aus Systemperspektive zu erzielen.

Ähnliche Kriterien wie bei Ökostrom gelten auch für die Bewertung von Modellen der Eigenstromversorgung von Elektrofahrzeugen aus EE-Strom. Der Bau und Betrieb von dezentralen PV-Anlagen ist ein Beitrag dazu, dass die Ausbauziele für EE-Strom zu erreichen. Die Investition von Nutzern von Elektrofahrzeugen in Photovoltaik-Anlagen kann der Elektromobilität mit dem Anteil zugeordnet werden, wie der erzeugte Strom nicht durch das EEG gefördert wird. In der Praxis wird nur ein Teil des erzeugten Stroms selbst verbraucht, ein anderer Teil wird ins Netz eingespeist und durch das EEG gefördert. Somit wird auch durch die PV-Eigenerzeugung keine Klimaneutralität aus Systemperspektive erreicht. Weitere Vorteile aus der Systemperspektive können sich dann ergeben, wenn durch eine intelligente Koppelung von PV-Anlage und Elektrofahrzeug Leistungsspitzen von Einspeisung oder Bezug von Strom im Netz vermieden werden.¹⁸

Unterschiedliche Einschätzungen gab es bei den Stakeholdern auch zu der Notwendigkeit, zum jetzigen Zeitpunkt Anreize für ein systemdienliches Laden der Fahrzeuge aus dem Netz zu setzen. Nach Einschätzung des Öko-Instituts werden funktionierende Geschäftsmodelle für solche Ladestrategien dann erforderlich, wenn in bestimmten Verteilnetzen die Belastungsgrenzen einzelner Betriebsmittel erreicht werden. Diese Situation wird in den verschiedenen Verteilnetzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten erreicht werden. Da jedoch der Ausbau der Elektromobilität voraussichtlich in bestimmten stadtnahen Gebieten schneller als in anderen Regionen voran schreiten wird, sind Überlastungssituationen in einzelnen Netzen absehbar. Daher sollten die notwendigen Technologien und Geschäftsmodelle möglichst früh anwendungsreif entwickelt werden, damit sie bei Bedarf schnell eingesetzt werden können.

¹⁸ Beim Eigenverbrauch von Strom aus Photovoltaik-Anlagen kommt es zumeist zu einer deutlichen Reduktion der aus dem Stromnetz bezogenen Strommenge, ohne dass zugleich die Leistungsspitze für Bezug oder Einspeisung zuverlässig reduziert wird. Da die Kosten des Stromnetzes durch die vorzuhaltende Leistung bestimmt werden, weit überwiegend aber als variable Netznutzungsgebühren für den bezogenen Strom abgerechnet werden, kann es hierbei zu einer indirekten Subventionierung der Eigenversorger durch andere Netzkunden kommen. Dies sollte durch eine Reduktion der Anschlussleistung der Eigenversorger oder durch einen höheren Anteil der Grundgebühr in ihren Netznutzungsgebühren vermieden werden.

6. Schlussfolgerungen

In der Systemperspektive kann ein deutlicher Klimavorteil der Elektromobilität als gesichert angesehen werden. Dieser Vorteil wird vor allem durch die Definition des Ausbauziels für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sichergestellt, das im EEG festgelegt ist.

Dieser Klimavorteil ist abhängig davon, dass

- das im EEG festgelegte Ausbauziel für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch künftig als prozentualer Anteil am gesamten Strombedarf festgelegt ist, und
- das Ziel so ambitioniert festgelegt ist, dass es nicht bereits im Referenzfall ohne Elektromobilität erreicht oder überschritten wird. Aktuell bestehende Zielkorridore, z.B. 55-60 % im Jahr 2035, sollten auf einen entsprechend ambitionierten Zielwert präzisiert werden.

Unter diesen Bedingungen führt ein erhöhter Strombedarf aufgrund des Ausbaus der Elektromobilität zu einer höheren Zielmarke für die EE-Stromerzeugung. Dieses Ziel muss nach den derzeit geltenden Regelungen des EEG durch eine Erhöhung der Ausschreibungsmengen für EE-Stromerzeugung realisiert und die Mehrkosten gegenüber dem Marktpreis für Strom über die EEG-Umlage finanziert werden. Damit dies gelingen kann, müssen die für das Management hoher Anteile von EE-Strom erforderlichen Netzkapazitäten und Flexibilitäten im Stromsystem geschaffen und die Akzeptanz in der Bevölkerung z.B. für Windkraftanlagen verbessert werden. Durch die Belastung des Fahrstroms mit der EEG-Umlage wird sichergestellt, dass sich die Nutzer der Elektrofahrzeuge in angemessenem Umfang an der Finanzierung der für den Klimavorteil benötigten EE-Anlagen beteiligen.

Angesichts des bestehenden regulatorischen Rahmens stellt sich somit im Zeitraum bis zum Jahr 2030 „automatisch“ ein Klimavorteil ein. Falls dieser weiter gesteigert werden bzw. frühzeitig Klimaneutralität erreicht werden soll, so können von den Akteuren der Elektromobilität verschiedene Maßnahmen ergriffen werden.

- Die Nutzer von Elektrofahrzeugen sollten hochwertige Ökostromprodukte für den Fahrstrom verwenden. Hiermit kann ein Beitrag zum Ausbau von EE-Kapazitäten geleistet werden. Heute gibt es allerdings am Markt kein Ökostromprodukt, das einen entsprechend großen Anteil des Fahrstromverbrauchs aus Neuanlagen bereitstellen würde. Mit einem Ansteigen des EE-Anteils im Stromsystem kann die Lücke in Zukunft aber mit geringeren Mehrkosten geschlossen werden.
- Alternativ können die Nutzer auch selbst EE-Strom erzeugen (z.B. aus Photovoltaik) und als Fahrstrom nutzen. Allerdings wird diese Option dadurch eingeschränkt, dass die Mehrzahl der Fahrzeuge zum Zeitpunkt der mittäglichen PV-Erzeugungsspitzen nicht zu Hause geparkt ist und daher nicht direkt geladen werden kann. Aus diesem Grund sind kostenintensivere Heimladelösungen mit stationären Batterien als zusätzlichem Zwischenspeicher zu erwarten.
- Der Ausbau von EE-Kapazitäten kann auch unabhängig vom Fahrstrombedarf erfolgen, z.B. durch direkte Investitionen von Fahrzeugherstellern, Mobilitätsdienstleistern, Betreibern von Ladeinfrastruktur oder anderen Akteuren aus dem Bereich der Elektromobilität in entsprechende Anlagen, die dann ohne Förderung durch das EEG betrieben werden sollten.

Allerdings würden die Effekte dieser Maßnahmen nach den derzeit geltenden Regelungen auf das politisch festgelegte EE-Ausbauziel angerechnet werden und somit letztlich nur andere Akteure entlasten, die andernfalls stärker zum EE-Ausbau hätten beitragen müssen (z.B. über die Zahlung der EEG-Umlage). Um solche Maßnahmen zur Steigerung des Klimavorteils der Elektromobilität zu unterstützen wäre durch die Bundesregierung zu prüfen, ob die auf diesem Wege – oder durch

ambitionierte Ökostromprodukte anderer Verbrauchergruppen – realisierte zusätzliche EE-Stromerzeugung aus der Anrechnung für das Ausbauziel herausgenommen werden kann.

Eine Eigenstromerzeugung und der Bezug eines Ökostromprodukts können derzeit allerdings nur bei der Ladung des Fahrzeugs zu Hause genutzt werden. Für verstärkte Nutzung von ambitionierten Ökostromprodukten muss demnach die Möglichkeit gegeben sein, auch an öffentlichen und semi-öffentlichen Ladesäulen Fahrstrom im Rahmen des „eigenen“ Strombezugsvertrags zu beziehen. Daher sollte ein diskriminierungsfreier Zugang aller Stromanbieter zur öffentlichen und semi-öffentlichen Infrastruktur sichergestellt werden.

Da die Nutzer elektrischer Fahrzeuge zumindest in der Einführungsphase der Technologie beim Fahrzeugkauf mit höheren Kosten belastet werden, erscheint eine weitere Übernahme von Kosten zur Steigerung des Klimavorteils durch die Halter von Elektrofahrzeuge über die EEG-Umlage hinaus nicht gerechtfertigt. Eine finanzielle Beteiligung konventioneller Kraftstoffe an der Emissionsreduktion ist nach dem Verursacherprinzip plausibel und für die Transformation des Verkehrssektors zielführender. Die zusätzliche Belastung fossiler Kraftstoffe ist Bestandteil eines Instrumentenmixes, der für eine Dekarbonisierung und Transformation des Verkehrssektors notwendig ist (Zimmer et al. 2016). Mit den auf diese Weise erzielten Einnahmen könnten u.a. die Markteinführung der Elektromobilität und der Aufbau einer intelligenten Ladeinfrastruktur gefördert werden. Zur Verstärkung des Klimavorteils der Elektromobilität könnte Geld für den Ausbau von EE-Kapazitäten unabhängig vom Fahrstrombedarf bereitgestellt werden. Hierzu wäre eine zweckgebundene Umlage besser geeignet als eine Erhöhung der Energiesteuer auf Kraftstoffe.

Eine weitere Handlungsoption stellt das systemdienliche Laden der Fahrzeuge dar. Intelligente Ladestrategien können zu verschiedenen Zwecken eingesetzt werden, z.B. zur Vermeidung von Lastspitzen im lokalen oder überregionalen Stromnetz, oder zur gezielten Nutzung von überschüssigem EE-Strom für die Ladung der Batterien. Allerdings haben die Analysen mit dem Strommarktmodell deutlich gezeigt, dass es mittelfristig nur in geringem Umfang möglich sein wird, überschüssigen EE-Strom durch intelligentes Laden zu nutzen. Zum einen werden EE-Überschüsse im Allgemeinen durch regionale Netzengpässe verursacht und zum anderen treten sie nur über eine bestimmte Anzahl von Stunden im Jahr auf. Damit Fahrzeuge diese Überschüsse nutzen können, müssten sie sich in der betreffenden Region befinden und während des Auftretens der Überschüsse geladen werden. Zudem werden die Stromnetze weiter verstärkt und ausgebaut, um die derzeitigen und künftig erwarteten Netzengpässe zu vermeiden. Aus diesen Gründen wird systemdienliches Laden auf absehbare Zeit wohl vorrangig dafür eingesetzt werden, Lastspitzen durch zeitgleiches Laden vieler Fahrzeuge zu vermeiden.

7. Literaturverzeichnis

- BDEW (2015): Smart Grids Ampelkonzept. Diskussionspapier. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/\\$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf), zuletzt geprüft am 20.12.2016.
- BDEW (2016): BDEW Erhebung Elektromobilität 2016. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-erhebung-elektromobilitaet-de>, zuletzt geprüft am 12.01.2016.
- Bundesregierung (2015): Projektionsbericht der Bundesregierung 2015 gemäß Verordnung 525 /2013/EU. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Online verfügbar unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/envvqlq8w/150422_Projektionsbericht_2015_final.pdf, zuletzt geprüft am 04.10.2016.
- Cauwer, C. de; Maarten, M.; Heyvaert, S.; Coosemans, T.; Van Mierlo J. (2015): Electric vehicle use and energy consumption based on real-world electric vehicle fleet trip and charge data and its impact on existing EV research models. EVS28 - Kintex. Korea, zuletzt geprüft am 16.01.2017.
- EEX (2017): Marktdaten - Strom. Hg. v. European Energy Exchange. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data>, zuletzt geprüft am 12.01.2017.
- ENTSO-E (Hg.) (2014): Scenario outlook and adequacy forecast 2014-2030. Brussels.
- Figenbaum, Erik; Kolbenstvedt, Marika (2016): Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users. Results from a survey of vehicle owners. Institute of Transport Economics (tøi). Oslo (TØI rapport, 1492/2016).
- Follmer, Robert; Gruschwitz, Dana; Jesske, Birgit; Quandt, Sylvia; Lenz, Barbara; Nobis, Claudia et al. (2010): Mobilität in Deutschland 2008. Datensätze der MiD 2008. Institut für angewandte Sozialwissenschaft (Infas); Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Berlin, Bonn.
- Frenzel, I.; Jarass, J.; Trommer, S.; Lenz, B. (2015): Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung. Hg. v. DLR. Berlin, zuletzt geprüft am 28.10.2016.
- Gnann, Till; Plötz, Patrick; Haag, Michael (2013): What is the future of public charging infrastructure for electric vehicles? A techno-economic assessment of public charging points for Germany. Hg. v. ecee Summer Study proceedings. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI). Karlsruhe.
- Hacker, Florian; Waldenfels, Rut von; Mottschall, Moritz (2015): Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität in gewerblichen Anwendungen. Betrachtung von Gesamtnutzungskosten, ökonomischen Potenzialen und möglicher CO₂-Minderung im Auftrag der Begleitforschung zum BMWi Förderschwerpunkt IKT für Elektromobilität II: Smart Car – Smart Grid – Smart Traffic. Öko-Institut. Berlin.
- Intraplan et. al. (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030, im Auftrag des Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Intraplan, BVU, IVV, planco.
- Kasten, Peter; Zimmer, Wiebke (2011): CO₂-Minderungspotenziale durch den Einsatz von elektrischen Fahrzeugen in Dienstwagenflotten. Endbericht im Rahmen des Projektes "Future Fleet" AP 2.7. Unter Mitarbeit von Stephan Leppler. Öko-Institut. Berlin.

Kraftfahrzeugbundesamt (KBA) (2016): Bestand an Pkw in den Jahren 2007 bis 2016 nach ausgewählten Kraftstoffarten. Flensburg. Online verfügbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html?nn=663524, zuletzt geprüft am 15.12.2016.

Minnich, Lukas; Wiepking, Julia; Hacker, Florian (2016): Gewerbliche Elektromobilität für alle. Zwischenergebnisse und Handlungsempfehlungen aus dem Projekt „ePowered Fleets Hamburg“. Öko-Institut. Berlin (Öko-Institut Working Paper, 2/2016).

Nationale Plattform Elektromobilität (2010): Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3: Lade-Infrastruktur und Netzintegration. Berlin.

Nationale Plattform Elektromobilität (2011): Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität. Hg. v. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin.

Nationale Plattform Elektromobilität (2014): Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung. Hg. v. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin.

Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) (2014): Fortschrittsbericht 2014. Bilanz der Marktvorbereitung. Berlin.

NVO (2016): The Norwegian-Swedish Electricity Certificate Market. Annual Report 2015. Hg. v. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate, zuletzt geprüft am 12.01.2017.

Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015): Klimaschutzszenario 2050 - Zusammenfassung des 2. Endberichts. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin.

Senat Hamburg (2014): Masterplan zur Weiterentwicklung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Hamburg. Hamburg.

Wermuth, Manfred; Neef, Christian; Wirth, Rainer; Hanitz, Inga; Löhner, Holger; Hautzinger, Heinz et al. (2012): Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010). Schlussbericht. Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung (WVI); Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung (IVT); Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Kraftfahrt-Bundesamt (KBA).

Anhang

A.1 Teilnehmer der Stakeholder-Workshops

An den vier Stakeholder-Workshops des Vorhabens waren Teilnehmer aus den folgenden Unternehmen und Verbänden beteiligt:

Automobilindustrie

- BMW AG
- Daimler AG
- Toyota Motor Europe
- Volkswagen AG

Stromwirtschaft

- E.ON SE
- EWE AG
- Greenpeace Energy eG
- Lichtblick SE
- RWE AG
- Stadtwerke München GmbH

Verbände

- ADAC e.V.
- Bundesverband Solare Mobilität e.V.
- Verbraucherzentrale NRW
- WWF Deutschland

A.2 Eckdaten der erfassten Fahrstromprodukte

Allgemein					Zielgruppe			Strom & Lademanagement			
Anbietername	Produktname	Kategorie	Produktmodell	Preis und Gebührenstruktur	Privat	Gewerbe	Verbreitungsgebiet	Anreize für system-dienliches Lade-management	Stromherkunft	Standort der Erzeugungsanlagen	Zertifizierungen*
Vattenfall GmbH	E-Mobil Natur	Stromprodukt	E-Mobilitätsstromprodukt + optional HH (Vertrieb mit Ladebox)	Verbrauchspreis 28,10ct/kWh Grundpreis 9,20€/Monat	ja	ja	bundesweit	nein	100% EE	DK	TÜV Nord
E.ON AG	DirektStrom öko OptimalStrom öko	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt (Ladebox separat erhältlich)	DirektStrom: Verbrauchspreis: 23,37 ct/kWh OptimalStrom: Verbrauchspreis: 25,36 ct/kWh	ja	nein	bundesweit	nein	100% EE	Skandinavien	-
E.ON AG	SolarStrom	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt	Verbrauchspreis: 23,67ct/kWh (bis 7000kWh), 25,67ct/kWh (ab 7000kWh) Grundpreis: 11,65€/Monat (bis 7000kWh), 0,00€/Monat (ab 7000kWh)	ja	nein	bundesweit	nein	100% EE	-	-
E.ON AG	ProfiStrom Solar	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt	Verbrauchspreis: 23,05ct/kWh Grundpreis: 6,17€/Monat	nein	ja	bundesweit	nein	100% EE	-	-
E.ON AG	ProfiStrom öko	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für Gewerbekunden	Verbrauchspreis 23,07ct/kWh Grundpreis: 5,96€/Monat	nein	ja	bundesweit	nein	100% EE	Skandinavien	-
EnBW AG	Natur Max24 / Profistrom Natur Max24 / Mercedes Benz Ökostrom	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden (Vertrieb mit Ladebox)	Privat: Verbrauchspreis: 26,05 ct/kWh, Grundpreis: 9,81€/Monat Gewerbe: Verbrauchspreis: 19,44ct/kWh, Grundpreis: 16,36€/Monat	ja	ja	bundesweit	nein	100% EE	DE	TÜV Nord
Lichtblick SE	LichtBlick-Fahrstrom	Stromprodukt	E-Mobilitätsstromprodukt + Zugang zur Ladeinfrastruktur	Verbrauchspreis: 26,44ct/kWh Grundpreis: 8,95€/Monat	ja	ja	bundesweit	nein (Möglichkeit zur Teilnahme am Politprojekt "Schwarm Energie")	100% EE	DE	-
Naturstrom AG	naturstrom BMW Green Energy	Stromprodukt	E-Mobilitätsstromprodukt + HH (in Kooperation mit BMW AG)	Verbrauchspreis: 26,75 Ct/kWh Grundpreis 8,90€/Monat	ja	nein	bundesweit	nein	100% EE	DE	GSL
Polarstern GmbH	Wirklich Ökostrom HT/NT	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: HT: 25,68ct/kWh, NT: 22,61ct/kWh Grundpreis: 10,30€/Monat	ja	ja	bundesweit	ja (Tag-/Nachtтарif)	100% EE	DE	GSL
ENTEKA Energie GmbH	Entega Ökostrom Entega Ökostrom online	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden (Vertrieb mit Ladebox)	Privat: Verbrauchspreis: 24,69ct/kWh Grundpreis: 8,00€/Monat	ja	ja	bundesweit	nein	100% EE	DE, FRA, POL	ok-power
NaturEnergie+ Deutschland GmbH	NaturEnergie Plus active	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: 30,66ct/kWh Grundpreis: 0€/Monat	ja	nein	bundesweit	nein	100% EE	DE	GSL
NaturEnergie+ Deutschland GmbH	NaturEnergie Plus smart	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: 26,06ct/kWh Grundpreis: 9€/Monat	ja	nein	bundesweit	nein	100% EE	DE	TÜV Nord
ubitrlicity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH	ubitrlicity Ökostrom	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden + Zugang zur Ladeinfrastruktur von hubject	Verbrauchspreis: 25,99ct/kWh Grundpreis 8,49€/Monat	ja	ja	bundetweit	nein	100% EE	AT	TÜV Süd (EE01)

* nur ok-power, Grüner Strom Label, TÜV Nord "geprüfter Ökostrom", TÜV Süd "EE01", "EE02"

Allgemein					Zielgruppe			Strom & Lademanagement			
Anbietername	Produktname	Kategorie	Produktmodell	Preis und Gebührenstruktur	Privat	Gewerbe	Verbreitungsgebiet	Anreize für system-dienliches Lade-management	Stromherkunft	Standort der Erzeugungsanlagen	Zertifizierungen*
Mark-E AG	Online Strom Fix Strom Top Strom	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt (Vertrieb mit Ladebox), inkl. Zugang zu örtlicher Ladeinfrastruktur	Verbrauchspreis: 23,52Ct/kWh Grundpreis: 5,17€/Monat	ja	nein	bundesweit	nein	100% EE	-	-
Mark-E AG	KlimaFair Strom	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: 25,51Ct/kWh Grundpreis: 8,71€/Monat	ja	nein	unbekannt	nein	100% EE	NO	ok-power
Stadtwerke München GmbH	M-Ökostrom	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden + Zugang zu Ladeinfrastruktur	Verbrauchspreis: 24,93Ct/kWh Grundpreis: 5,13€/Monat	ja	ja	bundesweit	nein	100% EE	DE, ES, SE, FR, BEL, FI, HR, PO, GB	TÜV Süd (EE02)
Rhein Energie AG	FairRegio Strom plus Öko-Option & Heim TankE	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden (Vertrieb mit Ladebox+Installation)	Verbrauchspreis: 24,89Ct/kWh, NT: 22,89Ct/kWh kostenloses Laden in Köln Grundpreis: 11,98€/Monat	ja	nein	regional	ja (Tag-/Nachtтарif)	100% EE	-	-
Allgäuer Kraftwerke GmbH	AllgäuStrom Klima	Stromprodukt	Standard Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: 27,72Ct/kWh Grundpreis: 9,78€/Monat	ja	ja	regional	nein	100% EE	DE	TÜV Süd (EE01)
Stadtwerke Osnabrück AG	Strom e-mobil	Stromprodukt	E-Mobilitätsstromprodukt + HH	Mo-Fr (8-20 Uhr): 28,17Ct/kWh Mo-Fr (20-8 Uhr): 19,47Ct/kWh Sa, So (0-24 Uhr): 18,47Ct/kWh	ja	nein	regional	ja (Tag-/Nachtтарif)	-	-	-
EWE AG	EWE Strom mobil	Stromprodukt	E-Mobilitätsstromprodukt + HH	Verbrauchspreis: HT: 27,02Ct/kWh, NT: 22,82Ct/kWh Grundpreis: 12,25€/Monat	ja	nein	regional	ja (Tag-/Nachtтарif)	100% EE	NO, DE	TÜV Nord
Pfalzwerke AG	VISAVI Mobil S	Stromprodukt	E-Mobilitätsstromprodukt	Verbrauchspreis: 27,26Ct/kWh Grundpreis: 10,26€/Monat	ja	nein	regional	nein	100% EE	SE	-
Pfalzwerke AG	VISAVI Privat Ampera VISAVI Profi Ampera	Stromprodukt	E-Mobilitätstromprodukt (in Kooperation mit Opel AG)	Privat: Verbrauchspreis: 27,26Ct/kWh, Grundpreis: 8,55€/Monat Gewerbe: Verbrauchspreis: 22,91Ct/kWh, Grundpreis: 7,76€/Monat	ja	ja	regional	nein	100% EE	SE	-
STAWAG Stadtwerke Aachen AG	StromSTA® ÖkoPlus	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden (Vertrieb mit Ladebox)	stark verbrauchsabhängig zwischen 27,47Ct und 26,49Ct/kWh Grundpreis: zwischen 6,09€ und 9,78€/Monat	ja	ja	unbekannt	nein	100% EE	NO	ok-power (HM)
Süwag Vertrieb AG & Co. KG	Süwag Strom Thermo 18	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: 20,61Ct/kWh Grundpreis: 5,15€/Monat	ja	nein	regional	ja (Tag-/Nachtтарif)	-	-	-
Süwag Vertrieb AG & Co. KG	Süwag Naturstrom 2017	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: 27,27Ct/kWh Grundpreis: 7,14€/Monat	ja	nein	regional	nein	-	-	-
Stadtwerke Schwäbisch Gmünd GmbH	Gmünder NaturStrom	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: Hochтарif: 27,04Ct/kWh, Niedertarif: 22,48Ct/kWh Grundpreis: Eintarif: 7,08€/Monat, Zweitтарif: 9,17€/Monat	ja	ja	regional	ja (Tag-/Nachtтарif)	100% EE	DE	-
Stadtwerke Hannover AG	enercity UmweltStrom	Stromprodukt	Standard-Ökostromprodukt für HH-Kunden	Verbrauchspreis: 29,83 Ct/kWh Grundpreis: 6,22€/Monat	ja	ja	regional	nein	100% EE	AT	GSL

* nur ok-power, Grüner Strom Label, TÜV Nord "geprüfter Ökostrom", TÜV Süd "EE01", "EE02"

Allgemein				Strom & Lademanagement				
Anbieter	Produkt	Kategorie	Verbreitungsgebiet	Anreize für systemdienliches Laden	100% EE-Erzeugung	Standort der Erzeugungsanlagen	Weitere Informationen	Zertifizierungen*
Innogy SE	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	unbekannt	nein	ja	DE, AT	-	-
EnBW AG	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DE	-	-
Vattenfall GmbH	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DK	-	-
Naturstrom AG	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	bundesweit	nein	ja	DE	-	GSL
ENTEKA Energie GmbH	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	unbekannt	nein	ja	DE, FR, PO	-	ok-power
Stromnetz Hamburg GmbH	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DE	100% Wind	-
Stadtwerke München GmbH	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DE, ES, SE, FR, BE, FI, HR, PO, GB	-	TÜV Süd (EE02)
Stadtwerke Hannover AG	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	AT (evtl. weitere)	-	GSL
EWE AG	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	NO, DE	-	TÜV Nord
Stadtwerke Osnabrück AG	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
Stadtwerke Leipzig GmbH	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	NO	-	ok-power
STAWAG Stadtwerke Aachen AG	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	NO	-	-
Mainova AG	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DE und AT	-	-
Allgäuer Kraftwerke GmbH	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	unbekannt	-	-
NaturEnergie+ Deutschland GmbH	NaturEnergie Ladesäulen	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DE	-	GSL
TankE (RheinEnergie AG)	TankE	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DE, AT, DK, CH	-	-
Stadtwerke Lemgo GmbH & Stadtwerke Gütersloh GmbH	Ladefox	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
Allego GmbH	Ladeinfrastruktur	Betreiber von Ladeinfrastruktur	unbekannt	nein	unbekannt	unbekannt	> 25% Windkraft	-
Allego GmbH & The New Motion Deutschland GmbH	be mobil	Betreiber von Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	unbekannt	-	-
Belectric Drive GmbH	Belectric	Betreiber von Ladeinfrastruktur	unbekannt	nein	ja	unbekannt	100% Solarstrom	-

* nur ok-power, Grüner Strom Label, TÜV Nord "geprüfter Ökostrom", TÜV Süd "EE01", "EE02"

Allgemein				Strom & Lademanagement				
Anbieter	Produkt	Kategorie	Verbreitungsgebiet	Anreize für system-dientliches Laden	100% EE-Erzeugung	Standort der Erzeugungs-anlagen	Weitere Informationen	Zertifizierungen*
The New Motion Deutschland GmbH	The New Motion Ladekarte	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
Hubject GmbH	intercharge everywhere	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
Hubject GmbH	intercharge direct	Zugang zu Ladeinfrastruktur	unbekannt	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
Hubject GmbH	intercharge Green	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	unbekannt	CH	-	-
PlugSurfing GmbH	PlugSurfing	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	teilweise, betreiberabhängig	unbekannt	-	-
Innogy SE	ePOWER DIRECT	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
Innogy SE	ePOWER BASIC	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
Vattenfall GmbH	Vattenfall Ladekarte	Zugang zu Ladeinfrastruktur	unbekannt	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
EnBW AG	Elektronauten-Ladekarte Prepaid-Ladekarte	Zugang zu Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DE	-	-
Naturstrom AG	Naturstrom Ladekarte	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	teilweise, betreiberabhängig	unbekannt	-	-
ENTEKA Energie GmbH	Entega Ladekarte	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	teilweise, betreiberabhängig	unbekannt	-	-
smartlab Innovationsgesellschaft mbH	ladenetz.de Stadtwerke-Verbund	Zugang zu Ladeinfrastruktur	bundesweit	nein	teilweise, betreiberabhängig	unbekannt	-	-
smartlab Innovationsgesellschaft mbH	ladenetz.de Business-Verbund	Zugang zu Ladeinfrastruktur	unbekannt	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
STAWAG Stadtwerke Aachen AG	Ladekarte STAWAG	Zugang zu Ladeinfrastruktur	regional	nein	betreiberabhängig	unbekannt	-	ok-power
EWE AG	Stromtankkarte	Zugang zu Ladeinfrastruktur	regional	nein	betreiberabhängig	unbekannt	-	TÜV Nord
Stadtwerke München GmbH	Strom-Tankkarte	Zugang zu Ladeinfrastruktur	bundesweit	nein	betreiberabhängig	unbekannt	-	TÜV Süd (EE02)
Allgäuer Kraftwerke GmbH	AllgäuStrom Mobil Ladekarte Tarif S, M und L	Zugang zu Ladeinfrastruktur	regional	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
HAMBURG ENERGIE GmbH	Horizont Mobil	Zugang zu Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	DE	-	-

* nur ok-power, Grüner Strom Label, TÜV Nord "geprüfter Ökostrom", TÜV Süd "EE01", "EE02"

Allgemein				Strom & Lademanagement				
Anbieter	Produkt	Kategorie	Verbreitungsgebiet	Anreize für systemdienliches Laden	100% EE-Erzeugung	Standort der Erzeugungsanlagen	Weitere Informationen	Zertifizierungen*
Stadtwerke Leipzig GmbH	StromTicket Zugangskarte Dauernutzer	Zugang zu Ladeinfrastruktur	regional	nein	ja	NO	-	ok-power
Tesla Motors	Tesla Supercharger / Tesla Destination Charging	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
BMW AG	ChargeNow Active ChargeNow Flex	Zugang zu Ladeinfrastruktur	DE, BE, NL, CH, AT	ja (Tag-/Nachtтарif)	betreiberabhängig	unbekannt	-	-
Bosch	Charge & Pay für Mercedes Benz	Zugang zu Ladeinfrastruktur	bundesweit	nein	betreiberabhängig	unbekannt	-	-
Audi AG / VW AG	Charge&Fuel Card	Zugang zu Ladeinfrastruktur	bundesweit	nein	teilweise, betreiberabhängig	unbekannt	-	-
Polygo (Verkehrs- und Tarifverbund Stuttgart GmbH)	polygo card	Zugang zu Ladeinfrastruktur	regional	nein	unbekannt	unbekannt	-	-
Mark-E AG	DriveCard	Zugang zu Ladeinfrastruktur	regional	nein	unbekannt	unbekannt	-	ok-power
Park + Charge e.V.	Park + Charge	Zugang zu Ladeinfrastruktur	europaweit	nein	teilweise, betreiberabhängig	unbekannt	-	-
Drehstromnetz Netzwerk	Drehstromnetz	Zugang zu Ladeinfrastruktur	bundesweit	nein	betreiberabhängig	unbekannt	-	-

* nur ok-power, Grüner Strom Label, TÜV Nord "geprüfter Ökostrom", TÜV Süd "EE01", "EE02"

A.3 Tagesnutzungsprofile privater und gewerblicher Pkw

Tabelle A.3-1: Charakteristika für die Einteilung in Fahrzeugnutzungsprofile

Profil	Beschreibung
<i>private Zulassung</i>	
1	keine Nutzung des Fahrzeugs
2	erste Fahrt vor 12 Uhr; Tagesfahrleistung >40 km
3	erste Fahrt vor 12 Uhr; Tagesfahrleistung <40 km (mindestens eine Fahrt zur Arbeit)
4	erste Fahrt vor 12 Uhr; Tagesfahrleistung <40 km (keine Fahrt zur Arbeit)
5	erste Fahrt nach 12 Uhr
<i>gewerbliche Zulassung**</i>	
1	keine Nutzung des Fahrzeugs
2	erste Fahrt vor 12 Uhr, eine Fahrt am Tag*
3	erste Fahrt vor 12 Uhr, mehr als eine Fahrt am Tag, Tagesfahrleistung < 50 km
4	erste Fahrt vor 12 Uhr, mehr als eine Fahrt am Tag, Tagesfahrleistung 50 km - 200 km
5	erste Fahrt vor 12 Uhr, mehr als eine Fahrt am Tag, Tagesfahrleistung >200 km
6	erste Fahrt nach 12 Uhr

* Eine Fahrt kann auch mehrere Fahrten mit Standzeiten unter 15 Minuten beinhalten (z. B. KEP-Dienste).

**Es wurden wenige Nutzungsprofile mit Übernachtfahrten identifiziert. Diese werden in der Abbildung der gewerblichen Nutzung vernachlässigt.

Quelle: Eigene Nutzungsprofile auf Basis von MiD 2008 und KiD 2010

Tabelle A.3-2: Tagesnutzungsprofile bei privaten Pkw – Pkw mittel; Werktag

Profil	Erste Fahrt Start [hh:mm]	Erste Fahrt Ende [hh:mm]	Letzte Fahrt Start [hh:mm]	Letzte Fahrt Ende [hh:mm]	Tagesfahr- leistung [km]
<i>Kernstadt</i>					
1	-	-	-	-	-
2	07:43	09:29	15:58	18:37	85
3	07:17	07:57	16:10	17:40	21
4	09:32	10:27	13:33	14:49	16
5	15:39	16:14	18:18	18:53	25
<i>Umland/ländlicher Raum</i>					
1	-	-	-	-	-
2	07:42	09:05	15:54	18:31	84
3	07:16	08:08	15:55	17:40	21
4	09:25	10:26	13:37	14:49	17
5	15:24	16:02	18:25	19:02	28

Quelle: Eigene Herleitung mit Hilfe von MiD 2008

Tabelle A.3-3: Tagesnutzungsprofile bei gewerblichen Fahrzeugen – Pkw mittel; Werktag

Profil	<i>Erste Fahrt</i> Start [hh:mm]	<i>Erste Fahrt</i> Ende [hh:mm]	<i>Letzte Fahrt</i> Start [hh:mm]	<i>Letzte Fahrt</i> Ende [hh:mm]	Tagesfahr- leistung [km]
Einsatzradius <50 km					
1	-	-	-	-	-
2	8:32	11:41	-	-	39
3	8:03	8:22	15:33	15:52	25
4	7:38	8:17	16:01	16:43	91
5	7:20	8:44	18:12	19:25	318
6	14:44	15:18	17:21	17:51	54
Einsatzradius >50 km					
1	-	-	-	-	-
2	8:31	10:28	-	-	46
3	8:05	8:26	16:04	16:25	23
4	7:32	8:18	16:16	17:00	112
5	7:12	9:35	15:10	17:20	415
6	15:05	15:50	16:42	17:07	98

Quelle: Eigene Herleitung mit Hilfe von KiD 2010