

„Smartes“ Laden an öffentlichen Ladesäulen: Anreizmodell für markt- und netzdienliches Laden

Jörg Heiner Georg und Kim Oliver Franken

Im aktuellen EFRE-Projekt „Smarte Ladesäulen“ werden Ladesäulen entwickelt, die zusammen mit einem passenden Backendsystem ein markt- und netzdienliches Laden der Nutzer (USER) an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur anreizen sollen. Zur Entwicklung eines Anreizmodells wurden Research-Arbeiten zu Marktsignalen inklusive Ladestrom-Tarifen sowie eine Online-Befragung zur Abbildung von USER-Flexibilitäten durchgeführt. Die wesentlichen Erkenntnisse aus den Forschungsarbeiten fließen in die konkrete technische Umsetzung des Anreizmodells ein.

Markt- und netzdienliches Laden an öffentlich zugänglichen Ladestationen findet immer dann statt, wenn zeitlich variierende Knappheiten oder Überschüsse im relevanten Energiesystem über Markt- und/oder Netzsignale von Elektroauto-Fahrern (BEV-USER) genutzt werden. Insbesondere die fluktuierenden Einspeisungen aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen werden heute über variierende Preissignale des Großhandels – EPEX-Spotmarkt – im Tagesverlauf abgebildet [1]. Betrachtet man zusätzlich die erzeugungsabhängigen CO₂-Emissionen, können unter Verwendung von Emissions-

faktoren [2] auch zeitvariable Emissionsmengen je Ladevorgang und Ladelokation abgebildet werden.

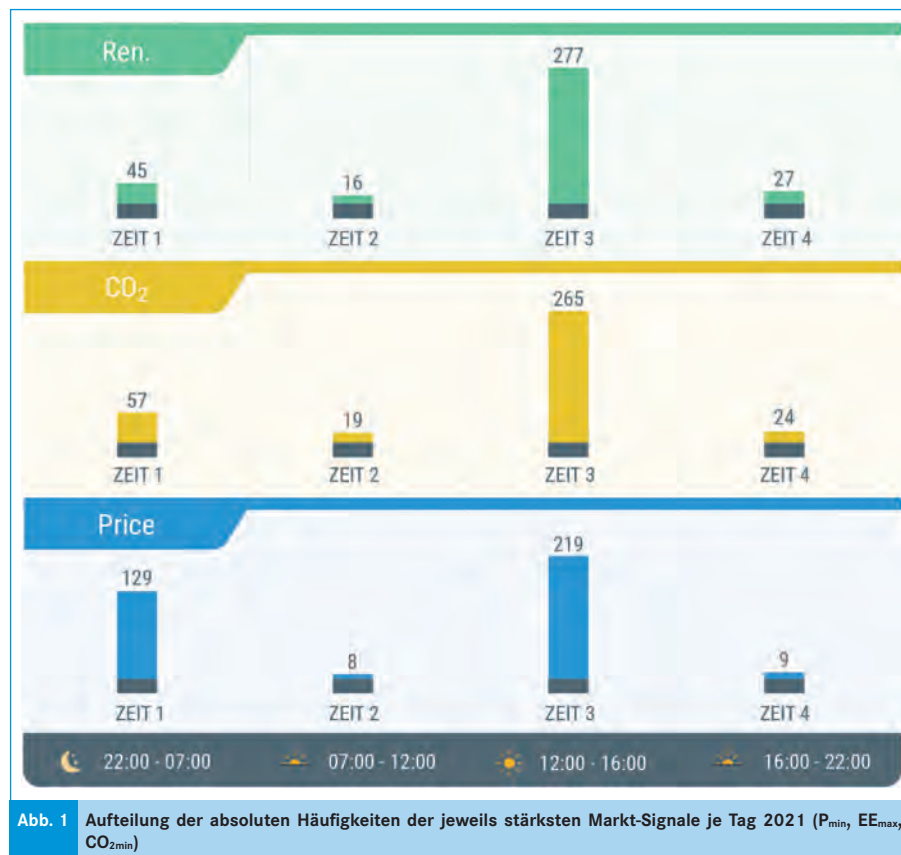
Für das Jahr 2021 konnte für die Amprion-Regelzone anhand einer eigenen Auswertung für 365 Tage festgestellt werden, dass insbesondere im Zeitfenster „Mittag“ die niedrigsten Großhandelspreise (Basis: durchschnittlicher Day Ahead Spotmarktpreis je definiertem Zeitfenster), die höchsten Anteile Erneuerbarer Erzeugung sowie die niedrigsten, erzeugungsbedingten CO₂-Emissionen lagen (siehe Abb. 1).

Innerhalb der definierten Zeitfenster korrelieren nach eigenen Berechnungen zudem die Marktsignale relativ stark, d.h. Reaktionen auf eine Signalart (z.B. günstiger Preis) haben aus Sicht der USER gleichzeitig Auswirkungen auf die Realisierung weiterer Ladekriterien wie einen möglichst hohen Anteil erneuerbarer Energien im Ladestrommix sowie auf die erzeugungsbedingten CO₂-Emissionen des Ladevorgangs. Abb. 2 zeigt exemplarisch für die Mittagszeit die entsprechenden Signalkorrelationen.

Anreizpotenziale in den Netznutzungsentgelten

Im Gegensatz zu den Preissignalen aus dem Energiemarkt spiegeln die Netzentgelte bisher keine zeitvariablen Knappheiten wider. Gleichwohl gibt es je nach Netzgebiet und Spannungsebene unterschiedliche Netzentgelt-Niveaus. So beträgt beispielsweise der Unterschied nach eigenen Auswertungen auf Basis der Datenbank „Netznutzung Strom“ der ene't GmbH für eine 22 kW AC Ladesäule zwischen einem minimalem Netzentgelt im günstigsten Netzgebiet und dem maximalen Netzentgelt im teuersten Netzgebiet bis zu 28 ct/kWh für den Anschluss im Niederspannungsnetz (siehe Abb. 3). Bereits heute werden Netzentgelte nach dem Verhalten und der Anschlussart von Nutzern differenziert [3].

Weitere Analysen der Netzentgelte Stand 01.01.2021 auf Basis der Datenbank für das Beispielszenario einer 22 kW Ladesäule zeigten, dass der Unterschied der Netzentgelte über alle Netzgebiete hinweg stark vom Anschlussfall und der täglichen Nutzung abhängt:



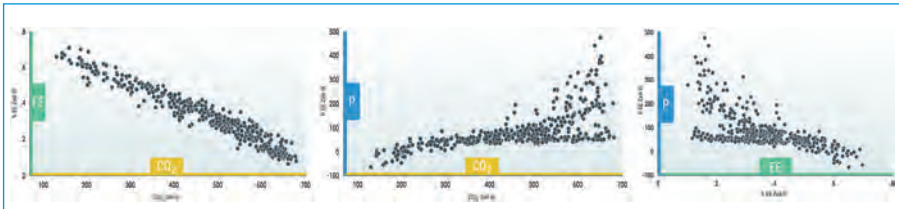


Abb. 2 Signalkorrelationen

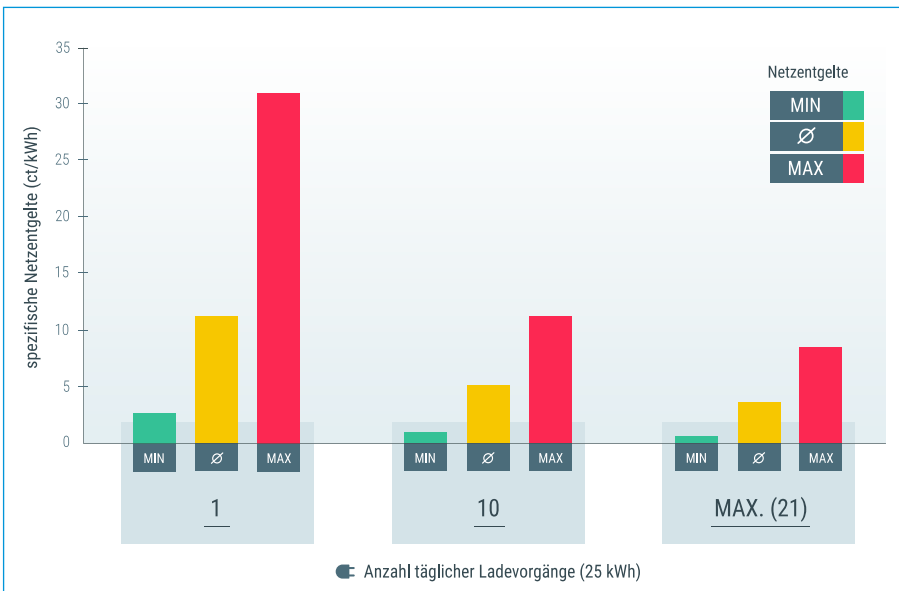


Abb. 3 Unterschiede in der Höhe der Netzentgelte (NS-RLM-Kunden) [4]

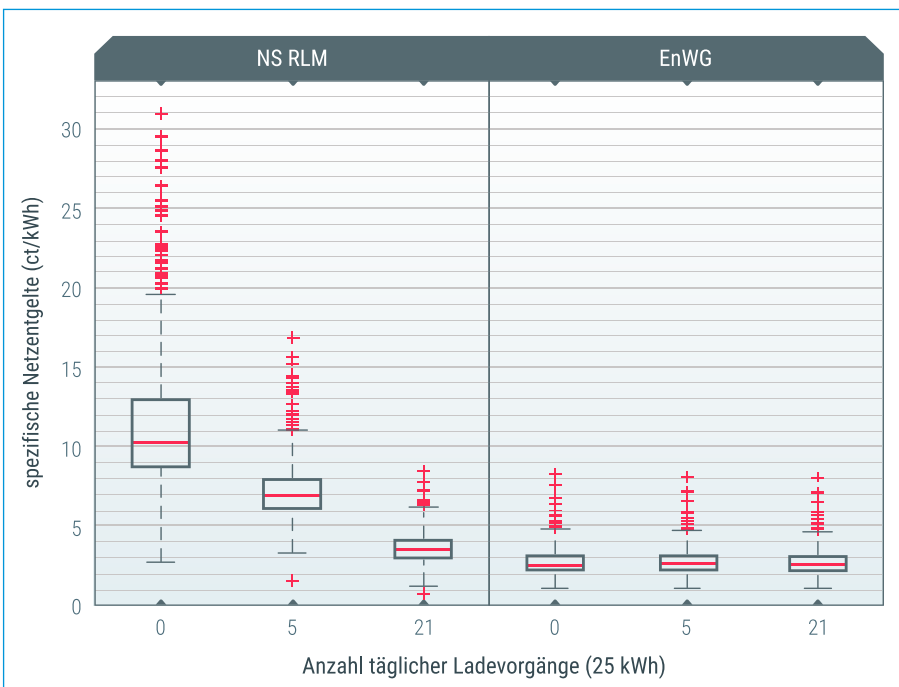


Abb. 4 Vergleich der spezifischen Netzentgelte für den Normalfall in Niederspannung für RLM-Kunden und den reduzierten Entgelten nach §14a EnWG [4]

- Für die Analyse unterschiedlicher Nutzungs- und Anschlusszenarien wurden jeweils die spezifischen Netznutzungsentgelte berechnet, indem für jedes Netzgebiet anhand der dort geltenden Netznutzungsentgelte die Gesamtstromkosten für eine 22 kW-Ladestation für deren unterschiedlichen Auslastungen berechnet wurde. Anschließend wurden die Gesamtkosten durch die geladene Gesamtenergiemenge geteilt.
- Für den Anschluss in der Niederspannung als SLP-Kunde ergibt sich unabhängig der Nutzung ein Preisunterschied von bis ca. 13 ct/kWh zwischen maximalen und minimalen spezifischen Netznutzungsentgelten.
- Für den Anschluss als RLM-Kunde hingegen konnte eine starke Abhängigkeit von der täglichen Nutzung festgestellt werden: Bei lediglich einem Ladevorgang pro Tag (angenommen: 25 kWh/Vorgang) kann ein Unterschied von 28,2 ct/kWh ermittelt werden, während die permanente Auslastung der Ladesäule lediglich einen Unterschied von 7,8 ct/kWh ergibt. Für den Anschluss in der Mittelspannung als RLM-Kunde zeigt sich ein ähnliches Verhalten mit Unterschieden von 31,0 ct/kWh (ein Ladevorgang) bis 4,4 ct/kWh (100 % Auslastung).
- Für den Spezialfall der Nutzung von reduzierten Netznutzungsentgelten nach § 14a EnWG wurde ein beständig niedriger Preisunterschied von nur 6,9-7,2 ct/kWh ermittelt. Ein Ausschnitt dieser Auswertungen ist in Abb. 4 dargestellt. Demnach bieten die aktuellen regionalen und anschlussbedingten Unterschiede der Netznutzungsentgelte durchaus je nach Szenario einen gewissen preislichen Spielraum, der nach einer Anpassung der Netzentgeltsystematik netzdienlich eingesetzt werden könnte.

Eine offizielle Äußerung der Bundesnetzagentur zu zeitlich variablen, engpassorientierten oder an den Strompreis gekoppelten Netzentgelten gab es zuletzt 2015 [5]. Dort positioniert sich die Bundesnetzagentur jedoch ablehnend gegenüber dynamischen und variablen Netzentgelten und verweist stattdessen auf die nach § 14a EnWG geschaffene Möglichkeit, reduzierte statische Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen zu nutzen.

Gleichwohl bestünden basierend auf den mitunter ermittelten erheblichen Unterschieden in der Höhe der Netzentgelte aber mögliche Ansätze, um über Preissignale vorhandene Knappheiten und Kosten im Energiesystem abzubilden und ein bestimmtes Nutzerverhalten anzureizen. So wurde auch schon mehrfach in unterschiedlichen Studien die Einführung einer dynamischen Netzentgeltsystematik diskutiert [6], [7], [8].

Annahmen für die Befragung

Ausgangspunkt für die eingesetzte Befragungsmethodik waren Erkenntnisse aus der Signaltheorie [9]. Hiernach sind im Hinblick auf die allfällige USER-Wirkung (Effektivität) von Signalen eine hohe Signalrelevanz aus Sicht der Signalempfänger (USER) sowie eine ausreichende Signalstärke wichtige Lenkungsgrößen [9]. Eine hohe Signalrelevanz ergibt sich immer im Vergleich mit mehreren Signalarten und kann anhand von einstellungsbasierten Erhebungsmethoden (z.B. anhand einer Likert-Skala-Befragung) ermittelt werden. Eine ausreichende Signalstärke liegt immer dann vor, wenn USER auf ein gesendetes Signal reagieren. Im Hinblick auf die zeitliche Verlagerung von Ladevorgängen im Tagesablauf sollten USER vor allem aber flexibel sein, damit variierende Signale überhaupt eine Wirkung erzielen können.

Die vorab skizzierten Prämissen dienen als Grundlage für die Entwicklung einer Online-Befragung mit total N = 91 Teilnehmern, von denen die Mehrheit von 55 (60) % aktuelle BEV-USER sind. Die Online-Befragung beinhaltete Fragestellungen zur grundsätzlichen USER-Flexibilität und zur Relevanz von Signalen (Anteil erneuerbarer Energien, CO₂-Emissionen, Preis) im Hinblick auf die zeitliche Disponierung von öffentlichen Ladevorgängen.

Die notwendigen Signalstärken wurden anhand der Berechnung von USER-Sensitivitäten über die Van Westendorp-Methode [10] – mit Anwendung auf sämtliche Signalarten (analog eines Signal Sensitivity Meters) ermittelt.

Dabei wurden öffentliche Ladevorgänge als zeitlich disponible „Produktkäufe“ von Ladestrom betrachtet. Die Befragten wurden im Rahmen der Online-Befragung aufgefordert,

in einer stark vereinfachten Test-Umgebung (Ladevorgang zeitlich disponibel, hoher Anteil öffentlicher Ladevorgänge, keine weiteren Umgebungs-Faktoren wie Ladepunktbeleuchtung, Ladepunktausstattung) anzugeben, welche Signalstärke jeweils

- niedrig (in Bezug auf Erneuerbare hoch) ist, um auf jeden Fall zu versuchen, zu laden;
- zu hoch (in Bezug auf Erneuerbare zu niedrig) ist, um möglichst nicht zu laden;
- hoch (in Bezug auf erneuerbare Energien niedrig) ist, um ggfls. noch zu laden.

Auf die in der Van Westendorp-Methode verwendete Frage nach „zu niedrigen“ Preisen bzw. „zu hohen“ Erneuerbaren-Anteilen wurde aufgrund der fehlenden Kausalitäten zwischen zeitlich variablen „zu starken Signalen“ und mangelnden Qualitäten der Ladevorgänge verzichtet (Ergebnis einer vorgelagerten Expertenbefragung).

Die Auswertung diente im Gegensatz zu bereits vorhandenen, wissenschaftlichen Veröffentlichungen weder zur Bestimmung von „optimalen“ Signalpunkten (in Bezug auf den Preis: Point of Marginal Cheapness, Point of Marginal Expensiveness, Indifference Price Point, Optimal Price Point/OPP) [10], [11], [12], noch zur Bestimmung von

Zahlungsbereitschaften (Willingness to Pay) für diverse Smart Charging-Services [13].

Die Auswertung fokussierte vielmehr auf die Berechnung von Signalsensitivitäten (hier als Reaktion der Befragten auf bestimmte Signalstärken) und Signalspannen, um anhand einer Simulation „Verlagerungseffekte“ zwischen verschiedenen Ladezeiten zu erzielen.

Die wichtigsten Ergebnisse der Befragung

Preissignale sind im Vergleich zu Umweltsignalen (Anteile erneuerbarer Energien im Erzeugungsmix, erzeugungsbedingte CO₂-Emission) aus Sicht der Befragten dominierend für die Bestimmung von Ladezeitpunkten (Abb. 5). Dabei sind die Zustimmungsniveaus auf Basis einer Top 2 Box-Auswertung bei den flexiblen USERn signifikant höher als bei den „unflexiblen“ – meist männlichen USERN mit Fahrzeugtypen der Mittel- oder Oberklasse.

Wie in Abb. 6 aufgezeigt, sollte der Ladestrompreis mindestens um 26 % niedriger als der durchschnittlich angenommene Ladestrompreis in den übrigen Zeitfenstern sein (hier wurde für 2021 ein durchschnittlicher AC-Ladestrompreis von 39 ct/ kWh angenommen), um die Mehrheit der befragten USER mit zeitlichen Flexibilitäten zum Laden anzu-

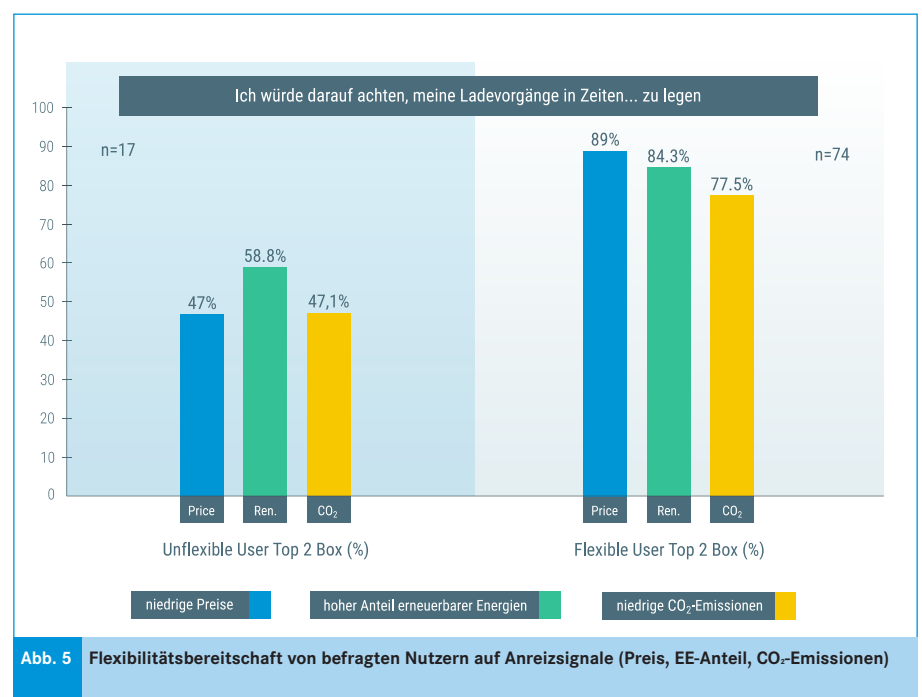


Abb. 5 Flexibilitätsbereitschaft von befragten Nutzern auf Anreizsignale (Preis, EE-Anteil, CO₂-Emissionen)

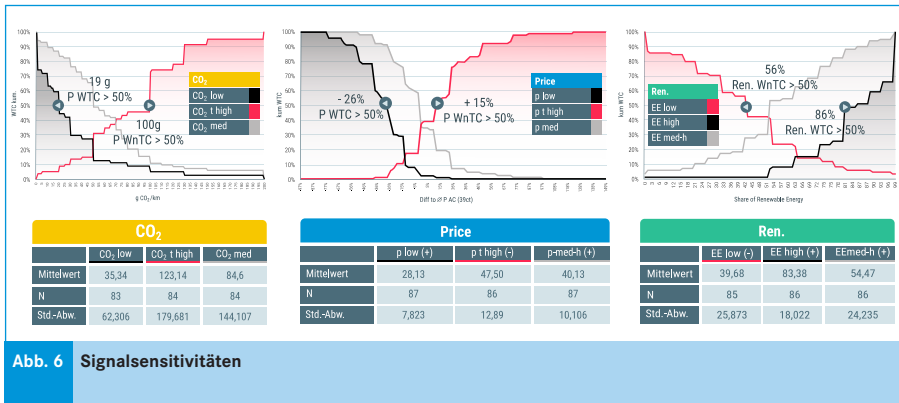


Abb. 6 Signalsensitivitäten

reizen. Ab einem Preisniveau von 15 % oberhalb des durchschnittlichen AC-Preises wird die Mehrheit der Befragten versuchen, Ladevorgänge aktiv zu vermeiden. Der Anteil derjenigen, die bei diesem Preisniveau auf jeden Fall versuchen zu laden, liegt hier lediglich bei 1 %.

Betrachtet man 365 Tage im Jahr 2021 und integriert die variierenden Großhandelspreise (EPEX Spot Day Ahead) jeweils ohne Aufschläge in einen exemplarisch berechneten Ladestrompreis je Zeitfenster, so stellt man fest, dass es im Jahr 2021 lediglich einen Tag gab, an dem die Differenz zwischen dem durchschnittlichen und dem niedrigsten Ladestrompreis (Anmerkung: Es wurden Durchschnittswerte je Tageszeitfenster betrachtet) mindestens 26 % entsprach. Lediglich an acht Tagen betrug die Preisdifferenz des jeweils maximalen zum durchschnittlichen Ladestrompreis mehr als 15 %.

Im Jahr 2021 wären also zusätzliche Preissignale über zeitlich variable, dynamische Netzentgelte notwendig gewesen, um überhaupt die notwendigen Preissignalstärken für „Laden“ und „Nichtladen“ zu erreichen und darüber nennenswerte Verlagerungseffekte zu erzielen.

Der Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz sollte wie ebenfalls in Abb. 6 aufgezeigt in der Testumgebung mindestens 86 % betragen, damit die Mehrheit der Befragten versucht, auf jeden Fall zu laden. Ein Erneuerbaren-Anteil von 56 % wird von der Mehrheit der Befragten als zu niedrig angesehen, d.h. mehr als die Hälfte der Befragten wird bei einem Erneuerbaren-Anteil von 56 % versuchen, Ladevorgänge eher zu vermeiden. Die hohen Werte spiegeln sicher auch die

gängige Erfahrungswelt der Befragten wider, bei jedem Ladevorgang zu jeder Tageszeit auf einen 100 % Erneuerbarenmix in Form von Ökostromprodukten zugreifen zu können.

Dies trifft auch auf die erzeugungsbedingten CO₂-Emissionen zu. Hier sollten die CO₂-Emissionen je km Lademenge 19 g oder weniger betragen, um die Mehrheit der Befragten anzureizen, zu laden. Ein Emissionsfaktor von 100 g je km Lademenge schreckt dagegen die Mehrheit der Befragten eher ab. Lediglich 5 % würden bei diesem Emissionsfaktor auf jeden Fall versuchen, zu laden.

Die Mehrheit der Befragten erwartet bei der Signalkommunikation einen zeitlichen Vorlauf von einem Tag oder länger. Kurzfristige Ad hoc-Signale werden von den Befragten eher abgelehnt, was insgesamt für eine gewünschte Planbarkeit von Ladevorgängen spricht. Die Preiskommunikation sollte neben dem Gesamtpreis auch die sonstigen Preiselemente inklusive der zeitvariablen Preiskomponenten (Energiepreis und ggf. zeitvariable Netznutzungsentgelte) beinhalten. Die Reservierung der vorteilhaften Lade-Konditionen sollte dann aus Sicht der Befragten zusammen mit einer Ladestationsreservierung (z.B. anhand einer App) möglich sein.

Simulation zeigt nutzbare USER-Flexibilitäten im Tagesablauf

Eine erste Simulation wurde in einer vereinfachten Ladeumgebung mit einer Ladestation (32 Ladevorgänge, 6 Ladepunkte) für „mittagsflexible Abendlader“ – BEV-USER, die vorwiegend abends laden, aber in Bezug auf die zeitliche Verlagerung ihrer Ladevorgänge in die Mittagszeit sehr flexibel sind – durchgeführt. Als Referenzwerte für die unter-

schiedlichen Signalstärken dienten die für 2021 vorliegenden und berechneten Preis-, CO₂- und Erneuerbaren-Daten in der Amprion-Regelzone, aufgeteilt auf vier Tageszeitfenster.

Danach können an einem Tag mit hohem Anteil erneuerbarer Energien im relevanten Stromnetz (Beispiel: 22.05.2021) rund 15 % der Ladevorgänge von der Abend- in die Mittagszeit verlagert werden. Zudem erhöht sich aus Sicht eines flexiblen USERS der tatsächliche Anteil erneuerbarer Energien im Ladestrommix um 26 %. Der CO₂-Fußabdruck eines Ladevorgangs (für angenommene 200 km Ladekilometer) reduziert sich um rund 1.800 g. Aus Sicht des Ladestationsbetreibers (CPOs) kann zudem eine in Anspruch genommene Leistung von rund 66 kW von der Abendzeit in die Mittagszeit verlagert werden.

Unter der Annahme flexibler werdender BEV-User bei gleichzeitig höheren Signalstärken ist zu erwarten, dass in einer zukünftigen Ladewelt tendenziell stärkere Verlagerungseffekte erzielt werden können. Dies ist insbesondere abhängig von den dann angebotenen „Anreizprodukten“ der Ladestromanbieter (EMPs und/oder CPOs) und deren Akzeptanz bei den BEV-USERN.

Fazit und Ausblick

Durch den derzeitigen Erzeugungsmix aus erneuerbaren und fossil befeuerten Kraftwerken sowie der sich fortsetzenden Knappheit fossiler Kraftstoffe werden die Großhandelspreise (Day Ahead Spot) weiter steigen und aus unserer Sicht tendenziell noch stärker im Tagesverlauf schwanken. Erste Auswertungen des Jahres 2022 zeigen exemplarisch für einzelne Tage bereits extrem hohe Preisschwankungen der gehandelten Day Ahead-Stundenpreise von 8 €/ MWh bis über 200 €/ MWh [14].

Auch der Anteil erneuerbarer Energien im Netz sowie die erzeugungsbedingten CO₂-Emissionen werden weiterhin starken Schwankungen im Tagesverlauf unterliegen. Zudem besteht die Tendenz, dass USER künftig angesichts eines steigenden Strompreisniveaus preissensibler und im Hinblick auf die zeitliche Disposition von öffentlichen Ladevorgängen flexibler werden, um Preisopportunitäten z.B. im Rahmen des vorgestellten Anreizmodells zu nutzen. Damit steigt insgesamt der Anteil der durch Preis-

signale incentivierten Ladevorgänge, die zu einer Verlagerung eines zunehmenden Anteils von Ladevorgängen in Zeiten mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung und geringen erzeugungsbedingten CO₂-Emissionen führt.

Um möglichst viele USER zur Verlagerung ihrer öffentlichen Ladevorgänge in bestimmte Zeiten zu bewegen, sollten im Rahmen des Anreizmodells neben Preissignalen – ggf. unter Einbezug von variierenden Netznutzungsentgelten – auch CO₂- und Erneuerbare-Energien-Signale mit einem zeitlichen Verlauf (d.h. über eine vortägige Information) kommuniziert werden.

Die „Verschiebepotenziale“ können bei genauer Kenntnis der lokalen Netzsituation unter Einbezug der Netzlasten auch „netzdienlich“ eingesetzt werden, was eine Abstimmung zwischen Stromlieferanten und lokalem Netzbetreiber erfordert.

Eine enge Abstimmung zwischen den beiden Akteuren ist auch notwendig, wenn „marktdienliche“ Anreiz-Signale lokale Netzengpässe auslösen oder sogar verstärken. Die hierzu notwendigen Regelungen und die Eignung bereits vorliegende Ansätze (z.B. Ampelsystem) werden an anderer Stelle im Projekt diskutiert und bewertet.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: SMARD Strommarktdaten. Eigene Auswertung Stromerzeugung und GHP Amprion-Gebiet. 2021. www.smard.de
- [2] Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2020.
- [3] Klügl, A.; Mahn, U.: Netzentgelte Strom – einfach kalkuliert. 2020.
- [4] Eigene Auswertungen und Darstellungen auf Basis der Datenbank „Netznutzung Strom“ der ene't GmbH. www.ene't.eu
- [5] Bundesnetzagentur: Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Dezember 2015.
- [6] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena): dena NETZFLEXSTUDIE. 2017. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf
- [7] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. 2018. <https://www.dena.de/fileadmin/dena/>

- Dokumente/Pdf/9238_Ergebnispapier_der_Taskforce_Netzentgelte_Impulse_zur>Weiterentwicklung_der_Netzentgeltsyst.pdf
- [8] RAP: Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. 2014. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web_101.pdf
 - [9] Connelly, B. L.; Certo, T. S.; Ireland, D. R.; Reutzel Christopher, R.: Signaling Theory. A Review and Assessment. [In: Journal of Management Vol. 37 No. 1] January 2011, 39-67.
 - [10] Van Westendorp, P.: NSS-Price Sensitivity Meter (PSM) – A new approach to study consumer perception of price. [In: Proceedings of the ESOMAR Congress] 1976.
 - [11] Salamandica, E.; Alijosieneb, S.; Gudonaviene, R.: Price sensitivity measurement depending on brand awareness – a case of Ziede brand. [In: 19th International Scientific Conference; Economics and Management] 2014.
 - [12] Kunter, M.: The Van Westendorp Price Sensitivity Meter as a direct measure of willingness to pay. [In: Research Gate] 01.07. 2016.
 - [13] Ensslen A.; Gnann T.; Globisch J., Plötz P.; Jochem, P.: Willingness to pay for E-Mobility Services. A Cases Study from Germany. In: [Karlsruhe Service Summit Workshop] 2016.
 - [14] Bundesnetzagentur: SMARD Strommarktdaten. Eigene Auswertung Stromerzeugung und GHP Amprion-Gebiet. 2022. www.smard.de

Dipl.-Kfm. (Univ.) J. H. Georg, Projektpartner EFRE-Projekt „Smarte Ladesäulen“ und Geschäftsführer, JHC Energie UG, Reichshof-Eckenhagen; K. Franken M.Sc., Wissenschaftlicher Mitarbeiter im EFRE-Projekt „Smarte Ladesäulen“ und Institut NOWUM-Energy, FH Aachen, Jülich
joerg.georg@outlook.com
k.franken@fh-aachen.de

Die hier vorgestellten Ergebnisse sind im Rahmen des Forschungsprojektes „Smarte Ladesäulen“ entstanden. Sie bilden nur einen Teil der Umfrage ab, die kompletten Umfrageergebnisse sind auf der Projekthomepage (www.smarteladesaehlen.de) veröffentlicht. Die gesamten Rohdaten der Umfrage können für wissenschaftliche Zwecke zur Verfügung gestellt werden. Dieses Vorhaben wurde aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) gefördert.

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE



- › Marktpartner für Ihre Projekte
- › Nach Branchen/Themen suchen
- › Auswählen nach Ort/Gebiet
- › Marktpartner werden

www.energie.de/marktpartner

Mit interaktiver Map

Das Portal der
Energiewirtschaft

energie.de