

Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur und das Stromsystem in Kalifornien

Erfahrungswerte für eine systemoptimierte Einbindung¹

Dr. Julia Hildermeier, Jessica Shipley und Andreas Jahn (RAP)

Zusammenfassung

Die Netzintegration von Elektromobilität wird auch in Deutschland immer mehr zum Thema. Spätestens mit den Ankündigungen des VW-Konzerns, im Jahr 2025 mehr als zwei Millionen Elektrofahrzeuge zu produzieren, geht es politisch um Förderung und Aufbau der benötigten Ladeinfrastruktur. Letztendlich ist aber die systemoptimierte Einbindung dieser neuen Verbraucher in das bestehende Stromsystem Bedingung für einen erfolgreichen Markthochlauf. Die USA, insbesondere Kalifornien, haben hier einen Vorsprung, sowohl, was die Erfahrungen mit der Netzintegration einer höheren Anzahl von Elektrofahrzeugen angeht, als auch bei der Schaffung von Rahmenbedingungen für zukunftsweisende, integrierte Elektromobilitätsplanung aus Umwelt-, Verbraucher- und Strommarktperspektive.

Vor dem Hintergrund des stark wachsenden deutschen Marktes für Elektromobilität in allen Fahrzeugsegmenten (in den ersten beiden Quartalen 2019 wurden 80 Prozent mehr Elektro-PKW neu zugelassen als im Vorjahreszeitraum²) und der Notwendigkeit,

¹ Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Unterstützung des Energiedialoges mit den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und dem US-Bundesstaat Kalifornien sowie die Unterstützung der bilateralen Energiebeziehungen mit Kanada, Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und auf Anfrage des Referats II A 1 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt. Die Verantwortung für die Inhalte liegt ausschließlich bei den Autoren.

² Bei Hybriden lag das Wachstum bei 69 %; Quelle: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/117/1911790.pdf>. Der Bestand erreichte 2019 ca. 177.000 Batterie- und Plug-in-Hybride, der Marktanteil bei Neuzulassungen lag 2018 bei 1,96 %; Quelle: *IEA Outlook 2019*, <https://www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/>. Dazu kommen 8.500 batterie-elektrische Nutzfahrzeuge; vgl. European Alternative Fuels Observatory, www.eafo.eu.

CO₂-Emissionen und Luftschadstoffe im Straßenverkehr zu reduzieren, ist es sinnvoll, die dortigen Anreiz- und Förderstrukturen auf ihre Anwendbarkeit im deutschen Kontext hin zu untersuchen. Auf der technischen Ebene geht es um die Frage der Systemintegration und die politisch gesetzten Rahmenbedingungen für die Marktakteure. Dies beinhaltet die Strom- und Netztarifierungen, aber auch die Ladeinfrastrukturen und -technologien und die Frage, wie die gesammelten Erfahrungen genutzt werden können.

In dieser Kurzstudie werden die politischen und regulatorischen Maßnahmen und Rahmenbedingungen für die systemoptimierte Netzintegration von Elektromobilität in den USA diskutiert (II), um sie mit den Ansätzen in Deutschland vergleichbar zu machen (III). Im letzten Teil werden Strategien und Empfehlungen für den Markthochlauf der Elektromobilität und der kosteneffizienten Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz in Deutschland erörtert (IV).

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	1
Inhaltsverzeichnis.....	3
Abkürzungsverzeichnis	4
Abbildungsverzeichnis	5
I. Einleitung.....	6
1. Politische Rahmenbedingungen USA.....	6
2. Förderung der Elektromobilität in Kalifornien	6
II. Stromnetzintegration von Elektroautos (USA)	9
1. Tarifgestaltung.....	9
1.1 Tarifgestaltung Privatkunden.....	9
1.2 Tarifierung in gemeinschaftlich genutzten Gebäuden/Stellflächen (Mehrfamilienhäuser).....	14
1.3 Gewerbliches Laden/ Laden am Arbeitsplatz	15
1.4 Schnellladen	16
1.5 Elektrifizierung von Nutzfahrzeugen und -flotten	17
2. Ladeinfrastruktur	17
2.1 Aufgaben der Energieversorger	18
2.2 Rolle von Drittanbietern	20
III. Vergleich mit Deutschland	22
1. Tarifgestaltung	23
2. Ladeinfrastruktur	24
2.1 Laden in gemeinschaftlich genutzten Gebäuden und auf Stellflächen	25
2.2 Öffentliche Ladeinfrastruktur	25
IV. Resümee: Was kann Deutschland daraus lernen?	27
1. Stromtarife.....	28
2. Ladeinfrastruktur	29
3. Integrierte Planung und kohärenter politischer Rahmen.....	29
Literaturverzeichnis	30

Abkürzungsverzeichnis

BEV	Battery Electric Vehicle
CCA	Community Choice Aggregator
CEC	California Energy Commission
CPP	Critical Peak Pricing
CPUC	California Public Utility Commission
DCFC	Direct Current Fast Charger
EPA	United States Environmental Protection Agency
EUR-ct	Eurocent
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
IRP	Integrated Resource Planning
kWh	Kilowattstunden
PG&E	Pacific Gas & Electricity
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PSC	Public Service Commission
PTR	Peak Time Rebate
RTP	Real Time Pricing
SCE	Southern California Edison
SDG&E	San Diego Gas & Electric
SMUD	Sacramento Municipal Utility District
TOU	Time-of-Use
USD-ct	US-Dollar-Cent
UTC	Utilities and Transportation Commission
ZEV	Zero Emission Vehicle

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. PG&E ToU-Tarife Elektromobilität für Haushaltskunden (CPUC 2018)	11
Abbildung 2. Heutige (oben) und geplante (unten) jahreszeitliche Variation der Time-of-Use Perioden von Southern California Edison SCE.....	12
Abbildung 3. Durchschnittliche Ladekosten bei den heutigen und den vorgeschlagenen PG&E Tarifen	15

I. Einleitung

1. Politische Rahmenbedingungen USA

Die USA weisen im Vergleich mit Deutschland wesentlich stärkere bundesstaatliche Strukturen auf. Die meisten Energiethemen, die Regulierung der Versorger sowie die Luftreinhaltung werden von den Bundesstaaten eigenverantwortlich adressiert (adelphi/RAP 2017 adelphi/RAP 2017a). Da die Bundesstaaten dabei sehr unterschiedliche Ziele verfolgen, bestehen große Unterschiede hinsichtlich des Ambitionsniveaus sowie der gewählten Maßnahmen. Damit gibt es nicht den „einen Weg“, auf dem sich die Vereinigten Staaten der Frage nähern, wie man den Verkehr elektrifizieren kann. Gesetzgeber auf unterschiedlicher Ebene, Planungsbüros und Energieversorger beteiligen sich an verschiedenen Initiativen, die von der Formulierung ihrer Zuständigkeit über die Planung des Stromverteilnetzes bis hin zur Genehmigung von Elektrofahrzeug-(Strom)-Tarifen reichen. Einige Bundesstaaten haben beispielsweise elektromobilitätsbezogene Bestimmungen für das Laden am Arbeitsplatz, Parkraumbewirtschaftung und Umwidmung von Parkplätzen für Elektrofahrzeuge, Gebäuderichtlinien oder Bauvorschriften insbesondere für Eigentümergemeinschaften³ entwickelt (RAP 2017). Darüber hinaus werden auch in den USA verkehrspolitische Steuerungsmaßnahmen wie Parkgebühren oder Einfahrtgebühren in Städte⁴ diskutiert, deren Fokus jedoch nicht auf Elektromobilität, sondern auf das Verkehrsaufkommen insgesamt gerichtet sind und deshalb in diesem Papier nicht weiter betrachtet werden.

2. Förderung der Elektromobilität in Kalifornien

Die kalifornische Zielsetzung, bis 2050 die CO₂-Emissionen (gegenüber 1990) um 80 Prozent zu reduzieren (CEC 2015), wurde im September 2018 politisch noch verstärkt: Bis spätestens 2045 soll eine CO₂-neutrale kalifornische Wirtschaft entstanden sein.⁵ Ein emissionsfreier Verkehrssektor spielt dabei eine wesentliche Rolle. Dementsprechend wurde die Förderung von Elektromobilität von Anfang an berücksichtigt: Das Senats-Gesetz 350 aus dem Jahr 2015 (CEC 2015) gibt für 2030 einen Anteil von 50 Prozent Erneuerbaren Energien, ein Reduktionsziel für Treibhausgase von 40 Prozent unter dem Niveau von 1990 und eine Verdoppelung der Energieeinsparungen vor. Das Gesetz

³ Eigentümergemeinschaften mit öffentlichem Interesse – *common interest communities*

⁴ Citymaut, beispielsweise in New York City : <https://www.npr.org/2019/04/02/709243878/new-york-is-set-to-be-first-u-s-city-to-impose-congestion-pricing?t=1565787752349>

⁵ State of California. (2018, 10 September). *Executive Order B-55/18 to achieve carbon neutrality* : <https://www.ca.gov/archive/gov39/wp-content/uploads/2018/09/9.10.18-Executive-Order.pdf>

verlangt ausdrücklich auch einen Prozess für eine integrierte Ressourcenplanung.⁶ Dabei soll laut Senats-Gesetz 350 (CEC 2015) der kalifornische Energieregulierer (California Public Utility Commission, CPUC) Verbindungen zum Verkehrs- und Gebäudesektor sowie „optimale Ressourcenportfolios“ einschließlich dezentraler Energiepotenziale identifizieren, um die politischen Ziele Kaliforniens (kostenoptimiert) zu erreichen.

Gleichfalls wurde die CPUC durch das Gesetz von 2015 beauftragt, die sechs privaten Stromversorger des Bundesstaates anzuweisen, Programme auszuarbeiten, die „die flächendeckende Elektrifizierung des Verkehrs beschleunigen“ (CPUC 2015). 2016 führte die CPUC dies aus. Im Januar 2017 reichten die drei größten Energieversorger ihre ersten Anträge ein (adelphi/RAP 2017a).

Für 2030 hat der Gouverneur das Ziel von fünf Millionen Null-Emissions-Fahrzeugen (Zero Emission Vehicle, ZEV⁷) für Kalifornien ausgegeben. Schon für 2025, für bis dahin angestrebte 1,5 Millionen ZEV, werden 250.000 öffentliche und halböffentliche – also öffentlich zugängliche Ladepunkte auf privatem Grund beispielsweise an Supermärkten – Ladepunkte veranschlagt (John 2019). Entsprechend wurden Pilot- und Investitionsprojekte für die Errichtung und den Betrieb der Ladeinfrastruktur initiiert und netzseitig Pilotprojekte für Stromtarife zur Förderung netzdienlichen Ladens angestoßen.

Basierend auf diesem integrierten Ansatz verfolgt Kalifornien erfolgreich eine kombinierte Förderung von Elektrofahrzeugen mit verkehrs- und energiepolitischen Maßnahmen:

1. Verkaufsquote zur Förderung des Absatzes von Null-Emissions-Fahrzeugen (verkehrsseitig):

Im Rahmen der Anreizregulierung für Zero Emission Vehicles verpflichten Kalifornien und zehn weitere Staaten (Colorado⁸, Connecticut, Maine, Maryland, Massachusetts, New Jersey, New York, Oregon, Rhode Island und Vermont)⁹ Automobilhersteller, einen steigenden Anteil an Elektro-PKW und elektrischen Nutzfahrzeugen zu verkaufen. Gemäß dem sogenannten ZEV-Mandat ist jeder Automobilhersteller verpflichtet, jedes Jahr einen bestimmten Prozentsatz von Null-Emissions-Fahrzeugen abzusetzen. Ziel ist es sicherzustellen, dass die Automobilhersteller Null-Emissions-

⁶ Integrated Resource Planning (IRP) ist ein US-amerikanischer Regulierungsansatz für integrierte Unternehmen/Systeme, um die festgestellten zukünftigen Bedürfnisse kostengünstig zu erfüllen (adelphi/RAP 2017).

⁷ Die Definition (und Anrechnung auf die Verkäufe der Hersteller) wird auf Grundlage der emissionsfrei zurücklegbaren Reichweite der Fahrzeuge berechnet und schließt rein batterieelektrische (Battery Electric Vehicle, BEV), Plug-in-Hybride (PHEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV) ein. Aufgrund des geringen Modellangebots hielten sich die registrierten Stückzahlen im Verhältnis zu ca. 570.000 BEV und PHEV bislang in Grenzen. Von insgesamt unter 7.200 registrierten FCEV in den USA (Stand Aug. 2019) sind allerdings der Grossteil in Kalifornien registriert, Tendenz steigend (California Fuel Cell Partnership 2019).

⁸ Entscheidung von August 2019, vgl. <https://www.reuters.com/article/us-autos-emissions-electric/automakers-colorado-reach-deal-on-zero-emission-vehicle-mandate-idUSKCN1UO2DF>

⁹ An den Neuwagenverkäufen in den USA machen diese Bundesstaaten insgesamt fast 30 Prozent aus. Rechtliche Grundlage zur Übernahme des kalifornischen ZEV-Mandats ist der Clean Air Act (EPA 2007).

Fahrzeuge entwickeln und in den Markt bringen, um die Nutzung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor und damit zurückgelegte Personenkilometer langfristig zu ersetzen.

2. Weitere steuerliche Anreize für die Anschaffung von Elektrofahrzeugen sowie Anreize zur Nutzung (verkehrsseitig):
staatliche Subventionierung des Kaufpreises (Kaufprämie), steuerliche Vergünstigungen, Programme zum Ersetzen älterer, emissionsintensiver Fahrzeuge (Umweltprämie), die auch in anderen Bundesstaaten existieren. Diese sind kombiniert mit Anreizen für die Nutzung von Elektrofahrzeugen, zum Beispiel für überdurchschnittlich ausgelastete Fahrzeuge reservierte Fahrspuren (high-occupancy lanes) zu benutzen (in etwa äquivalent zur Erlaubnis für Elektroautos, Busspuren zu nutzen) oder günstiges beziehungsweise freies Parken.
3. Strommarktregulierung und Ladeinfrastrukturausbau (energieseitig):
Die Erlaubnis, dass (regulierte) Versorgungsunternehmen einen Teil ihrer Einnahmen in Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge investieren dürfen. Dies wurde in den einzelnen Staaten unterschiedlich umgesetzt, wobei die meisten Regulierungsbehörden in den frühen Phasen kleinere Pilotprogramme aufsetzten, um herauszufinden, wo und wie sich mit dem Aufbau von Ladeinfrastruktur ein Mehrwert für das Netz und die Konsumenten schaffen lässt.
4. Anpassung der Stromtarife (energieseitig):
Die Einführung zeitvariabler Stromtarifstrukturen, die das Laden von Elektrofahrzeugen für Nutzer in bestimmten Zeitfenstern finanziell attraktiver macht. Stromtarife, die das netzdienliche Laden von Elektrofahrzeugen vergünstigen, können die Wirtschaftlichkeit des Betriebs eines Elektroautos im Vergleich zu einem herkömmlichen Fahrzeug erheblich beeinflussen. Der dynamische Zuwachs von Elektrofahrzeugen in den USA (im Jahr 2018 plus 81 Prozent Neuzulassungen gegenüber 2017¹⁰) hat die Regulierungsbehörden veranlasst, die Art und Weise der Tarifierungen zu überprüfen, um die entsprechenden zusätzlichen Strom- und Netzkosten auch über die Nutzer der Elektromobilität decken zu können. Viele US-Bundesstaaten testen unterschiedliche zeitabhängige Tarife, die den Mehrwert des flexiblen Ladens für das Netz besser widerspiegeln.
5. Ladeinfrastruktur:
Aktuell weiten die Community Choice Aggregators¹¹ (CCA) ihr Engagement durch

¹⁰ Quelle : <https://www.greentechmedia.com/articles/read/us-electric-vehicle-sales-increase-by-81-in-2018#qs.u0ppbf>. Der Bestand lag Mitte 2019 bei 1,12 Mio. BEV und PHEV, der Marktanteil 2018 bei 2,45 %; Quelle: <https://www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/>.

¹¹ Dies sind Nachfrage-Aggregatoren, entstanden durch kommunales Engagement im Versorgungsbereich der von der CPUC regulierten Versorger, die bisher insbesondere als grüne Lieferantalternative und Investoren in Erneuerbare Energien aufgebaut wurden (adelphi/RAP 2018).

finanzielle Hilfen der Kalifornischen Energiekommission (CEC) auf die Investitionen in die Ladeinfrastruktur aus (John 2019).

II. Stromnetzintegration von Elektroautos (USA)

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Stellschrauben zur nachhaltigen Integration von Elektromobilität ins Stromnetz anhand von Beispielen aus Kalifornien und anderen US-Bundesstaaten erläutert.¹²

1. Tarifgestaltung

1.1 Tarifgestaltung Privatkunden

Auch in den USA beinhaltet der typische Stromtarif für Privatkunden eine feste monatliche Gebühr und einen Preis für den Verbrauch pro Kilowattstunde. Die meisten dieser Tarife weisen jedoch einen einheitlichen Verbrauchspreis auf, der im Laufe des Tages oder Jahres nicht variiert. Eine solche Preisgestaltung gibt Nutzern von Elektrofahrzeugen kein Signal, wann und in welcher Weise das Laden den Erzeugungsverhältnissen sowie den Netzkapazitäten entspricht (Netzdienlichkeit). Die Kunden richten ihr Ladeverhalten damit ausschließlich nach ihren eigenen Präferenzen aus. Der Stromtarif reflektiert so nicht die Tatsache, dass Strom zu bestimmten Tageszeiten viel billiger zu produzieren und zu liefern ist. Ebenso wenig, dass das Laden von Elektrofahrzeugen zu bestimmten Zeiten für das Netzmanagement von Vorteil wäre, beispielsweise um den Ausbaubedarf bestimmter Anlagen zu verringern oder die Auslastung bestehender Netze oder Erzeugungsanlagen in wenig genutzten Zeiten zu erhöhen und gleichzeitig den sonst notwendigen Ausbau zu minimieren. Diese Flatrates stellen folglich keine Option für preisgünstiges „Tanken“ dar.

Um die Akzeptanz der Elektromobilität zu steigern, wollte man insbesondere in Kalifornien den Elektrofahrzeugnutzern auch eine Möglichkeit für preiswerten Strom bieten und nutzte dazu vor allem zeitvariable Tarife (Time-of-Use, TOU-Tarife), die in der Regel zwei oder mehr Preisstufen in fest vorgegebenen Zeiträumen definieren und Stromkunden damit Preisanreize für system- und netzdienliches Verhalten geben.

Über entsprechendes Ladeverhalten haben Elektrofahrzeugnutzer somit Einfluss auf ihre Ladestromkosten und können damit das Netz und System sogar entlasten. TOU-Tarife

¹² Bei den hier aufgeführten Beispielen, insbesondere aus Kalifornien, handelt es sich um integrierte Energieversorger, die das Netz besitzen und betreiben und auch im Vertrieb eine (regulierte) Monopolstellung innehaben. Die „Tarife“ der Versorger decken damit die Energie- und Netzkosten ab. Eine separate Regulierung von Netzkosten, wie wir sie in Europa kennen, gibt es hier nicht.

haben auch den Vorteil, dass Kunden ihr Ladeverhalten relativ einfach umstellen können, da sie die günstigsten Zeiträume im Voraus kennen. Über intelligente Ladetechnologien können dauerhafte Kostenvorteile generiert werden, denn durch die Einrichtung von Präferenzen und Preisen kann automatisch gesteuert und optimiert werden.¹³

TOU-Tarife gibt es für den gesamten Verbrauch eines Kunden (das heißt einen einheitlichen Haushaltstarif) oder auch nur für den Ladestrom für die Elektrofahrzeuge, was einen separaten Zähler voraussetzt. In beiden Szenarien ist es für den Kunden vorteilhaft, den Verbrauch beziehungsweise den Ladestrom außerhalb der Spitzenzeiten zu beziehen. Einige Versorger haben zu den Verbraucherverhalten Tests durchgeführt:

- Kunden, die sich bei Pacific Gas & Electric (PG&E) für reine Elektromobilitätstarife entschieden haben, führen 93 Prozent der Ladevorgänge außerhalb der Spitzenzeiten durch (Whited et al. 2018).
- Der südkalifornische Stromversorger Edison Electric hat festgestellt, dass bei einem reinen TOU-Ladetarif 88 Prozent der Ladevorgänge außerhalb der Spitzenzeiten stattfanden (Whited et al. 2018).
- Der Stromversorger Sacramento Municipal Utility District (SMUD) hat ab 2019 einen zeitvariablen Standardtarif für alle Haushaltskunden eingeführt.¹⁴ Pilotphasen zeigten 87 Prozent Kundenzufriedenheit; nur acht Prozent der Kunden nutzten die Option, aus dem Programm auszusteigen (*opt-out*), während SMUD nur von einer 50-prozentigen Akzeptanz ausgegangen ist (Synapse Energy 2019).

Die CPUC hat Schlussfolgerungen für die Empfehlung an ein neues Tarifdesign für die von ihr regulierten Energieversorger gezogen (CPUC 2018) und zeitvariable Tarife als De-facto-Standard für Stromtarife mit Opt-out-Option etabliert.¹⁵ Erste Ergebnisse aus dem Netzgebiet von PG&E belegen die Steuerungswirkung dieser Tarifgestaltung. Kunden mit zeitvariablen Tarifen laden zu 50 Prozent weniger zu Spitzenzeiten als Kunden mit einheitlichen Tarifen (Synapse Energy 2019).

Dabei ist jedoch zu beachten, dass die CPUC nur für die Regulierung von insgesamt sechs integrierten Stromversorgern (da es in Kalifornien kein Unbundling gibt) zuständig ist, nicht aber für die kommunalen Energieversorger oder Kooperativen. Die Vorgabe der CPUC für TOU-Perioden gilt dementsprechend nur für die privaten Versorger, bei denen

¹³ Kunden können auf einem dynamischen Markt von Anbietern verschiedenste Ladelösungen wählen, die verschiedene Grade der Automatisierung bzw. Steuerung ermöglichen. Ein Beispiel ist die niederländische Plattform Jedlix, die basierend auf Mobilitätsbedarf, Echtzeit-Energiepreisen und Zustand der Netzauslastung den optimalen Ladezeitpunkt des E-Fahrzeugs bestimmen kann.

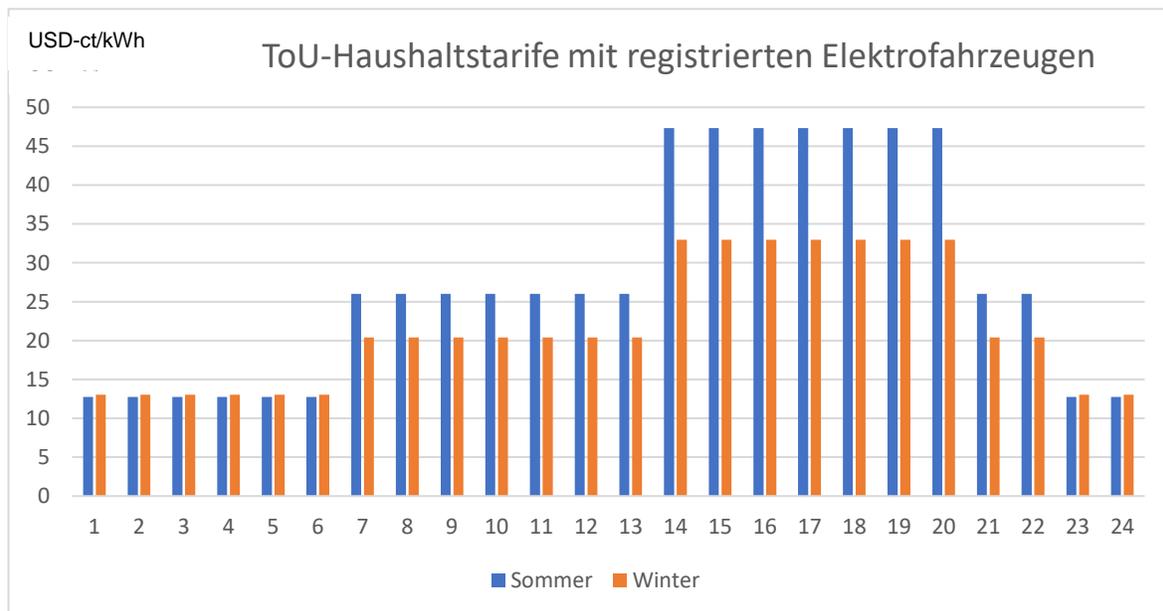
¹⁴ Vgl. SMUD. *Take advantage of off-peak rates* [Webpage] : <https://www.smud.org/>.

¹⁵ Kunden, die keinen zeitvariablen Tarif wollen, können wechseln, müssen dies aber aktiv entscheiden. Noch sind wenige Daten über die Kundenakzeptanz bekannt; Anfang des Jahres wurde geschätzt, dass etwa ein Viertel der Stromkunden zeitvariable Tarife haben. Diese Anzahl wird aber im Zuge der Opt-out-Umsetzung steigen.

eine Neubewertung der zeitlichen Last zu einer Winter-super-off-peak-Periode von täglich 8 bis 16 Uhr und einem 21-Stunden-Sommer-off-Peak führte, ausgenommen der Zeitraum von 16 bis 19 Uhr.

Etwas abweichend von diesen CPUC-Empfehlungen zeigen sich die aktuellen Vorschläge für zeitvariable Ladetarife von Pacific Gas & Electric (Abbildung 1). Der Super-Peak ist hier wesentlich länger, dafür sind die Tarifzeiten im Sommer und Winter gleich, wenn auch in der Höhe abweichend.

Abbildung 1 : PG&E TOU-Haushaltstarife für Elektromobilität (CPUC 2018)



Quelle: eigene Darstellung

Eine parallele Entwicklung sieht man an dem Tarifvorschlag des Energieversorgers Southern California Edison (SCE 2016), der in Abbildung 2 dargestellt ist. Die (verlängerte) Peak-Zeit verlagert sich in den späteren Nachmittag, dafür wird zukünftig aber stärker nach Jahreszeiten unterschieden, über die mittägliche Laden begünstigt werden soll, wenn die Photovoltaik-Erzeugung hoch ist (Choi et al. 2017):

Abbildung 2: Heutige (oben) und geplante (unten) jahreszeitliche Variation der Time-of-Use-Perioden von Southern California Edison (SCE)



Quelle: Choi et al. 2017

Voraussetzung für die Umsetzung zeitvariabler und dynamischer Tarife (siehe Kasten) ist jedoch, dass intelligente Technologien und Kommunikationsfähigkeit der Ladeinfrastruktur vorhanden sind (Faruqi et al. 2012). Auf dieser Grundlage subventionieren einige Förderprojekte die Installation intelligenter *home charger*. Energieversorger San Diego Gas & Electric (SDG&E) bietet zum Beispiel 60.000 Privatkunden vergünstigte, mit intelligenten Zählern ausgestattete Ladegeräte an. Diese unterstützen dynamische Ladetarife, über die günstiger Ladestrom angeboten wird, wenn die Strompreise niedrig sind, etwa weil die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien gerade hoch ist und/oder die Nachfrage gering.¹⁶

¹⁶ NRDC. (2018). CA greenlights big utility effort to electrify transport : <https://www.nrdc.org/experts/max-baumhelfner/ca-greenlights-big-utility-effort-electrify-transport> Siehe auch : https://www.sdge.com/sites/default/files/regulatory/A17-01-020%20ED_SDGE_DR5_FINAL.PDF

Zeitvariable Tarife

Im Angelsächsischen gibt es weitere Unterscheidungen der zeitvariablen Tarife, die hier entsprechend der zunehmenden Dynamik aufgeführt sind, das heißt von vorher festgeschriebenen bis hin zu sehr volatilen Preisen. Die einfachste Form stellen Time-of-Use-(TOU-) Tarife dar, dann folgen komplexere Tarife wie Peak Time Rebate (PTR), Critical Peak Pricing (CPP) und das Real-Time Pricing (RTP). Nur beim TOU sind die Kosten für den Verbraucher vorher genau kalkulierbar, da die Zeiträume entsprechend definiert sind. Bei den PTR-Tarifen ist der Zeitpunkt für die Bekanntgabe des Peaks und die Höhe der Rückzahlung entscheidend, wie auch beim CPP. Bei den Echtzeitpreisen (RTP) ergeben sich die Kosten folglich erst, wenn beispielsweise der Marktpreis feststeht.

Die geschilderten Tarifierungen gehen damit unterschiedlich stark auf die Systemanforderungen ein. Je besser dies gewährleistet wird, desto größer ist jedoch auch das Preisrisiko, das sich daraus für die Verbraucher ergibt. Dementsprechend muss hier eine Abwägung zwischen den unterschiedlichen Zielen und Kosten-Nutzen-Verhältnissen erfolgen.

Zudem gibt es verschiedene Optionen, an denen sich die Dynamik eines Tarifs ausrichten lässt. Dies kann der Großhandelsstrompreis sein (SW Wuppertal 2019) oder auch andere Preiskomponenten, die daran angehängt werden (Ecofys 2014). Genauso ist auch die Verfügbarkeit der Netzkapazitäten für dynamische Tarife möglich, wie sie in einem nodalen Stromgroßhandelssystem für die Übertragungsnetze Eingang findet (adelphi/RAP 2017).

Kalifornien ist zwar Vorreiter bei der Einführung von zeitvariablen E-Auto-Tarifen, aber auch Energieversorger anderer US-Bundesstaaten führen – auf Anweisung der Regulierungsbehörde– ähnliche Anreize ein, zum Beispiel Xcel Energy in Minnesota (Minnesota Legislature 2018).¹⁷ Ergebnis ist, Kunden, die Strom über einen Elektromobilitätstarif beziehen, laden ihre Elektrofahrzeuge zu 92 Prozent außerhalb der definierten Peak-Stunden.¹⁸

¹⁷ Die Gesetzgebung in Minnesota verpflichtet Versorgungsunternehmen E-Mobilitätstarife mit Rabatten für Off-Peak-Zeiten anzubieten

¹⁸ Vgl. Xcel Energy. (2018, June). Compliance filing, residential electric vehicle charging tariff, Docket No. E002/M-15-111, <https://www.edockets.state.mn.us/EFiling/edockets/searchDocuments.do?method=showPoup&documentId=%7B60A5CA63-0000-C11E-9F24-C36F15592A04%7D&documentTitle=20186-143541-01>

1.2 Tarifierung in gemeinschaftlich genutzten Gebäuden/Stellflächen (Mehrfamilienhäuser)

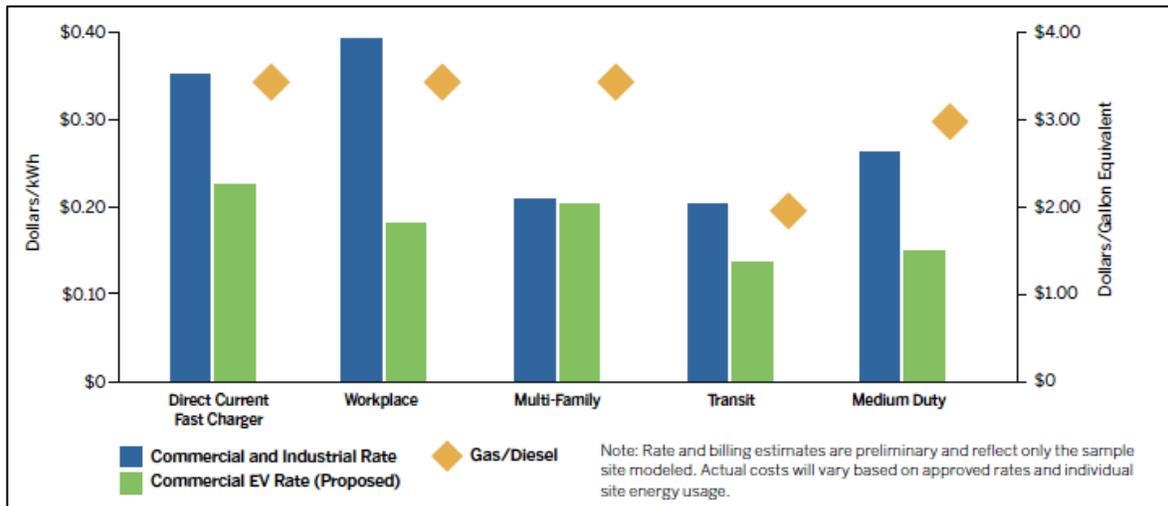
Die Tarifgestaltung für das Laden von Elektrofahrzeugen auf gemeinsam genutzten Parkplätzen steht vor ähnlichen Herausforderungen. Dieselben Anreize, die in erster Linie auf die Senkung der Spitzennachfrage abzielen, können auch dazu beitragen, die Nutzung von Elektrofahrzeugen für Mieter in Mehrfamilienhäusern attraktiv zu machen – eine wichtige Bedingung für den Markthochlauf Elektromobilität, die in diesem Kapitel behandelt wird. Der Energieversorger SMUD fördert den Aufbau von Ladesäulen in Mehrfamilienhäusern mit bis zu 1.500 US-Dollar pro Ladepunkt (SMUD 2019). Gebäuderichtlinien für Um- und Neubau erfordern eine Mindestanzahl von Ladepunkten sowie das „Recht auf Ladeinfrastruktur“ (*right to plug*), wonach Mieter oder Eigentümergemeinschaften die Installation von Ladeinfrastruktur beim Energieversorger einfordern können.¹⁹

Im November 2018 schlug PG&E gewerblichen und industriellen Kunden einen Tarif vor, der auf das Laden an kleineren Arbeitsplätzen und in Mehrfamilienhäusern sowie an öffentlichen Schnellladestationen fokussiert. Die Leistungspreise sollen durch eine monatliche Gebühr ersetzt werden, die die Kunden entsprechend ihrer benötigten Strommenge oder ihres Ladebedarfs wählen können. Wenn ein Kunde beispielsweise eine Anschlussleistung von 50 Kilowatt bucht und bezahlt, diese Leistung während des Monats aber überschreitet, zahlt er einen Zuschlag, die monatliche Gebühr ändert sich jedoch nicht. Mit anderen Worten: Die einmalige Nutzung einer höheren Leistung schafft kein neues kumuliertes Leistungsniveau (für das Netz und dessen Planung) und führt auch nicht zu dauerhaft höheren Leistungsentgelten beim Verbraucher (wie es bei Leistungspreisen der Fall wäre). Der Energieverbrauch wird im Rahmen dieses Vorschlags als TOU-Preis auf Basis von Spitzen-, Mittel- und Schwachlastzeiten berechnet. Wie in Abbildung 3 von PG&E dargestellt, werden damit die Kosten für das Laden in vier von fünf betrachteten Fällen günstiger und liegen damit alle erheblich unter den Benzinkosten bei Verbrennungsmotoren.

¹⁹ Vgl. andere US-Bundesstaaten wie Oregon, Colorado und Florida haben ähnliche Maßnahmen eingeführt

https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/codes_displaySection.xhtml?sectionNum=4745.&lawCode=CIV;

Abbildung 3: Durchschnittliche Ladekosten bei den heutigen und den vorgeschlagenen PG&E-Tarifen



Quelle: Pimentel, Silcox, 2018

1.3 Gewerbliches Laden/ Laden am Arbeitsplatz

Außerhalb der Elektromobilität wurden zeitvariable Tarife traditionell nur für größere gewerbliche und industrielle Verbraucher angewendet beziehungsweise angeboten. Mit der zeitlichen Optimierung der Ladevorgänge soll hier durch höhere Absatzmengen (kWh) auf der bestehenden Infrastruktur (ohne signifikante Zusatzkosten) ein Mehrwert für alle Verbraucher erzielt werden da die spezifischen Kosten je kWh dann sinken (*beneficial electrification*). Wachsende lokale Solarstromerzeugung kann durch mittägliches Laden am Arbeitsplatz die Nutzung von günstigem und sauberem Strom ermöglichen und gleichzeitig den sonst notwendigen Netzausbau für die solaren Einspeisespitzen verhindern (Merchant 2018).

Neben zeitvariablen Tarifen haben Großkundenpreise in der Vergangenheit auch einen Leistungspreis enthalten, also monatliche Kosten, die sich nach dem höchsten Strombezug (kW) während dieser Abrechnungsperiode richtet. Absolut gesehen übersteigen die Zahlungen für die Leistung (kW) leicht die für die Arbeit (kWh), insbesondere bei geringen Energiemengen. Entsprechend verschieben diese Leistungspreise den Fokus des Kunden von der absoluten und/oder zeitlichen Energiemengenoptimierung hin zur Vermeidung von Bezugsspitzen innerhalb des betroffenen Monats. Bei diesen Leistungswerten kann es sich grundsätzlich um die Kundenbezugsleistung zum Zeitpunkt der Systemspitze handeln oder auch um die individuelle Spitzennachfrage des Kunden,

unabhängig vom Zeitpunkt der Spitzenlast.²⁰ Preise, die an der zeitgleichen Spitzennachfrage ausgerichtet sind, stellen eine erhebliche Herausforderung für die Wirtschaftlichkeit des Aufladens dar, insbesondere für gewerbliche und öffentliche Ladestandorte. Um den grundsätzlichen Zielen der Tarifierung (Levin 2018) nachzukommen, sollen die Kunden ermutigt werden, die Last zu verschieben beziehungsweise sie zu reduzieren, wenn es sich lohnt (Pimentel, Silcox 2018).

Da bei der geschilderten Tarifierung mit Leistungspreisen das Laden von Elektrofahrzeugen durch eine hohe Bezugsleistung (kW) bei nur geringen Energiemengen (kWh) durch die anfangs geringe Anzahl von Ladevorgängen zu erheblichen Kosten führen kann, berücksichtigen die Anbieter diese Preise als feste, nicht vermeidbare Kosten. Da die Installation und Nutzung einer Arbeitsplatz-Ladeinfrastruktur zu erheblich höheren Stromkosten für die Arbeitgeber führen kann, wird den Wünschen der Mitarbeiter diesbezüglich häufig nicht nachgekommen (CPUC 2018).

Da Analysen ergeben haben, dass die Verteilnetzkosten durch die tageszeitliche Varianz erheblich beeinflusst werden, zeigt SCE mit seinen neuen Tarifen pragmatisches Handeln. Die bisherigen Leistungspreise sollen durch zeitvariable Preise ersetzt werden und erst sukzessive in den nächsten zehn Jahren wieder auf einen 60-Prozent-Aufkommensanteil an den Verteilnetzkosten steigen, der auch dem leistungsabhängigen Systemkostenanteil entspräche (SCE 2019).

1.4 Schnellladen

Die Tarifierung für öffentliche Schnellladestationen (Direct Current Fast Charger, DCFC) stellt ähnliche Herausforderungen, wie sie für Großkunden im vorherigen Abschnitt beschrieben wurden. Entsprechend werden viele DCFC-Stationen tatsächlich über einen solchen industriellen Tarif abgerechnet. Die daraus resultierenden Leistungspreise sind für die wirtschaftliche Situation dieser Stationen nachteilig, wie oben geschildert. Die meisten DCFC-Stationen haben einen geringen Gesamtverbrauch (in Kilowattstunden), weisen aber aufgrund der hohen Leistungen erhebliche Nachfragespitzen auf. Das bedeutet, dass Leistungspreise einen wesentlichen Teil der Gesamtrechnung für öffentliche Ladestationen ausmachen können, in einzelnen Fällen sogar mehr als 90 Prozent. Dies gestaltet die Wirtschaftlichkeit einiger Ladestationen sehr schwierig, insbesondere wenn diese (anfangs) niedrige Auslastungsraten aufweisen: Durch die geringe Anfangsnutzung ist auch der Business Case für das öffentliche Laden schwieriger, gleichzeitig erschweren beziehungsweise behindern zu wenige Ladestationen und ein schlechtes Tarifdesign eine größere Akzeptanz von Elektrofahrzeugen. Entsprechend sollten in den ersten Jahren die Leistungspreise für öffentliche Ladestationen aufgehoben

²⁰ Leistungspreise in Deutschland beschreiben die individuelle Spitzenbezugslast, ein definiertes Verhältnis zur Systemlast besteht nicht.

werden, um die Kosten für die Fahrer zu senken und eine breitere Akzeptanz für Elektrofahrzeuge zu erreichen (CPUC 2018).

1.5 Elektrifizierung von Nutzfahrzeugen und -flotten

Das in Kalifornien unter Beteiligung aller großen Energieversorger 2018 verabschiedete Paket von 15 Pilotprogrammen fördert die netzdienliche Elektrifizierung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen durch Maßnahmen²¹ zur zeitvariablen Gestaltung von Stromtarifen und bei der Installation von Ladeinfrastruktur. Damit sollen frühzeitig Erfahrungen für die Integration eines wichtigen zukünftigen Marktsegments gesammelt werden. Die meisten Nutzfahrzeuge werden im Flottenbetrieb eingesetzt. Deshalb weisen sie von privaten PKW abweichende Nutzungsverhalten und Ladestrukturbedarfe auf. Beim Flottenbetrieb stehen oft nur eingeschränkte Zeitfenster zum (Schnell-)Laden zur Verfügung, zudem weisen sie hohe Jahresfahrleistungen (Kilometerwerte) auf. Dies wiederum erfordert eine leistungsfähigere Ladeinfrastruktur mit anderen Tarifen. Diese Entwicklung antizipiert beispielsweise Southern California Edison. Hier testet man Ladetarife, die auf die Nachfragemuster von leichten und schweren Nutzfahrzeugen ausgerichtet sind – und darauf, Anreize für eine Verlagerung des Ladens in die auslastungsschwachen Zeiten zu bieten. San Diego Gas & Electric wird in einem jüngst von der CPUC genehmigten Pilotprojekt Ladeinfrastruktur für 6.000 elektrische Busse, Lkws und andere schwere Nutzfahrzeuge aufstellen – darunter auch elektrische Schulbusse, die auch in ihrer Eigenschaft getestet werden, Strom günstig an das Netz zurück zu speisen.²² Diese Pilotprojekte illustrieren beispielhaft, wie die Elektrifizierung und die Netzintegration vom Anfang zusammengedacht werden und dass die Elektrifizierung dort gefördert wird, wo bisher die meisten Kilometer mit Verbrennungsantrieb zurückgelegt werden und wo somit Emissionen reduziert werden können.

2. Ladeinfrastruktur

Die Frage, wie der Aufbau von system- und netzdienlicher Ladeinfrastruktur erreicht werden kann und welche Zuständigkeiten sowie Steuerungsmöglichkeiten seitens der Energieversorger, Kunden und Drittanbieter bestehen, ist für die Systemintegration der Elektromobilität zentral. Das folgende Unterkapitel beleuchtet Lösungsansätze anhand ausgesuchter Fallbeispiele aus verschiedenen US-Bundesstaaten.

²¹ NRDC. (2018). <https://www.nrdc.org/experts/max-baumhefner/ca-greenlights-big-utility-effort-electrify-transport>

²² NRDC (2019, 15 August) *Program to electrify San Diego's trucks and buses approved* [Webpage] : <https://www.nrdc.org/experts/max-baumhefner/program-electrify-san-diegos-trucks-and-buses-approved>

2.1 Aufgaben der Energieversorger

Kalifornien war der erste US-Bundesstaat, der sich intensiv mit der Rolle der Energieversorger beim Aufbau und der Bepreisung der Ladeinfrastruktur beschäftigte. Zu Beginn der Entwicklung hat das CPUC den Energieversorgern untersagt, in die Ladeinfrastruktur zu investieren, da sie befürchtete, dass die Energieversorger damit einen ungerechtfertigten Vorteil gegenüber Dritten (Anbietern von Ladestationen) erlangen. Schon 2011 initiierte die CPUC ein Regelwerk (CPUC 2011), das Energieversorgern verbot, Ladesäulen zu betreiben, mit Ausnahme der Ladeinfrastruktur für die eigenen Flotten und Arbeitsparkplätze. Sofern Versorgungsunternehmen jedoch Beweise beibrachten, dass es unterversorgte Märkte oder Marktversagen gab, konnte die Beteiligungsuntersagung gelockert werden.

Es zeigte sich, dass große, zumeist ländliche Gebiete beziehungsweise Segmente durch wettbewerbliche Anbieter schwer zu erschließen sind und die vermuteten Wettbewerbsvorteile der Versorger fiktiv bleiben würden. Entsprechend wurden bereits 2014 die Regelungen geändert. Die Beteiligungsuntersagung der Versorger an der Ladeinfrastruktur und die Nachweispflicht für etwaiges Marktversagen wurden aufgehoben. Stattdessen verfolgte die CPUC dann einen fallspezifischen Ansatz und erlaubte eine begrenzte Beteiligung der Energieversorger, wenn diese den Ausbau des Ladeinfrastrukturmarktes sowie die Entwicklung eines Business Case für Drittanbieter verbessert.

Seit 2016 hat sich die Regulierung weiter gewandelt: Nun verlangt die CPUC sogar von den Versorgungsunternehmen, Investitionspläne für die Ladeinfrastruktur vorzulegen. Damit will die Regulierungsbehörde sicherstellen, dass die Zahlungen der Verbraucher für systemisch effiziente Investitionen verwendet werden, die letztlich einen Mehrwert für alle Stromkunden, nicht nur für Nutzer von Elektrofahrzeugen, generieren (CPUC 2016).²³ Aktuell sind den drei großen Versorgern (PG&E, SCE und SDG&E) etwa eine Milliarde US-Dollar bewilligt, um in die öffentlich zugängliche und die halböffentliche Ladeinfrastruktur für Elektro-PKWs zu investieren. Hinzu kommt ein Budget von 700 Millionen US-Dollar für die Ladeinfrastruktur von Bussen, Lieferfahrzeugen, Lastkraftwagen und anderen kommerziellen Flotten (John 2019).

Neben den direkt von der CPUC regulierten Energieversorgern gibt es eine signifikante Anzahl von Versorgern in kommunalem Besitz, die von den jeweiligen Städten reguliert

²³ Eine ähnliche Diskussion wird in mehreren EU-Ländern geführt, bspw. in Spanien, wo der Energieversorger und Netzbetreiber Iberdrola das Recht einforderte, Ladeinfrastruktur betreiben zu dürfen, um eine Mindestdichte an Ladeinfrastruktur und damit die Bedingung zum Markthochlauf für Elektrofahrzeuge zu schaffen, wenn sich kein privater Drittanbieter findet. Ein entsprechendes Gesetz wurde im Oktober 2018 verabschiedet. Es erlaubt Netzbetreibern als *last resort option*, zeitlich befristet Ladeinfrastruktur zu betreiben, wenn sich nach einem öffentlichen Ausschreibungsverfahren kein Drittanbieter gefunden hat; (Boletín Oficial del Estado 2018) Die im Zuge der Energiemarktreform 2018 beschlossenen *electricity market design rules* setzen auf europäischer Ebene eine ähnliche Rahmenregulierung; vgl. Council of the European Union (2017)

werden, etwa in Sacramento und Los Angeles, als auch die sogenannten *cooperatives* (adelphi/RAP 2017a), die entsprechend für die Bereitstellung einer öffentlichen Ladeinfrastruktur ebenfalls herangezogen werden (können). Weiterhin haben sich in den letzten Jahren in Kalifornien sogenannte Community Choice Aggregators (CCA) etabliert. Da die Investitionen in die Ladeinfrastruktur trotz der massiven Programme der großen Versorger in den ländlichen Bereichen bisher nicht ausreichend sind, hat die CEC bisher 35 Millionen US-Dollar für die CCA bereitgestellt, die nun helfen sollen, diese Lücke zu füllen (John 2019).

Beispiel Maryland

Die Regulierungsbehörde von Maryland,²⁴ die Public Service Commission (PSC), genehmigte im Januar 2019 eine Reihe von Programmen, die in einem zweijährigen Kooperationsprozess von Interessengruppen entwickelt worden sind. Beschlossen wurden dabei Förderungen für

- 3.000 Einfamilienhaus-Ladestationen,
- 1.000 Ladestationen an Mehrfamilienhäusern und
- 900 öffentliche Ladestationen.

Letztere müssen sich auf öffentlich zugänglichen staatlichen Grundstücken befinden. Um sicherzustellen, dass die Elektromobilität einen Mehrwert für das Stromsystem und alle Netzkunden hat, forderte die Kommission die Versorgungsunternehmen auf, zeitvariable Elektrofahrzeugtarife zu entwickeln, damit in Zeiten geladen wird, in denen das Netz nicht ausgelastet ist. Damit die potenziellen Vorteile der Elektromobilität auch vermittelt werden können, wurden Aufwendungen für Informationskampagnen in der Kostenregulierung anerkannt (PSC 2019).

Beispiel Washington State

Im Dezember 2017²⁵ veröffentlichte die Regulierungsbehörde des Bundesstaates Washington (Utilities and Transportation Commission, UTC) einen Richtlinienentwurf mit einer Klärung der grundsätzlichen Zuständigkeit für die Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen: Darin ermächtigt und motiviert die Washingtoner Legislative die Energieversorger, sich an der Elektrifizierung des Verkehrssystems zu beteiligen. Sie verlangt jedoch weder, langfristige Elektrifizierungspläne für den Verkehr zu entwickeln, noch eine klare Rolle für die Unternehmen oder die Kommission bei der Elektrifizierung des Verkehrs zu identifizieren. Letztendlich schreibt sich die UTC die Interpretationsaufgabe damit selbst zu, begründet dadurch, dass ihre Befugnis von der Frage abhängt, ob eine öffentliche Infrastruktur vorliegt, die es notwendig macht,

²⁴ Maryland hat gut sechs Millionen Einwohner und ist diesbezüglich mit Hessen vergleichbar.

²⁵ Aktueller Stand zum Zeitpunkt der Berichtsverfassung.

gemeinwirtschaftliche Anforderungen beziehungsweise Verpflichtungen zu formulieren. Weiterhin ist die UTC zuständig, da die Investitionen in die Ladeinfrastruktur auch von Netzkunden ohne Elektrofahrzeuge bezahlt werden. Die Grundsatzerklärung besagt, dass Washingtoner Stromversorger vorbehaltlich der UTC-Zulassung die Abrechnung des Stromverbrauchs durch Elektrofahrzeuge als regulierten Dienst anbieten können.

Weiterhin untersucht die UTC die Regulierungszuständigkeiten und -ansätze unter folgenden Aspekten:

- Einsatz und Nutzen;
- Umsicht/Weitsicht;
- angemessene, ausreichende und faire Tarife;
- allgemeingültige Tarifierung;
- Diskriminierungs- und Bevorzugungspotenzial von Tarifen;
- Auswirkungen auf den Verkauf/die Veräußerung von Eigentum;
- sichere, angemessene und effiziente Services;
- eine integrierte Ressourcenplanung und
- die Eignung für Renditeanreize.

Die Grundsatzerklärung umfasst auch die Gebührenregelungen für Elektrofahrzeuge, die den Zugang zu fairem Wettbewerb verbessern und fördern sollen, ebenso wie die Rolle des Versorgungsunternehmens bei der Markttransformation und Verkehrselektrifizierung.

Dafür schlägt die UTC vor, dass auch die Versorgungsunternehmen zusätzlich Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge auf regulierter Basis anbieten sollen. Damit sollen dem Verbraucher die Wahlmöglichkeiten gegeben und dieser zu dem wettbewerblichen Markt hingeführt werden. Diese Dienste müssen im Einklang mit den Anforderungen der Kommission stehen, die Lastmanagement und Systemvorteile, Verbraucherschutz, Servicequalität, direkte Vorteile für Kunden mit niedrigem Einkommen, Interoperabilität, Einbeziehung der Interessengruppen, regelmäßige Berichterstattung sowie Bildung und Öffentlichkeitsarbeit umfassen (UTC 2017).

2.2 Rolle von Drittanbietern

Grundsätzlich müssen Regulierer die Frage beantworten, ob das Laden von Elektrofahrzeugen als „Verkauf von Strom“ und damit als regulierte Versorgungsleistung eingestuft werden soll, oder als wettbewerbliche Dienstleistung, die auch durch Drittanbieter erbracht werden kann. Die oben angeführten Beispiele zeigen, dass diese Frage unterschiedlich beantwortet wird beziehungsweise sich noch in der Abstimmung befindet.

Drittanbieter wie ChargePoint oder EVgo und andere arbeiten daran, den Verkauf von Ladedienstleistungen zu einem Geschäftsmodell zu entwickeln. Dabei kooperieren sie sowohl mit Versorgungsunternehmen als auch mit anderen Marktteilnehmern wie Elektroautoherstellern, Roaming-Plattformen etc. Auch in Europa wird die Rolle dieser Elektromobilitäts-Serviceanbieter entsprechend definiert werden müssen.

Der VW-Settlement-Fund als Finanzierungsquelle für E-Mobilität

Die Übereinkunft von Volkswagen mit der US-amerikanischen Luftreinhaltebehörde (EPA 2017) im Dieselskandal führte zu Zahlungen von rund drei Milliarden US-Dollar in eine Stiftung. Diese Finanzmittel stehen den Bundesstaaten anteilig zur Verfügung, um damit die verkehrsbedingten Luftemissionen zu verringern. Dazu gehören auch die Förderung der Elektromobilität und Investitionen in die Ladeinfrastruktur. Bisher haben nur Washington und Hawaii ihr Potenzial für die Elektrifizierungsausgaben ausgeschöpft. Rhode Island und Vermont haben daraus erhebliche Summen für die Elektromobilität, einschließlich öffentlicher Verkehrsmittel, bereitgestellt. Andere Staaten haben sich weder annähernd so stark für die Elektrifizierung im Verkehrsbereich eingesetzt, noch explizit Dieselfahrzeuge von den Zahlungen ausgenommen.

Weitere Ausführungen zur Verwendung der Mittel aus dem VW-Settlement-Fund sind beispielsweise bei den folgenden US-Bundesstaaten zu finden: [Florida](#), [Wisconsin](#) oder [Washington](#).

Zwischenfazit: Zusammenfassung US-Beispiele

Die US-amerikanische Debatte zur Netzintegration von E-Mobilität wurde stark von der Definition von Verantwortlichkeiten bestimmt. Es ist also von Bedeutung, welche Position die Regulierungsbehörde im jeweiligen US-Staat einnimmt, welche Ziele sie verfolgt (beziehungsweise verfolgen soll) und welche Entscheidungsspielräume ihr im gesetzten politischen Rahmen zugebilligt werden. Wir haben aufgezeigt, dass die Regulierungsbehörden diese Aufgabe konstruktiv an die regulierten Versorger weitergeben, die Versorger zu Vorschlägen aufrufen oder selbst Detailvorgaben erlassen kann. Dabei ergibt sich das Bild, dass hier betrachtete erfolgreiche und fortschrittliche Ansätze der Regulierung auch eine Bereitschaft zu Kurskorrekturen einschließen. So spiegelt sich das CPUC-Engagement für die Elektromobilität auch in der Bereitschaft wider, Annahmen zu überprüfen und sogar ihre ursprüngliche Sichtweise zu revidieren: Die Entwicklung und die Positionsänderung beim Aufbau der Ladeinfrastruktur der CPUC zwischen 2011 und 2014 zeigt auf, vor welchen Herausforderungen Regulierungsbehörden

stehen, um die Rollen und Aufgaben angemessen zu definieren und den gesetzlichen Auftrag effektiv umzusetzen.

In der Entwicklung des Ladeinfrastrukturmarktes müssen Regulierungsbehörden und Gesetzgeber ein Gleichgewicht zwischen unterschiedlichen, teils widersprüchlichen Anforderungen finden: Einerseits gilt es den Wettbewerb zu fördern, um Angebot, Zugang und Ladekomfort zu verbessern und effektive Endkundentarife zu gewähren; andererseits muss eine Mindestdichte an Ladepunkten erreicht werden, um den Einstieg in die Elektromobilität für alle potentiellen Nutzer zu gewährleisten.

Die Förderung von Elektromobilität und netzdienlichem Laden ist auch für Energieversorger selbst wirtschaftlich interessant. Nach ersten Erkenntnissen ist die Kostenbilanz der Elektromobilität bei den beiden Energieversorgern im Gebiet mit der höchsten Elektroautodichte, Southern California Edison (SCE) und Pacific Gas & Electric (PG&E), positiv: Der Umsatz durch den zusätzlichen Stromabsatz für Elektromobilität überstieg die Kosten für den Netzausbau (Synapse Energy 2019). Die resultierenden Einsparungen werden an die Kunden weitergegeben und schlagen sich in tendenziell niedrigeren beziehungsweise nicht steigenden Stromtarifen nieder (Planungsprinzip *beneficial electrification*, siehe unten).

Bei der Ausgestaltung der Tarifierung geht es um die Angemessenheit der Vorschläge für eine feststehende Zielerreichung. Die genaue Ausgestaltung überlässt man maßgeblich den Versorgern unter Mitsprache der anderen Stakeholder.

Gemein ist den erfolgreichen Ansätzen jedoch, dass man sich politisch für einen Weg entschieden hat und an diesem Ziel die Maßnahmen über die Zeit konsequent ausrichtet. Weiteres Erfolgsmerkmal, vor allem am Beispiel Kalifornien ersichtlich, ist die Kombination von verkehrs- und energiepolitischen Maßnahmen, um Elektromobilität integriert zu fördern.

III. Vergleich mit Deutschland

Im Vergleich mit den USA beziehungsweise Kalifornien ist von Bedeutung, dass die Zuständigkeiten für die Systemintegration von Elektrofahrzeugen in Deutschland unterschiedlich verteilt sind. In Kalifornien ist die CPUC mit mehr Befugnissen ausgestattet als die deutsche Bundesnetzagentur (BNetzA). Dementsprechend werden viele der hier betrachteten Regulierungsentscheidungen in Deutschland vom Parlament (Verordnungszustimmung) oder durch verschiedene Ministerien getroffen. In der Folge sind die Prozesse und Entscheidungen in Deutschland stärker politisch getrieben und komplexer (adelphi/RAP 2017).

Der folgende Vergleich zeigt Unterschiede auf und greift selektiv Aspekte auf, an denen die Systemintegration von Elektrofahrzeugen durch politische Maßnahmen primär verbessert werden kann. Für eine Einschätzung der Netzkosten(-spanne) und der nötigen Maßnahmen für eine effiziente Integration von Elektrofahrzeugen sei hier auf eine aktuelle Publikation der Agora Energiewende verwiesen (Agora/RAP 2019).

Dabei sind vorab einige strukturelle Unterschiede zu nennen: Das Strompreisniveau ist in Deutschland (circa 31 EUR-ct/kWh) signifikant höher als in den USA (circa 13 USD-ct/kWh) beziehungsweise Kalifornien (circa 18 USD-ct/kWh).²⁶ Die Preisunterschiede bei Benzin sind hingegen geringer, hier liegt Deutschland nur 25 Prozent über den kalifornischen Preisen (Strom: etwa 55 Prozent). Folglich ist es in Kalifornien wirtschaftlich attraktiver, auf ein Elektroauto umzusteigen, als in Deutschland.²⁷

Als weiterer signifikanter Unterschied muss berücksichtigt werden, dass in Kalifornien Netz- und Stromvertrieb nicht entflochten sind. Die von der CPUC regulierten Energieversorger betreiben also das Netz und beliefern auch die Verbraucher mit Strom. Infolgedessen kann die kalifornische Regulierungsbehörde auch Vorschriften für integrierte Tarife erlassen, die die Kosten für die Erzeugung und das Netz enthalten. Wettbewerbliche Strompreise gab es in Kalifornien bisher nur für das kommerzielle/industrielle Kundensegment (adelphi/RAP 2017), durch die CCA hat sich in manchen Gebieten jedoch ein Endkunden-Wettbewerb entwickelt (adelphi/RAP 2018).

1. Tarifgestaltung

Deutschland verfolgt mit dem Ansatz des Paragraphen 14a Energiewirtschaftsgesetz im Vergleich mit den USA einen anderen Weg. In Deutschland wird für einen Entgeltnachlass zur Bedingung gemacht, dass die hoheitliche Steuerung durch das Netz beziehungsweise dessen Anweisung gewährleistet sein muss. Nur damit könne der Leitungsbau effektiv begrenzt werden. Dem Elektrofahrzeughalter beziehungsweise dem Vertrieb wird dafür ein signifikanter Nachlass auf die volumetrischen Netzentgelte (EUR-ct/kWh) von bis zu 70 Prozent beziehungsweise von bis zu 133 Euro im Jahr gewährt.²⁸ Im Gegenzug wird dem Netzbetreiber die Schalt- beziehungsweise Unterbrechungsmöglichkeit überlassen. Laut einzelner Netzbetreiber sind gegenwärtig nur wenige Kunden in diesen Tarifen zu finden.²⁹ An dieser Stelle kann nur vermutet werden, dass bei den hohen

²⁶ Diese Werte entsprechen 12 bzw. 16 Eurocent (Kurs EUR/USD = 0,89451 vom 06.08.2019); Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/state/print.php?sid=CA>.

²⁷ Dies gilt bei Betrachtung der Gesamtnutzungskosten ohne Berücksichtigung eventueller Subventionen beim Kaufpreis. In den USA kann die Kostenparität an Gesamtnutzungskosten mit vergleichbaren Verbrennern 2024/25 erwartet werden; vgl. https://theicct.org/sites/default/files/publications/EV_cost_2020_2030_20190401.pdf.

²⁸ Vgl. zum Beispiel die Netzentgelte der E.ON Edis für 2019: https://www.e-dis-netz.de/content/dam/revu-global/e-dis-netz/dokumente/Preisblaetter_Netzentgelte_Strom_20190101.pdf.

²⁹ Quelle: mündliche Information

Anschaffungskosten und den sowieso recht niedrigen Betriebskosten für ein Elektrofahrzeug eine solche Grundsatzentscheidung in keinem interessanten finanziellen Verhältnis steht.

Das jüngste Gutachten, dass sich mit der Netznutzung und deren Bepreisung beschäftigt (BET 2019), geht sogar noch einen Schritt weiter. Die Kunden sollen entsprechend ihres jeweiligen Bedarfs bedingte und unbedingte Leistungen, also Netzkapazitäten bestellen und bezahlen.

Interessanterweise gibt es auch für Deutschland Beispiele für zeitvariable Netzbepreisungen, denn die Hochlastzeitfenster für die atypische Netznutzung nach Paragraf 19(2)1 Stromnetzentgeltverordnung sind von den Netzbetreibern fast flächendeckend für industrielle Verbraucher eingeführt worden. Nutzungsdaten, Auswirkungen auf die Netzbewirtschaftung beziehungsweise Planungssicherheit oder sogar Kosten-Nutzen-Analysen dieser Regelung sind jedoch nicht bekannt.

Zum anderen wird in der deutschen Diskussion angemerkt, dass preisgetriebenes Laden hohe Gleichzeitigkeiten auslösen und damit systemgefährdend sein könnte, wenn damit signifikante Lastverschiebungen erreicht werden. Um realistische Einschätzungen bezüglich der damit verbundenen Potenziale für eine kostenoptimierte Netzplanung abzuleiten, wären vertiefte Analysen und empirische Forschung notwendig. Augenblicklich ist in Deutschland nur beim Netzbetreiber Mitnetz ein Pilotprojekt bekannt, mit dem die Lastoptimierung durch zeitliche Tarifierung erprobt wird (Schuster et al. 2019).

In Summe lässt sich feststellen, dass in den USA die Elektromobilität eher als Chance denn als Risiko betrachtet wird. Man versucht, diese auch aus Netzsicht interessant und attraktiv zu gestalten und dementsprechend die Förderung integriert aus verkehrs-, energie- und netzpolitischer Perspektive zu gestalten. Dazu gehört es gerade nicht, hoheitlich zu steuern, sondern über Preisreize zu lenken und über klare Vorgaben zur Preisgestaltung gegenüber dem Verbraucher Akzeptanz zu fördern.

2. Ladeinfrastruktur

Erfolge der Elektromobilität sind gekoppelt an einen zügigen Aufbau von öffentlich zugänglicher und privater Ladeinfrastruktur. Darüber hinaus ist die gezielte Förderung von Elektromobilität ein zentrales Element aller Nutzungsszenarien, die den Übergang zum Massenmarkt jenseits der *first mover* (in der Regel Privatbesitz von Elektro-PKW und Ladepunkt) einleiten: Nutzung in Bus-, Logistik- und Taxi-Flotten sowie von Car- und Ridesharing-Diensten; Nutzer ohne eigene Garage sowie Firmenflotten und Laden am Arbeitsplatz. Trotz einer deutlichen Zunahme besteht weiterhin ein Mangel an öffentlicher Ladeinfrastruktur, aktuell sind 20.500 öffentliche Ladepunkte benannt (FAZ 2019). Das

Ziel (laut Koalitionsvertrag) von mindestens 100.000 Ladepunkten in 2020 ist noch nicht erreicht.

2.1 Laden in gemeinschaftlich genutzten Gebäuden und auf Stellflächen

Für den Aufbau der Elektromobilität fehlt es insbesondere an Ladepunkten auf gemeinsam genutzten Parkflächen, am Arbeitsplatz und in Mehrfamilienhäusern. Vor allem letzteres Segment stellt augenblicklich ein großes Hindernis für die breitere Nutzung von Elektrofahrzeugen in Deutschland dar, denn 49 Prozent der Bevölkerung lebt in Wohnungen (Lichtblick 2019) und hat damit im Regelfall keinen eigenen Stellplatz. Der kalifornische Ansatz veranschaulicht, dass Förderprogramme für Eigentümer und Eigentümerschaften finanzielle Anreize setzen können, ihre Parkflächen mit Ladepunkten auszustatten. Darüber hinaus kann Deutschland im Rahmen der Umsetzung einer EU-Richtlinie zu energieeffizienten Gebäuden (Energy Performance of Buildings Directive) (EU Parliament und Council 2018). Mindestanforderungen für die Ausstattung von neuen und substanziell renovierten Gebäuden mit Ladeinfrastruktur definieren (siehe Empfehlungen).

2.2 Öffentliche Ladeinfrastruktur

In Ballungsgebieten ist der Anteil an potenziellen Elektroautonutzern ohne eigenen Stellplatz höher als in ländlichen Gebieten und der Bedarf an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur dementsprechend größer (Lichtblick 2019). Der Aufbau der Ladeinfrastruktur hatte sich in Deutschland unter anderem durch eine Diskussion um die Definition von „öffentlich zugänglich“ in der Ladesäulenverordnung verzögert. Diese und andere Kriterien wie Mindestvorgaben für Dichte und Struktur werden voraussichtlich erneut diskutiert werden – infolge der aktuellen Evaluierung und der für Anfang 2020 anvisierten Überarbeitung der europäischen Ziele zum Ladeinfrastrukturausbau (Richtlinie für alternative Kraftstoffinfrastruktur³⁰).

In Deutschland hat sich außerdem ein unübersichtlicher Wettbewerb bei den Ladetarifen an öffentlichen Ladestationen entwickelt. Im Ergebnis verlangen die Anbieter stark variierende Preise für das Laden von Elektrofahrzeugen, die zum Teil erheblich über dem Haushaltsstrompreis liegen (Lichtblick 2019). Laut Lichtblick (2019) ist das Laden bei E.ON mit 53 EUR-ct/kWh am teuersten und liegt damit 80 Prozent über dem Haushaltsstromtarif. Die Berechnungsmethode fällt ebenfalls sehr unterschiedlich aus und erfolgt nach Kilowattstunden, nach Zeit oder/und Pauschalbeträgen. Eine Kostenvergleichbarkeit ist für den Kunden damit äußerst schwierig. Das ist aktuell ein Hemmnis für die Kundenakzeptanz der Elektromobilität. Die Abrechnung nach Kilowattstunden ist laut Preisangabenverordnung auch gesetzlich verpflichtend

³⁰ European Parliament and the Council. (2014, 22 October). Directive 2014/94/EU on the deployment of alternative fuels infrastructure : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0094>

(BMWⁱ 2018). Allerdings ist dies in der Praxis nach aktuellem Stand nicht umgesetzt (Lichtblick 2019).

Für den Aufbau und die Integration der Ladeinfrastruktur lassen sich aus dem Vergleich mit Kalifornien folgende Optionen empfehlen:

- Bisherige Erfahrungen zeigen, dass ein rein wettbewerblicher Aufbau von Ladeinfrastruktur nicht im benötigten Maße erfolgt. Der Aufbau von Ladeinfrastruktur sollte anfänglich öffentlich gefördert werden und dabei Mindestkriterien der integrierten Planung adressieren (Dichte an Ladepunkten, Siedlungsdichte, Mobilitätsbedarf, antizipierte Nutzungsfälle beziehungsweise Fahrzeugtypen), um bisher unterversorgte Gebiete zu erschließen, stets jedoch mit Blick auf die Schaffung eines Marktes.
- Für die Anfangsphase des Marktaufbaus hat sich ein vollständiger Wettbewerb um eine öffentliche Infrastruktur (Aufbau und Betrieb) bei gleichzeitigem Wettbewerb in der Strombelieferung kaum bewährt. Um die nötige Mindestdichte öffentlicher Ladeinfrastruktur bereitzustellen, bedarf es gezielter Förderungen.³¹
- Eine Umverteilung der (Netz-)Kosten kann akzeptabel sein, wenn damit ein Mehrwert für alle Netzkunden entsteht, wenn also die relativen Netzkosten (EUR-ct/kWh) gesenkt werden können (*beneficial electrification*).
- Die Ladeinfrastruktur ist in Deutschland nicht ausreichend, geschweige denn ist eine intelligente Infrastruktur vorhanden, die aber Voraussetzung für netzdienliches Laden und die Einführung zeitvariabler Tarife ist.³² Schon 2016 trat das neue Messstellenbetriebsgesetz in Kraft. Da es aber für einen flächendeckenden Einsatz der neuen Zähler drei zertifizierte Messsysteme für den privaten Bereich vorsah, verzögerte sich der Roll-out-Beginn mindestens bis ins Jahr 2019.³³ Folglich sollten die Vorschriften für die Messinfrastruktur und den geförderten Ausbau der Ladeinfrastruktur angepasst werden, um die Ansprüche an zeitvariable Tarifierung erfüllen zu können.
- Dabei sollte die Rolle des Wettbewerbs klar definiert werden. Die Monopolisten, also Versorger beziehungsweise Netzbetreiber, könnten beim Aufbau der Infrastruktur

³¹ Diese Vorgabe wird auf EU-Ebene zurzeit als Kernpunkt für die überarbeitete Richtlinie alternativer Kraftstoffinfrastruktur diskutiert. Es wird überlegt, inwieweit diese Vorgaben für Dichte und Art der Ladeinfrastruktur für Mitgliedsstaaten verbindlich festgelegt werden sollen.

³² Vgl. Übersicht zur Einführung von *smart meters* in Europa:

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20CONSUMER%20PROTECTION.pdf

³³ Siehe beispielsweise Bundesnetzagentur, Moderne Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme [Webpage]

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html.

eingebunden werden. Gleichzeitig sollte der Wettbewerb mit Drittanbietern ermöglicht und gefördert werden, wenn dies der Schaffung eines größeren und besseren längerfristigen Angebotes für Ladedienstleistungen insgesamt förderlich ist.

IV. Resümee: Was kann Deutschland daraus lernen?

Aus dem Vergleich von politischen und regulatorischen Maßnahmen und Rahmenbedingungen für die systemoptimierte Netzintegration von Elektromobilität in den USA und Deutschland lassen sich Empfehlungen für den Markthochlauf der Elektromobilität und die kosteneffiziente Integration von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz in Deutschland ableiten.

Zunächst zeigen sich im Vergleich folgende Erfolgsrezepte der kalifornischen beziehungsweise US-amerikanischen Förderungspolitik für die Elektromobilität:

- In Kalifornien ist die Förderung der Elektromobilität langfristiger angelegt und die jeweils konkreten Ausbauziele (beispielsweise Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs, Elektromobilitätsangebote für Bewohner von Mehrfamilienhäusern ohne eigene Park- und Lademöglichkeiten) sind an diverse angebots- und nachfrageorientierte Maßnahmen gekoppelt. Die energie- und verkehrspolitisch integrierte Förderung von Elektromobilität hat sich als nachhaltig bewährt. Vor allem die Tatsache, dass die Netzintegration von Elektrofahrzeugen beim Aufbau der Ladeinfrastruktur und der Entwicklung von Tarifstrukturen mitgedacht wurde, ermöglicht jetzt einen schnellen Ausbau der Elektromobilität.
- Kalifornien konnte damit US-weit Exempel statuieren und *model policy* für andere Bundesstaaten erproben: Zehn weitere Bundesstaaten haben die Maßnahmen übernommen. Im europäischen Kontext wäre Deutschland mit seiner starken industriellen Basis im Automobilbereich, der Energie- und Verkehrswende und als bevölkerungsstärkster EU-Mitgliedsstaat prädestiniert dafür, eine ähnliche Vorreiterrolle in der EU einzunehmen. Im Moment ist dies eher bei den Niederlanden und in Norwegen zu beobachten.
- In den USA erfolgte die Netzintegration von Elektroautos von Beginn an zeitgleich mit der Entwicklung und Verbreitung von intelligenten Ladetechnologien. Daraus resultierte, dass intelligente Ladeinfrastruktur früher auf dem Markt vorhanden war und infolge zur optimalen Netzintegration genutzt werden kann. In Deutschland wie in einigen anderen EU-Ländern ist die Ausstattung von Haushalten mit intelligenten Zählern beziehungsweise die Ausstattung von Ladeinfrastruktur insgesamt mit kommunikationsfähiger Technologie noch nicht genug verbreitet. Wird der Aufbau

von Ladeinfrastruktur mit einem Mindestmaß an „Intelligenz“ gekoppelt, kann auch die aufwendige Nachrüstung von Ladepunkten vermieden werden, die in Deutschland aufgrund von Nachregulierungen im Eichrecht wahrscheinlich notwendig sein wird.³⁴

Dass Kalifornien die Elektrifizierung des Nutzfahrzeugsegments seit 2018 fördert und auch durch Energieversorger mit dem Ausbau der Ladeinfrastruktur und der Stromtarifgestaltung begleitet wird, zeigt, dass der Bundesstaat auf dem Gebiet der Elektromobilität und der weiteren Systemintegration wichtige Impulse setzen kann, die auch für Deutschland Relevanz haben können.

Für die Erreichung der deutschen Klimaziele sollte Deutschland stärker in den Fokus rücken, dass mit der Elektrifizierung des Verkehrs ein finanzieller Mehrwert für alle Netzkunden erzielt werden kann, wenn der Markthochlauf und die Netzintegration der Elektromobilität entsprechend adressiert werden. Eine solche *beneficial electrification* wird erreicht, wenn es gelingt, das Laden in die bisherigen Lasttäler zu lenken, ohne hohe Investitionen in Netze und Erzeugungsanlagen zu verursachen.

Aus den geschilderten Ansätzen in Kalifornien lassen sich nach dem Vergleich mit Deutschland für einzelne Teilbereiche Empfehlungen für die nationale Politik formulieren:

1. Stromtarife

Die Chancen und Risiken von zeitvariablen Tarifierungen als Standardoption für das Laden von Elektrofahrzeugen sollten diskutiert und evaluiert werden, dabei sollten internationale Erfahrungen stärkere Berücksichtigung finden. Bei einem entsprechenden politischen Beschluss können Pilotprojekte die Einführung dieser Tarife beschleunigen. Denn zeitvariable Tarife sind langfristig eine sinnvollere Option als die Kontrolle und Steuerung der Verbraucher durch die Verteilnetzbetreiber.

Leistungspreise haben sich in den USA als Hemmnis für öffentliche Ladesäulen und Arbeitsplatzladen erwiesen. Mit den Vorstößen der CPUC für zeitvariable Tarifierungen wurden Erfahrungen über die notwendige Preisspreizung gesammelt, gleichzeitig konnte sich auch Akzeptanz der Verbraucher für zeitliche Preise entwickeln. Bevor Deutschland sich tatsächlich auf den Weg der verstärkten Bepreisung der Bezugsleistung begibt, sollte neben der priorisierten Netzplanungssicht auch die effiziente Zielerreichung und die Verbraucherakzeptanz untersucht und entsprechend berücksichtigt werden. Diese stehen bisher im Konflikt zu den Erfahrungen in Kalifornien.

³⁴ Vgl. beispielsweise Großbritannien hat diese Kopplung zum Standard gemacht *Electric and Automated Vehicles Act*, <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2018/18/contents/enacted>.

2. Ladeinfrastruktur

Um die Ladeinfrastruktur im mindestens gleichen Tempo wie die notwendige Elektrifizierung des Verkehrs auszubauen, sind massive Investitionen erforderlich, die wohl über die heutigen Maßnahmen und in den bestehenden Programmen veranschlagten Mittel hinausgehen werden. Entsprechend sollte eine (zeitweilige) Ausweitung der Finanzierung erwogen werden.

Um weitere Nutzungsmöglichkeiten der E-Mobilität zügig zu erschließen, sollten die Gebäuderichtlinien bei Neubauten und Renovierungen von Bürogebäuden und Mehrfamilienhäusern Lademöglichkeiten vorsehen. Unternehmen sollten Anreize für den Aufbau der Infrastruktur auf dem Firmengelände gewährt, der Einbau für Bestandsgebäude sollte erleichtert werden.³⁵

Die zukünftige Ladeinfrastruktur sollte Mindestanforderungen an die Kommunikationsfähigkeit aufweisen, um auch zeitvariable Tarife und netzdienliches Laden zu ermöglichen (siehe 1.1). Auch sollte eine Umstellung auf allgemeingültiges kWh-basiertes Laden geprüft werden.

Wie erfolgreich in Kalifornien begonnen, sollte die Elektrifizierung des städtischen Lieferverkehrs, von Bussen und Schwerlastverkehr, als auch die Netzintegration von Depots zügig antizipiert und getestet werden. Hier sind auch die Kommunen gefragt, da es sich zum Teil um kommunalen Grund handelt und Hoheitsrechte zu beachten sind. Zudem geht es um Fragen zukünftiger Verkehrskonzepte und Stadtplanungsziele.

3. Integrierte Planung und kohärenter politischer Rahmen

In Deutschland fehlt es bisher an politischer Konsequenz bei der Elektrifizierung des Verkehrssektors. Technologieoffenheit oder eine punktuelle Förderung sind weder vor dem Hintergrund einer möglichen bevorstehenden Disruption im Verkehrsbereich noch zur Erreichung der vereinbarten Klimaziele ausreichend. Stabile, sich kontinuierlich entwickelnde Rahmenbedingungen sind für wettbewerbliche Investitionsentscheidungen optimal. Dazu gehört eine integrierte Planung aus Mobilitäts- und Netzsicht. Bei Betrachtung der aktuellen rasanten Entwicklungen im Elektromobilitätssektor sind schnellere Entscheidungen und Investitionen notwendig, um nicht den Anschluss zu verpassen.

³⁵ Vgl. Plattform für Elektromobilität 2018: https://www.plattformelectromobility.eu/wp-content/uploads/2018/02/20180821-EPBD-position-paper_final.pdf und Empfehlungen zum Ausbau der Ladeinfrastruktur im Gebäudesektor: <https://www.raponline.org/knowledge-center/start-with-smart-promising-practices-integrating-electric-vehicles-grid/>, und

Literaturverzeichnis

adelphi/RAP 2017, *Überblick über die US-Strommärkte*

<https://www.adelphi.de/de/publikation/%C3%BCberblick-%C3%BCber-die-us-stromm%C3%A4rkte>

adelphi/RAP 2017a, *Übersicht über die Energiepolitik und -wirtschaft in Kalifornien,*

<https://www.raponline.org/knowledge-center/ubersicht-uber-energiepolitik-wirtschaft-in-kalifornien/>

adelphi/RAP 2018, *Community Choice Aggregation, Kommunen in Kalifornien und anderen US-Bundesstaaten werden als CCA zum Stromversorger,*

<https://www.adelphi.de/de/publikation/community-choice-aggregation>

Agora/RAP 2019 (August), Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, RAP,

Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus,

<https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/verteilnetzausbau-fuer-die-energie-wende-elektromobilitaet-im-fokus-2/>

BET 2019 (August), *Digitalisierung der Energiewende: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung,* Erstellt im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energie-wende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BMWi 2018, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Preisangabe für und Abrechnung von Ladestrom für Elektromobile (Rechtsgutachten),*

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/preisangabe-fuer-und-abrechnung-von-ladestrom-fuer-elektromobile-rechtsgutachten.html>

Boletín Oficial del Estado 2018 (Oktober), *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*

<https://www.boe.es/boe/dias/2018/10/06/pdfs/BOE-A-2018-13593.pdf>

California Fuel Cell Partnership 2019, *FCEV Sales, FCEB, Hydrogen Station Data*

<https://cafcp.org/by-the-numbers>

CEC 2015, California Energy Commission, *Clean Energy and Pollution Reduction Act – SB 350,*

<https://www.energy.ca.gov/rules-and-regulations/energy-suppliers-reporting/clean-energy-and-pollution-reduction-act-sb-350>

Choi, C., Renger, L., Sheriff, M., and Thomas, R. 2017, (Januar), *Testimony of Southern California Edison Company in support of its application of Southern California Edison Company (U 338-E) for approval of its 2017 transportation electrification proposals*, [http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/o/F5582C9DoA9A3659882580AE007F74A4/\\$FILE/A1701XXX-SCE%20TE%20Testimony%201-20-17.pdf](http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/o/F5582C9DoA9A3659882580AE007F74A4/$FILE/A1701XXX-SCE%20TE%20Testimony%201-20-17.pdf)

Council of the European Union 2017 (September), *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for an internal market in electricity* (recast). (No. 10691/17); <http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-10691-2017-INIT/en/pdf>

CPUC 2011, California Public Utility Commission, *Decision establishing policies to overcome barriers to electric vehicle deployment and complying with public utilities code section*, http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/WORD_PDF/FINAL_DECISION/139969.PDF

CPUC 2016, California Public Utility Commission, *Amended scoping memo and ruling of the assigned commissioner and administrative law judge*, <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Efile/Go00/M159/K712/159712276.PDF>

CPUC 2018, California Public Utility Commission, *Development of Rates and Infrastructure for Vehicle Electrification*, <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/Go00/M252/K025/252025566.PDF>

Ecofys 2014, *Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage*, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/dynamische-eeg-umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf

EPA 2007, United States Environmental Protection Agency, *Vehicle Emissions California Waivers and Authorizations*, <https://www.epa.gov/state-and-local-transportation/vehicle-emissions-california-waivers-and-authorizations>

EPA 2016 ff., United States Environmental Protection Agency, *Volkswagen (VW) Settlement: DERA Option*, <https://www.epa.gov/cleandiesel/volkswagen-vw-settlement-dera-option>

European Parliament and Council of the European Union 2018, *Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0844&from=EN>.

FAZ 2019, (August), *Zahl der Ladepunkte für Elektroautos steigt deutlich*,
<https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/auto-verkehr/zahl-der-ladepunkte-fuer-elektroautos-steigt-deutlich-an-16332497.html>

Faruqui, A., Hledik, R., and Palmer, J. 2012, *Time-varying and dynamic rate design*.
 Regulatory Assistance Project and The Brattle Group, <https://www.raponline.org/knowledge-center/time-varying-and-dynamic-rate-design>

John, J. 2019 (August), Greentechmedia, *California's Community Choice Aggregators are Filling the Gaps in EV Charger Investment*,
https://www.greentechmedia.com/articles/read/california-cca-peninsula-clean-energy-launches-ev-charging-rollout?utm_source=feedburner&utm_medium=feed&utm_campaign=Feed%3A+GreentechMedia+%28Greentech+Media%29#gs.wo8gcf

Levin, R. 2018, CPUC, *Basics of Rate Design as applied to Electric Vehicles*,
<https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442457672>

Lichtblick, 2019 (Juni), *Ladesäulencheck 2019*,
https://www.lichtblick.de/presse/news/2019/06/26/lades%C3%A4ulencheck-2019-kampf-um-vormachtstellung-auf-kosten-der-verbraucher/?file=files/pressemitteilungen/2019/PDF/190627_Hintergrund_Lades%C3%A4ulencheck2019.pdf

Merchant, E.F. 2018 (Januar), *PG&E launches country's largest utility-sponsored EV charging program*. Greentech Media,
<https://www.greentechmedia.com/articles/read/pge-launches-countrys-largest-utility-sponsored-ev-charging-program#gs.val6fn>

Minnesota Legislature 2018, *2018 Minnesota Statutes: Electric Vehicle Charging Tariff (216B.1614)*, <https://www.revisor.mn.gov/statutes/cite/216B.1614>

Pimentel, M., Silcox, C. 2018 (November), Webinar, *PG&E's Commercial Electricity Vehicle Rate*, California Transit Association und PG&E,
<https://caltransit.org/cta/assets/File/Webinar%20Elements/WEBINAR-PGE%20Rate%20Design%2011-20-18.pdf>

Potter, J., George, S., and Jimenez, L., 2014 (September), *Smart Pricing Options Final Evaluation*. Sacramento, CA: Sacramento Municipal Utility District.

https://www.smartgrid.gov/files/SMUD_SmartPricingOptionPilotEvaluationFinalCombo11_5_2014.pdf

PSC 2019 (Januar), Public Service Commission, Maryland, , *Maryland PSC Approves Modified Utility Electric Vehicle Portfolio*, https://www.psc.state.md.us/wp-content/uploads/MD-PSC-Approves-Modified-Utility-EV-Charging-Portfolio_01142019-1.pdf

RAP 2017 (Mai), Regulatory Assistance Project, *Getting from here to there: Regulatory Considerations for Transportation Electrification*, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2017/06/RAP-regulatory-considerations-transportation-electrification-2017-may.pdf>

Satchwell, A., Cappers, P., Barbose, G., 2019 (Juli), *Current Developments in Retail Rate Design: Implications for Solar and Other Distributed Energy Resources*. Energy Analysis and Environmental Impacts Division. Lawrence Berkeley National Laboratory, <https://emp.lbl.gov/publications/current-developments-retail-rate>

SCE 2016 (September), Southern California Edison, *Application of Southern California Edison Company (U 338-E) for approval of its 2016 rate design window proposals*. Application 16-09-003, [http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/o/17708AD51BDFC3578825802200057CED/\\$FILE/A1609xxx-SCE%20Application%20For%20Approval%20Of%20Its%202016%20RDW%20Proposals.pdf](http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/o/17708AD51BDFC3578825802200057CED/$FILE/A1609xxx-SCE%20Application%20For%20Approval%20Of%20Its%202016%20RDW%20Proposals.pdf)

SCE 2019, Southern California Edison, *Time-of-Use – General Service – Demand Metered*, <https://www1.sce.com/NR/sc3/tm2/pdf/CE281.pdf> und *General Service - Time-of-Use Electric Vehicle Charging – Demand Metered* <https://www1.sce.com/NR/sc3/tm2/pdf/ce141-12.pdf>

Schuster, Dr. H., Leberwurst, J., Wittig, D. 2019 (Februar), *Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden*, https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/emw_19-1_EI_Zeitvariable-Netztarife-f%C3%BCr-flexible-Kunden_E-Bridge.pdf

SMUD 2019, Sacramento Municipal Utility District. *Charging forward*, <https://www.smud.org/en/Going-Green/Electric-Vehicles/Business>

Stadtwerke (SW) Wuppertal 2019, *Wie funktioniert ein dynamischer Stromtarif?*,
<https://www.wsw-online.de/happy-power-hour/wissensbereich/wie-funktioniert-ein-dynamischer-stromtarif/>

Synapse Energy 2019 (Februar), *Electric Vehicles Are Driving Electric Rates Down*, ,
<https://www.synapse-energy.com/sites/default/files/EVs-Driving-Rates-Down-8-122.pdf>

UTC 2017, Utilities and Transport Commission, *Report on Investor-Owned Utilities Use of Incentive Rate of Return on Electric Vehicle Supply Equipment 2017*,
[https://www.utc.wa.gov/aboutUs/Documents/EVSE Report to the Legislature - Final.pdf](https://www.utc.wa.gov/aboutUs/Documents/EVSE%20Report%20to%20the%20Legislature%20-%20Final.pdf)
und *Policy and Interpretive Statement Concerning Commission Regulation of Electric Vehicle Charging Services*, Appendix A, Docket UE-160799,
[https://www.utc.wa.gov/aboutUs/Documents/Appendix A - UTC Policy Statement EV Charging Services.pdf](https://www.utc.wa.gov/aboutUs/Documents/Appendix%20A%20-%20UTC%20Policy%20Statement%20EV%20Charging%20Services.pdf)

Vermont State Agency Energy Plan 2016,
<https://bgs.vermont.gov/sites/bgs/files/files/energy-environment/2016-State-Agency-Energy-Plan.pdf>

Whited, M., Allison, A., and Wilson, R. 2018 (Juni), *Driving transportation electrification forward in New York: Considerations for effective transportation electrification rate design*. Cambridge, MA: Synapse Energy Economics, <http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/NY-EVRate-%20Report-18-021>



Energy Solutions for a Changing World

The Regulatory Assistance Project (RAP)®
Belgium · China · Germany · India · United States

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
D – 10178 Berlin
Deutschland

49 30 700-1435-421
info@raponline.org
raponline.org