



Anreize für netzdienliches Ladeverhalten in Europa

Andere Länder, gleiche Herausforderungen

Um die in den nächsten Jahren signifikant hinzukommende Anzahl an Elektrofahrzeugen in das Stromnetz zu integrieren, gibt es europaweit verschiedene Ansätze das netzdienliche Ladeverhalten anzureizen. Deutschland sowie einige weitere Länder nutzen diese Möglichkeit bisher für bestimmte Kundengruppen kaum. Für die Diskussion möglicher Anreizkonzepte lohnt der Blick nach Europa, denn in den Nachbarländern sind verschiedene Vorgehensweisen verbreitet.

In vielen Bereichen wächst Europa zusammen. Bei den Konzepten zur Netzintegration der Elektromobilität ist hingegen keine einheitliche Tendenz zu erkennen. Europaweit werden verschiedene Ansätze verfolgt und auch in Deutschland sind viele Fragen bezüglich der Ausgestaltung noch offen. Um diese zu lösen haben sich Partner aus den Bereichen Automobil- und Energiewirtschaft, IT und Ladeinfrastruktur sowie Wissenschaft im Rahmen des Projektes „unIT-e² - Reallabor für verNETZte E-Mobilität“ zusammengeschlossen. Sie beschäftigt sich intensiv mit der ganzheitlichen Netzintegration von Elektromobilität ins Energiesystem. Um das komplexe Thema von allen Seiten gemeinsam anzugehen, beteiligen sich insgesamt 29 Partner an dem Verbundprojekt. Die Betrachtung anderer europäischer Länder bietet sich im Projekt aus

zwei Gründen besonders an. Die Neuzulassungen von reinen Elektroautos in Europa haben sich von Januar bis Oktober 2021 gegenüber dem Vorjahr auf über 500.000 Fahrzeuge verdoppelt [1]. Zwar unterscheiden sich die Zulassungszahlen zwischen den Ländern deutlich, der allgemeine Trend steigender Zahlen ist jedoch flächendeckend. Andere Länder stehen somit vor vergleichbaren Herausforderungen wie Deutschland. Des Weiteren sind Netzbetreiber zwar ortsgebunden, Komponenten- und Automobilhersteller vertreiben ihre Produkte hingegen europa- und weltweit. Standardisierung und Vereinheitlichung über die nationalstaatlichen Grenzen hinaus erscheint notwendig. Gelingt dies nicht, bringt zumindest die Kenntnis der Regularien anderer Länder entscheidende Vorteile.

Ausgangssituation

Die steigende Anzahl an Elektrofahrzeugen in Kombination mit weiteren hinzukommenden Verbrauchern (z.B. Wärmepumpen oder Klimaanlage) führt zu zusätzlichen Netzbelastungen in den unteren Spannungsebenen. Insbesondere hohe Leistungsaufnahmen und ggf. vermehrte Gleichzeitigkeiten können zu einer Beanspruchung der Betriebsmittel über die technische Kapazität hinaus führen [2]. Die Ausgestaltung der Netzentgelte bietet die Möglichkeit, mittels passender preislicher Anreize einen Einfluss auf das Ladeverhalten der Kunden zu haben. Es ist zu vermuten, dass Nutzer ihr Verhalten – sofern keine stärkeren Preissignale von Seiten des Marktes bestehen – an den Preisen des Netzbetreibers ausrichten oder dass Home-Energy-Management-Systeme jene Preissignale im Rahmen der Optimierung berücksichtigen. Dies bietet die Chance, bei bestehender Netzkapazität eine größere Anzahl an Elektrofahrzeugen in das Stromnetz zu integrieren. Kurative Eingriffe sowie Netzausbau können damit vermieden oder zumindest reduziert werden.

Es gilt jedoch zu beachten, dass bei natürlichen Monopolen, wie es bei den Stromnetzen der Fall ist, die Ermittlung der Netzentgelte aufgrund der Regulierung üblicherweise Vorgaben zu folgen hat. Der Gestaltungsspielraum eines Netzbetreibers ist gering. Somit ist die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik eine Frage der verursachungsgerechten Kostenallokation auf mögliche Kostenträger. Etwaige Anpassungen sind, abhängig vom Rechtsrahmen, zumeist von der zuständigen Regulierungsbehörde umzusetzen. Lediglich in Schweden und Finnland besteht für die Netzbetreiber weitestgehende Freiheit bei der Wahl der anzuwendenden Netzentgeltsystematik [3]. Norwegen plant perspektivisch einen stärker auf grundsätzlichen Überlegungen basierenden Ansatz zu verfolgen. Der Schwerpunkt liegt sodann auf der Aufteilung der Kosten auf verschiedene Tarifelemente, anstatt nur ein einziges Netzentgeltmodell vorzugeben [4]. Unabhängig der Zuständigkeit für die Festlegung der Netzentgeltsystematik muss das Ziel sein, dass die richtigen Anreize gesetzt werden, um volkswirtschaftliche Effizienz zu erreichen.

Handlungsdruck

Bei Betrachtung der europäischen Länder zeigt sich, dass insbesondere die Akteure jener Länder, deren Netzentgeltsystem für Haushaltskunden überwiegend auf einem Grund- und einen Arbeitspreis (GP/AP-System) ohne zeitliche Differenzierung basiert, vermehrt über Anpassungen diskutieren. Zu nennen sind hier u.a. Österreich, Norwegen, Luxemburg. Auch Deutschland ist von dieser Herausforderung betroffen. Ein GP/AP-System setzt in seiner heutigen Ausgestaltung keine Anreize für ein netzdienliches Ladeverhalten. Netzdienlichkeit wird erreicht, wenn Ladevorgänge

dazu beitragen Netzkosten zu verringern [5]. Dies kann – neben einer direkten Ansteuerung durch den Netzbetreiber – durch Anreize zur Vergleichmäßigung der Netzlast gelingen.

Sowohl in der deutschen Diskussion zur Novellierung des § 14a EnWG als auch bei Betrachtung der Vorgehensweise anderer europäischer Länder lässt sich zur Erreichung einer gleichmäßigeren Netzlast zwischen kapazitäts- oder leistungsbasierten Netzentgeltausgestaltungen und der Anwendung von zeitvariablen Netzentgelten unterscheiden (vgl. Abbildung 1).

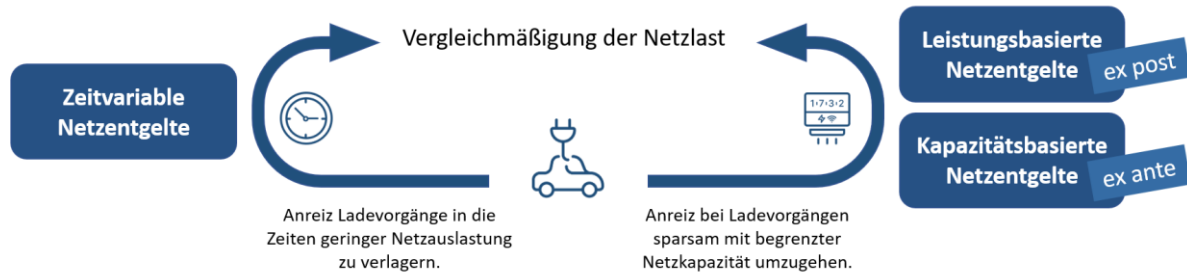


Abbildung 1 Optionen zur Ausgestaltung von Netzentgelten und damit verbundenen Anreizen

In beiden Fällen existiert wiederum eine Vielzahl von unterschiedlichen Ausprägungsvarianten. Beide Ideen sind grundsätzlich schlüssig. Entweder wird der sparsame Umgang mit der begrenzten Netzkapazität angereizt oder es werden Anreize gesetzt die Leistungsaufnahme in die Zeiten geringer Netzauslastung zu verlagern. Es lässt sich feststellen, dass sich noch keiner der Ansätze in Europa durchgesetzt hat. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die aktuell angewandte Netzentgeltsystematik für Haushaltskunden in ausgewählten europäischen Ländern. Nachstehend werden die in drei Ländern bzw. Regionen verfolgten Ansätze zur Netzintegration von Elektromobilität exemplarisch dargestellt.

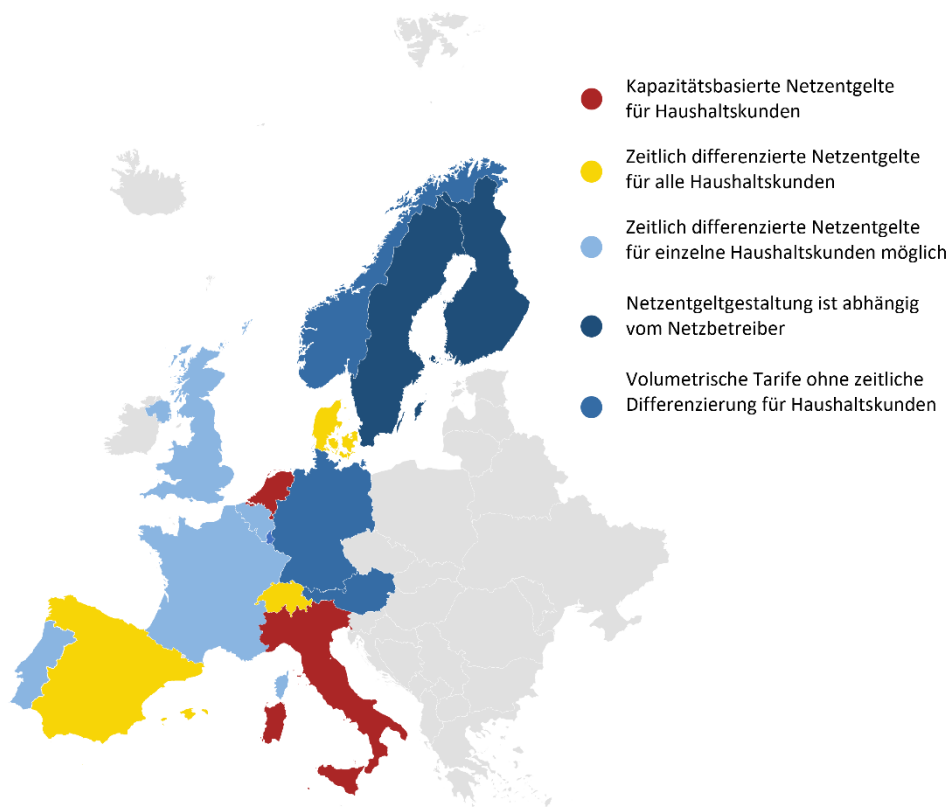


Abbildung 2 Netzentgelte für Haushaltskunden in ausgewählten europäischen Ländern Bild: Eigene Darstellung

Österreich – Leistung muss was kosten

Österreich ist von den Voraussetzungen, dem Fortschritt des Smart Meter Rollouts sowie der aktuellen Netzentgeltsystematik vergleichbar mit Deutschland. Gemäß einem Positionspapier vom Januar 2021 der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control soll nach dem Abschluss des Smart Meter Rollouts für alle Kunden in der Niederspannung ein Entgelt auf Basis von Arbeit und Leistung angewandt werden. Geplant ist hierbei – analog zu den höheren Netzebenen – ein Leistungsanteil von 40 % bis 60 %. Jene Anpassungen sollen gemäß E-Control zu einer adäquaten Kostenallokation der Elektromobilität beitragen. Dynamische Netzentgelte sieht die österreichische Regulierungsbehörde hingegen aufgrund der damit verbundenen geringeren Vorhersehbarkeit kritisch. [6]

Belgien (Flandern) – Der Smart Meter Rollout hat wesentlichen Einfluss

In der belgischen Region Flandern wird sich die Netzentgeltstruktur ab 2022 erheblich ändern. Zur Ermöglichung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen und im Vorgriff auf die Einführung intelligenter Zähler wird eine Verlagerung von energiebezogenen Preisen zu leistungsbezogenen Netzentgelten erfolgen. Die Netzentgelte für Haushaltskunden werden dann von einer vollständig volumenbasierten Bepreisung so umgestellt, dass sie zu 80 % auf der durchschnittlichen monatlichen 12-Monats-Spitzenlast basieren. Die verbleibenden 20 % der Netzkosten werden weiterhin volumenabhängig sein. Leistungspreise können hierbei nur auf Kunden mit einem Smart Meter angewandt werden. Dies stellt sich als Herausforderung dar, denn deren ist in Flandern noch nicht abgeschlossen. Der vollständige Rollout wird erst für 2029 prognostiziert. Aufgrund dessen werden Kunden mit einem konventionellen Zähler vorerst eine Mindestpauschale für die Kapazität zahlen, die auf einer angenommenen Kapazität von 2,5 kW basiert. Im Gegensatz zu den aktuell volumenbasierten Netzentgelten werden die Leistungspreise für den Regulierungszeitraum von 2022 bis 2024 nicht zeitabhängig sein. Die VREG (flämische Regulierungsbehörde) hat die Verteilnetzbetreiber jedoch aufgefordert, die Einführung zeitabhängiger Netzentgelte zu prüfen und bis Ende 2023 einen Bericht darüber zu erstellen. [7]

Italien – Laden in der Nacht möglich

In Italien besteht historisch bedingt bereits seit langem ein kapazitätsbasiertes Netzentgeltsystem. Dem überwiegenden Teil der Haushaltskunden steht nur eine vertragliche Netzanschlussleistung von 3 kW zu. Dies bedeutet, dass für einen dauerhaften Bezug eine maximale technische Kapazität von 3,3 kW vorhanden ist. Diese Regelung führt dazu, dass das Laden eines (Premium-) Elektrofahrzeugs mit inzwischen erreichten Batteriekapazitäten von über 100 kWh nicht zielführend möglich ist. Zusätzlich besteht in Italien die Besonderheit, dass die dortigen Smart Meter typischerweise mit einem Breaker ausgestattet sind. Eine Überschreitung der vereinbarten Leistung führt somit direkt zu einer Trennung vom Netz. Ein händischer Reset ist zur Wiederinbetriebnahme notwendig. [4]

Zur Netzintegration von Elektromobilität hat Italien daher zum 01.07.2021 eine spezielle Regelung eingeführt. Diese gilt vorerst befristet bis zum 31.12.2023. Es findet keine Anpassung der vertraglich vereinbarten Leistung statt, jedoch wird beim Nachweis des Vorhandenseins eines Elektrofahrzeugs durch den Kunden die technisch verfügbare Leistung per Software in den Nachtstunden von 23:00 bis 7:00 Uhr des Folgetags sowie an Sonn- und Feiertagen um bis zu 6 kW erhöht. Für den Kunden ist dies mit keinen zusätzlichen Kosten verbunden [8]. Das

vollständige Laden eines Elektrofahrzeugs wird somit innerhalb einer Nacht möglich. Die beschriebene Vorgehensweise ist ein Beispiel für die Erweiterung eines kapazitätsbasierten Systems um einen zeitvariablen Anreiz.

Bedeutung des Smart Meter Rollouts

In den drei dargestellten Beispielen zeigt sich, dass der Smart Meter Rollout Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung der Anreizkonzepte ist. Sofern nicht eine Abrechnung der Netzanschlusskapazität auf Basis der verbauten Sicherung des Hausanschlusses erfolgt (vgl. Niederlande) sind Smart Meter unerlässlich für kapazitäts- oder leistungsorientierte Netzentgelte. Auch für eine Ausgestaltung von zeitvariablen Netzentgelten – die über eine Unterscheidung von Tag und Nacht hinausgeht – gilt dies. Einige Länder haben den Smart Meter Rollout schon abgeschlossen und installieren zum Teil bereits die zweite Gerätegeneration (vgl. Italien und Schweden). Der überwiegende Teil der Länder befindet sich jedoch noch im Rollout. Der aktuelle Stand des Smart Meter Rollouts in Europa ist in Abbildung 3 dargestellt. Der technische Funktionsumfang der installierten Geräte unterscheidet sich zwischen den Ländern deutlich [9].

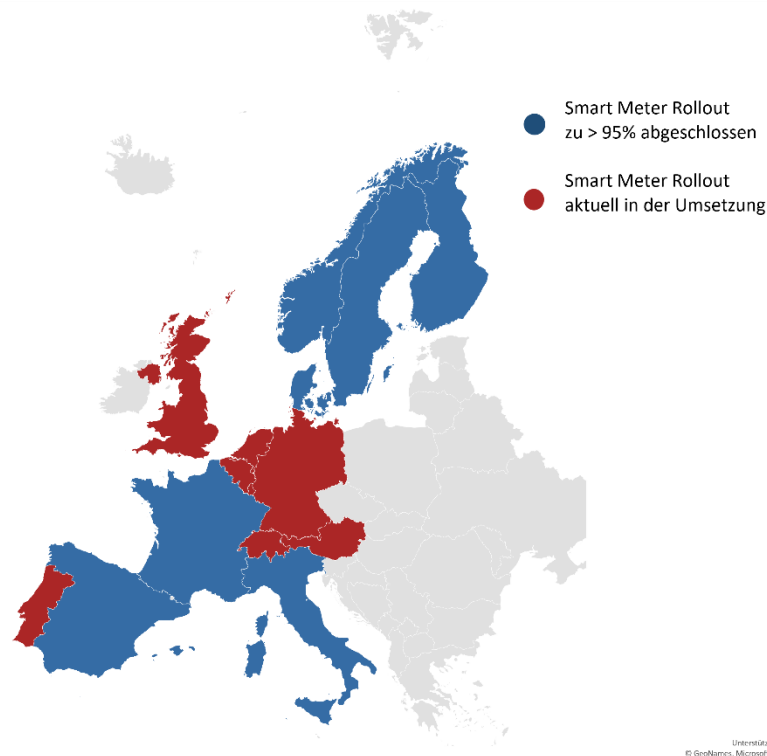


Abbildung 3 Stand des Smart Meter Rollouts in ausgewählten europäischen Ländern Bild: Eigene Darstellung

Die heterogene Vorgehensweise sowohl in Bezug auf die Netzentgelte als auch beim Smart Meter Rollout der einzelnen Länder bedeutet auch für das Projekt uniT-e² eine besondere Herausforderung. Definierte Use Cases funktionieren ggf. nur für Deutschland. Neben den hier aufgezeigten Unterschieden bei der Netzintegration gilt dies auch für eine Vielzahl weiterer Aspekte des Ökosystems Elektromobilität. Ziel muss daher in den nächsten Jahren eine zunehmende europäische Standardisierung von elektromobilitätsbezogenen Prozessen sein. Dies gilt auch für die Diskussion der künftigen Ausgestaltung der Netzentgelte – bei welcher der Blick nach Europa oft zu kurz kommt. Aus Komponenten- und Automobilherstellersicht ist für die Umsetzung von zukünftigen Geschäftsmodellen eine weitergehende Vereinheitlichung der

Netzentgeltsystematik zumindest innerhalb der europäischen Union anzustreben. Denn Use Cases im Bereich des bidirektionalen Ladens sind neben den technischen Voraussetzungen – hier insbesondere ISO 15118-20 – von den regulatorischen Rahmenbedingungen der zu zahlenden (Netz-) Entgelte abhängig.

Bei einer näheren Betrachtung der Situation in anderen europäischen Ländern zeigt sich, dass Länder mit einer ähnlichen Ausgangslage wie Deutschland aktuell auch ähnliche Fragen diskutieren. In vielen Ländern mit Anpassungsbedarf entwickelt sich die Diskussion in die Richtung von leistungs- und kapazitätsbasierten Netzentgeltsystemen. In einem ersten Schritt kann dies die Einführung eines ex-post Leistungspreises auch für Haushaltskunden bedeuten (vgl. Österreich). Die Weiterentwicklung erfolgt somit stufenweise und ist eng mit der Entwicklung des Smart Meter Rollouts verbunden. Ex-ante basierte Kapazitätspreise werden ebenfalls diskutiert, wurden aber in den vergangenen Jahren in keinem europäischen Land neu eingeführt. Grundsätzlich erscheint dies perspektivisch eine weitere Entwicklungsstufe zu sein. Eine Kombination mit zeitlich unterschiedlichen Kapazitätshöhen (vgl. Italien) ist als darauf aufbauende Ausprägungsvariante möglich. Auch für Deutschland könnte diese evolutionäre Vorgehensweise ein Weg sein. Eine grundsätzliche Anpassung der Netzentgeltsystematik sowie eine Beschleunigung des Smart Meter Rollouts für Haushaltskunden erscheint vor dem Hintergrund des stark steigenden Zulassungszahlen der Elektromobilität in der kommenden Legislaturperiode dringend geboten.

Die Bearbeitung der hier beschriebenen Inhalte erfolgt im Verbundprojekt unIT-e² - Reallabor für verNETZe E-Mobilität. Die Aktivitäten der FfE im Verbundprojekt unIT-e² im Rahmen des Förderprogramms „Wettbewerb Elektromobilität und Integration in das Energiesystem vom 29. Juni 2020“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert (Förderkennzeichen: 01MV21UN11).

Literatur:

[1] Statista: Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos (BEV) in ausgewählten Ländern in Europa von Januar bis September 2021 (und Vergleich zum Vorjahreszeitraum)
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/429428/umfrage/anzahl-der-verkaeufe-von-elektroautos-nach-laendern-quartalszahlen/>, zuletzt abgerufen am 08.12.2021.

[2] Friedl, G. et al.: Der E-Mobilitäts-Blackout, Oliver Wyman, 2018.

[3] ACER: Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe, 2021.

[4] CEER: Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition. Distribution Systems Working Group, 2020.

[5] Schulze, Y. et al.: Was ist Netzdienlichkeit?. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2021. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE e.V.), 2021.

[6] E-Control: „TARIFE 2.1“ WEITERENTWICKLUNG DER NETZENTGELTSTRUKTUR FÜR DEN STROMNETZBEREICH. Positionspapier, 2021.

[7] VREG: Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024, 2020.

[8] Eurelectric: The missing piece Powering the energy transition with efficient network tariffs, 2021.

[9] Estermann, T. et al.: Smart Metering in Europa – Was machen unsere Nachbarn? <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/smart-metering-in-europa-was-machen-unsere-nachbarn/>, zuletzt abgerufen 08.12.2021.

Autoren:

Elisabeth Springmann



Wissenschaftliche Mitarbeiterin der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München (FfE) und stellvertretende Gesamtprojektleiterin von unIT-e²

espringmann@ffe.de

Bild: Enno Kapitza

Simon Rodler

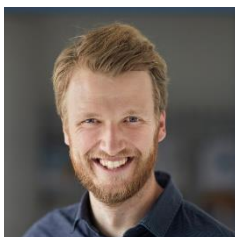


Wissenschaftliche Hilfskraft der FfE im Projekt unIT-e²

srodler@ffe.de

Bild: privat

Simon Köppl



Wissenschaftlicher Mitarbeiter der FfE und Gesamtprojektleiter von unIT-e²

skooppl@ffe.de

Bild: Enno Kapitza