

Dynamische Stromtarife vs. Bidirektionales Laden

Die Treiber des Netzausbaus in der Niederspannung

Dynamische Stromtarife vs. Bidirektionales Laden

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

UN | IT | E²

Reallabor für verNETzte E-Mobilität

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Veröffentlicht am
22.08.2024

Autor:innen:
Niklas Jooß
Andreas Weiß
Christoph Müller

Review:
Janis Reinhard

Stellv. wissenschaftlicher Leiter
Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung
Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Projektpartner

Ein Konsortium, bestehend aus insgesamt 31 Partnern der Bereiche Automobil- und Energiewirtschaft, IT und Ladeinfrastruktur sowie Wissenschaft, beschäftigt sich im Rahmen von vier deutschlandweiten Feldversuchen mit der vernetzten E-Mobilität. Im Fokus steht dabei die nutzerfreundliche, großflächige Umsetzung von intelligenten Ladekonzepten.

Weitere Informationen: unit-e2.de

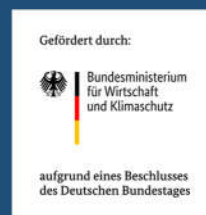
Bitte zitieren als

Jooß, Niklas; Weiß, Andreas; Müller, Christoph:
Dynamische Stromtarife vs. Bidirektionales Laden -
Die Treiber des Netzausbaus in der Niederspannung -
FfE Discussion Paper 2024-04 München:
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2024

ISSN: 2700-7111

Förderkennzeichen

Das Forschungsprojekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert (Förderkennzeichen: 01MV21UN11).



Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Die Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors soll einen entscheidenden Beitrag zu dessen Dekarbonisierung leisten. Somit ist in den nächsten Jahren eine steigende Anzahl an Wärmepumpen, an batterieelektrischen Fahrzeugen, sowie die damit einhergehende Ladeinfrastruktur zu erwarten. Das stellt für die Niederspannungsnetze eine veränderte Belastung dar. Im Vergleich zu anderen Verbrauchern der Niederspannungsebene, bieten Elektrofahrzeuge mit ihren großen Speicherkapazitäten und hohen Ladeleistungen ein großes Flexibilitätspotenzial. Dieses Flexibilitätspotenzial kann genutzt werden, um erneuerbaren Strom direkt zu nutzen und so den Zubaubedarf von Speichern oder Gaskraftwerken zu reduzieren [1].

Exposition

Das Heben dieser Flexibilitäten soll durch die Einführung von Preissignalen in den Stunden angereizt werden, in welchen das Energiesystem besonders davon profitiert. Die Preissignale sollen dabei in Form eines dynamischen Haushaltsstrompreises etabliert werden. Dieser setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen, welche für den Endkunden bereits heute entsprechend verschiedener Rahmenbedingungen variieren (z. B. ortsspezifische Netznutzungsentgelte). Die Ausgestaltung eines dynamischen, Flexibilität anreizenden Preissignals kann in verschiedenen Komplexitätsstufen erfolgen. Der einfachste Fall ist ein Tarif mit zwei unterschiedlichen Tarifstufen (Hoch-/Niedertarif), die zu festen Uhrzeiten gelten und somit durch hohe Preissignale in Spitzenlastzeiten, den Strombezug bei optimiertem Verhalten der Letztverbraucher vermindern können. Eine weitere, komplexere Möglichkeit sind variable Tarife, welche die Börsenpreise abbilden und jeweils einen Tag im Voraus bereitgestellt werden. Wird außerdem die Einspeisung dynamisch vergütet, wird ein Arbitrage-Handel mit einem netzrückspeisenden Stromspeicher oder einem bidirektionalen und somit rückspeisefähigen Elektrofahrzeug wirtschaftlich attraktiv. Gegenüber dem klassischen, jährlich konstanten Haushaltsstrompreis bietet die Dynamisierung bei preisvolatilem Verhalten der Endkunden einige Kostenreduktionspotenziale. Ab dem Jahr 2025 sind alle Stromlieferanten dazu verpflichtet, ihren Kunden einen dynamischen Stromtarif anzubieten. Das durch die Einführung dynamischer Stromtarife potenziell deutlich verändertes Verbraucherverhalten hat große Einflüsse auf die Auslastung der Verteilnetze und stellt für Verteilnetzbetreiber somit einen relevanten Faktor in Netzplanung und -betrieb dar.

Zur Bewertung verschiedener Einflüsse, werden in einer Fallstudie über verschiedene Szenarien die Auswirkungen auf die Verteilnetze analysiert. Die Bewertung der Auswirkungen erfolgt dabei simulativ mit dem „Stromnetz- und Energiesystem-Modell für Verteilnetze – GridSim“ [2].

Es stellen sich die folgenden Forschungsfragen, welche in diesem Discussion-Paper analysiert werden:

- Welche Auswirkungen haben verschiedene Durchdringungsgrade an Elektrofahrzeugen, welche sich uni-/bidirektional an dynamischen Strompreisen orientieren, auf die Netzbelastung?
- Welche Netzausbaumaßnahmen sind zukünftig dadurch zu erwarten?
- Inwiefern wird durch das Zusammenspiel von bidirektionalem Laden und dynamischen Strompreisen (Arbitragehandel) das Netz mehr belastet als durch die Optimierung unidirektionaler Fahrzeuge?

1.1 Ausgangslage

Die Ausgangslage dieser Fallstudie stellt die in [3] durchgeführte Szenario-Studie von über 1.200 Netzen der Niederspannungsebene für das Jahr 2040 dar. Die dabei definierten Szenarien unterscheiden sich darin, ob die Elektrofahrzeuge uni- oder bidirektional sind und ob starre oder dynamische Stromtarife vorliegen. In einem simulierten Szenario wurden alle Hausanschlüsse mit PV-Anlagen und optimierbaren Komponenten wie Batteriespeicher oder unidirektionalen Elektrofahrzeuge auf einen maximalen Eigenverbrauch optimiert. Das gleiche Verhalten wurde in einem anderen Szenario mit bidirektionalen Elektrofahrzeugen abgebildet. In zwei weiteren Szenarien lagen jeweils variable Bezugspreise vor. In einem weiteren Szenario mit bidirektionalen Elektrofahrzeugen war zusätzlich die Vergütung für eingespeisten Strom variabel, wodurch zeitlicher Arbitrage-Handel abgebildet wurde. Zur besseren Einordnung wurde außerdem ein Referenzszenario simuliert, bei dem sich alle Verbraucher bedarfsorientiert verhielten, sowie ein „realistisches“ Szenario, bei dem eine Durchmischung der Use Cases angenommen wurde.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Netzgebiete in Szenarien ohne variable Bezugspreise geringfügig (~1 %) weniger überlastet sind als im ungesteuerten Referenzszenario, in welchem 42,9 % der untersuchten Netze überlastet sind. In den Szenarien mit variablen Bezugspreisen treten aufgrund der Tarifoptimierung beim Laden von Elektrofahrzeugen vermehrt Gleichzeitigkeiten auf. Dadurch steigt in den Szenarien mit

dynamischen Stromtarifen und preisoptimierten Elektrofahrzeugen die Anzahl der überlasteten Netzgebiete auf über 68,7 % (unidirektional) bzw. 71,1 % (bidirektional) an. Im „realistischen“ Szenario mit einem Mix an Use Cases treten die wenigsten Netzüberlastungen (40,5 %) auf.

Abgesehen vom realistischen Szenario stellen alle Szenarien gewissermaßen „Extremszenarien“ dar, da ausnahmslos alle Elektrofahrzeuge im Netzgebiet an einem Use Case teilnehmen. Um realistischere Ergebnisse zu erzielen und den Einfluss der preisoptimierten Elektrofahrzeuge zu analysieren, sollen weitere Sensitivitäten simuliert werden, in denen der Anteil an preisoptimierten uni- oder bidirektionalen Elektrofahrzeugen variiert wird. Die zugrunde liegenden Methodiken für die Auslegung und Verteilung der Komponenten können im Detail [3] entnommen werden. Wichtige Parameter, sowie Abweichungen werden im Folgenden hervorgehoben.

1.2 Szenario-Design

Für die in dieser Fallstudie folgenden Berechnungen der Netzauslastung stehen erneut die 1.206 Netze zur Verfügung, die der FfE im Rahmen des BDL-Projekts analysiert hat [4]. Diese stammen aus verschiedenen Regionen Bayerns und stellen eine Stichprobe aus primär ländlichen bis vorstädtischen Netzen dar, welche realitätsnah modelliert und über einen umfangreichen Szenario-Prozess in das Projektionsjahr 2040 entwickelt wurden [5]. Dies inkludiert die Prognose und räumliche Verteilung von Flexibilitäten an den Gebäuden respektive Netzverknüpfungspunkten im Verteilernetz. Berücksichtigt wurden dabei: Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, PV-Anlagen, elektrische Batteriespeicher und thermische Speicherheizungen.

Die Verteilung der Elektrofahrzeuge stützt sich auf das von der FfE erstellte solidEU-Szenario aus dem eXtremOS-Projekt [6]. Die Regionalisierung der privaten Elektrofahrzeuge basiert auf der Methodik der „Kurzstudie Elektromobilität“ [7], welche die Regionalisierung der Elektrofahrzeuge für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2035 [8] beschreibt. Im Mittel ergibt sich daraus für das Jahr 2040 im Schnitt 1,1 Elektrofahrzeuge pro Hausanschluss. Zusätzlich werden die Elektrofahrzeuge in die drei Fahrzeugtypen Klein- (27,6 %), Mittelklasse- (40,6 %) und Oberklassewagen (31,8 %) mit den zugehörigen Batteriekapazitäten von 38, 60 und 100 kWh eingeteilt [9], [10]. Die (Ent-)Ladeleistung der Elektrofahrzeuge beträgt maximal 11 kW. Ebenso wie die Szenarien für Elektrofahrzeuge basiert das Szenario für die Verteilung der Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen auf dem

solidEU-Szenario [6]. Im untersuchten Jahr 2040 gibt es somit zahlreiche Netzgebiete mit 20 – 60 % Wärmepumpenanteil in den Gebäuden. Die Methodik der Verteilung der PV-Anlagen und der Batteriespeicher ist äquivalent zur Verteilung in [3], die Hochlaufzahlen wurden jedoch dem neu vorliegenden Netzentwicklungsplan 2037 angepasst. In den untersuchten Szenarien verhalten sich die Wärmepumpen rein bedarfsorientiert. Die Batteriespeicher optimieren primär den PV-Eigenverbrauch oder orientieren sich an der Steuerung der Elektrofahrzeuge.

In den Szenarien der in dieser Publikation durchgeführten Fallstudie werden variable Bezugspreise genutzt. Hierfür werden Preiszeitreihen für das entsprechende Jahr verwendet, die aus dem von der FfE entwickelten Energiesystemmodell ISAaR stammen [11] und dadurch z. B. zukünftige Anteile an Erneuerbare Energien-Anlagen in der Beschaffung berücksichtigen. Die Preise variieren sowohl tages- als auch jahreszeitlich stark (0 – 498,3 €/MWh) bei einem Mittelwert von 41,7 €/MWh (dies entspricht 4,17 ct/kWh). Insgesamt treten in 1.302 Stunden Preise unterhalb von 0,1 €/MWh auf. Zum Börsenpreis wird bei Haushaltskunden ein Aufschlag von 20,5 ct/kWh für Steuern, Abgaben und Umlagen addiert. Dieser Wert orientiert sich an bereits heute verfügbaren Stromtarifen, welche die variablen Börsenpreise an Kunden weitergeben [12]. Bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung wird lediglich der fixe Arbeitspreis durch die variablen Börsenpreise ersetzt. Der Leistungspreis ist unverändert.

Ein Fokus der durchgeführten Fallstudie ist die Analyse der Netzbelastung durch die Netzzurückspeisung von bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen. Diese verhalten sich entsprechend den verschiedenen Use-Cases, entweder als lokaler, on-site optimierter Speicher (behind the meter) oder bei entsprechendem Preisanreiz auch als Ein-/Rückspeiser von Energie in das Netz (V2G bzw. in front of the meter). Als Anreiz für eine systemdienliche Rückspeisung wird von einem zukünftig angepassten, regulatorischen Rahmen ausgegangen, bei dem für die rückgespeiste Energie, äquivalent zu stationären Batteriespeichern, eine Befreiung von Netznutzungsentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen, also staatlich induzierte Preisbestandteile (SIP), gilt. Bei großen Preisunterschieden ist somit eine Rückspeisung ins öffentliche Netz aus Kundensicht wirtschaftlich attraktiv. Dieser sogenannte Arbitrage-Handel führt aus System Sicht zu einer Glättung der Börsenpreise und indirekt zu einer besseren Integration der erneuerbaren Energien.

Insgesamt werden in dieser Veröffentlichung acht Sensitivitäten analysiert und vorgestellt. Als Referenz wurde für das Betrachtungsjahr 2040 der bedarfsorientierte Fall (ungesteuert) mit dem preisoptimierten unidirektionalen Laden (uni) und dem Szenario mit bidirektionalen Elektrofahrzeugen sowie variablen Einspeisevergütung (V2G) verglichen. Abweichend zur zugrundeliegenden Szenario-Studie in [3] werden die Teilnahmequoten der Elektrofahrzeuge an preisoptimierten (und bidirektionalen) Use Cases variiert und es nehmen nicht mehr alle Elektrofahrzeuge am äquivalenten Use Case teil. Für die Szenarien „uni“ und „V2G“ weisen jeweils 10 %, 20 % oder 40 % der Elektrofahrzeuge eine preisoptimierte Ladestrategie auf. Im weiteren Szenario „PV-optimiert“ werden Elektrofahrzeuge unidirektional geladen und die Flexibilitätsoptimierung den PV-Eigenverbrauch.

Die Szenarien werden in Jahressimulationen mit dem Modell GridSim simuliert, die Lastflüsse analysiert und etwaige Netzüberlastungen durch Netzausbaumaßnahmen behoben sowie bewertet. Der Fokus der nachfolgend vorgestellten Ergebnissen liegt primär auf dem Vergleich der verschiedenen Szenarien in Hinblick auf die auftretenden Netzüberlastungen sowie dem daraus resultierenden Netzausbaubedarf.

1.3 Ergebnisse

Bei auftretenden Netzengpässen wird im Simulationsmodell das Netz ausgebaut. Engpässe durch überlastete Leitungen werden durch iteratives Verlegen von

Parallelkabel behoben. Überlastete Transformatoren werden durch Transformatoren aus nächstgrößerer Leistungsklasse ersetzt. Spannungsbandprobleme werden durch das Verlegen von Parallel-Kabeln behoben. Um die damit verbundenen Netzausbaukosten abzuschätzen, werden konstante Kosten pro Kilometer, bzw. Transformator oder Station angenommen. Beim Ausbau von Leitungen (im betrachteten ländlichen Raum) werden für die Kabelverlegung Kosten von 39.000 €/km und für das Kabelmaterial Kosten von 28.000 €/km angenommen. Der Tausch des Transformators verursacht Kosten von 15.000 € und ein Stationsneubau kostet 51.000 €. Die genannten Kosten basieren auf mehreren Quellen [13], [14], [15] und [16] und Annahmen von inflationsbedingter Preissteigerung.

Die auftretenden Netzüberlastungen sind in Abbildung 1 prozentual dargestellt. Ein Netz gilt, als überlastet sobald eine Grenzwertüberschreitung mindestens einmal auftritt. Die betrachteten Engpässe sind überlastete Leitungen, obere und untere Spannungsbandverletzungen und überlastete Transformatoren bei zu hoher Last oder Rückspeisung ins übergeordnete Netz. Die Grenzwerte der Leitungen und Transformatoren entsprechen hier 100 % des Nennwertes der maximalen Betriebsmittelauslastung je Phase. Für die Spannungsbandverletzungen wird analog zu [17] ein zulässiges Spannungsband von 0,94 – 1,06 pu betrachtet.

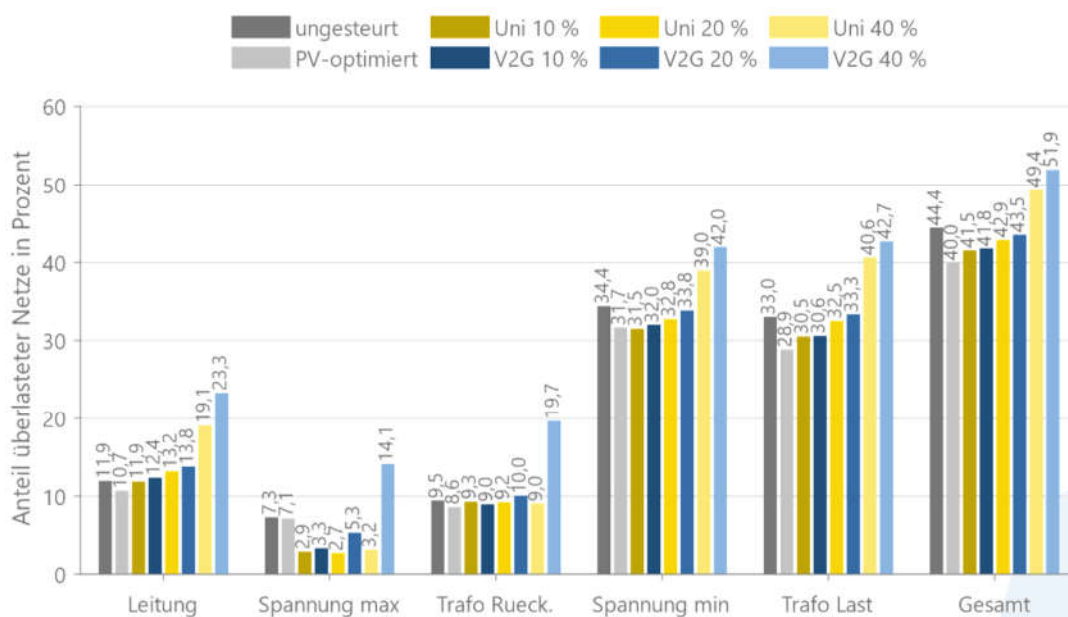


Abbildung 1: Anteil der überlasteten Netze nach Überlastungsart im Jahr 2040 für die verschiedenen Szenarien

Wie in Abbildung 1 bei den gesamten Überlastungen zu sehen ist, sind in allen Szenarien mit bis zu 20 % preisoptimierter Elektrofahrzeuge weniger Netze überlastet als im ungesteuerten Fall. Leitungsüberlastungen nehmen mit steigender Anzahl an Fahrzeugen, die sich nach dynamischen Tarifen richten generell zu.

Die oberen Spannungsbandverletzungen sind mit dynamischen Tarifen geringer als im ungesteuerten Fall. Nur im Szenario mit einem V2G-Anteil von 40 % tritt diese Überlastungsart um Faktor 1,9 häufiger auf. Obere Spannungsbandverletzungen treten bei hoher PV-Einspeisung auf. Eine grundsätzlich hohe PV-Einspeisung führt wiederum zu niedrigen Börsenpreisen. Dynamische Tarife sorgen dafür, dass zu diesen Zeitpunkten niedriger Strompreise Elektrofahrzeuge geladen werden, wodurch grundsätzlich weniger obere Spannungsbandverletzungen auftreten. Die Überlastung durch zu hohe Traforückspeisung ist in allen Szenarien ähnlich, bis erneut auf das Szenario mit einem V2G-Anteil von 40 %. Die unteren Spannungsbandverletzungen, sowie die lastseitigen Trafoüberlastungen treten bei bis zu 20 % preisoptimierter Elektrofahrzeuge seltener auf als im ungesteuerten Fall. Die dynamischen Stromtarife sorgen dafür, dass weniger Elektrofahrzeuge zur klassischen Pendler-Lastspitze am Abend geladen werden. Es findet eine Verlagerung der Ladezeiten von preisoptimierten Elektrofahrzeugen aus den Abendstunden in die Mittagszeit und in die Nacht statt. Die geringsten Überlastungen treten im Szenario mit optimierten PV-Eigenverbrauch auf, da in diesem Fall das Netz grundsätzlich weniger in Anspruch genommen wird, wodurch allerdings auch kein direkter systemischer Benefit resultiert.

Um die Netzüberlastungen zu beheben, sind je nach Überlastungsart unterschiedliche Arten des Netzausbaus notwendig. Abbildung 2 verdeutlicht die resultierenden Ausbaurkosten für die verschiedenen Szenarien aufgliedert in Kostenbestandteile für neue Leitungen, Leitungsverlegung, Trafotausch/-zubau, sowie Stationsneubau.

Die Ergebnisse zeigen, dass die niedrigsten Netzausbaurkosten bei einem Anteil von 10 % preisoptimierten bidirektionalen Elektrofahrzeugen erreicht werden. In diesem Szenario (V2G 10 %) sind die Ausbaurkosten um 13,7 % geringer als im ungesteuerten Fall. Auch bis zu einem Anteil von 20 % dynamisch optimierten, uni-/bidirektionalen Elektrofahrzeugen sind die Ausbaurkosten geringer als im ungesteuerten Szenario. Bei höheren Anteilen nimmt die Überlastung der Transformatoren aufgrund von Rückspeisung ins Netz und der daraus resultierenden Last stark zu, was sich auch in den Ausbaurkosten spiegelt. Bei einem Anteil von 40 % dynamischen Elektrofahrzeugen entstehen im bidirektionalen Fall höhere Ausbaurkosten als bei unidirektionalen Elektrofahrzeugen. Obwohl im Szenario PV-optimiert insgesamt weniger Netze überlastet sind, sind die Ausbaurkosten leicht höher als bei 10 % preisoptimierter Elektrofahrzeuge. Dies ist zurückzuführen auf den höheren Anteil oberen Spannungsbandverletzungen, aufgrund welcher im PV-optimierten Szenario mehr Leitungen ausgebaut werden müssen als im 10 %-preisoptimierten Fall.

Abbildung 3 zeigt die aufsummierte Leitungslänge und resultierende Verlegelänge, die notwendig ist, um die überlasteten Leitungen zu verstärken. Die Verlegelänge ist dabei maximal so groß wie die notwendige Leitungslänge, da einige Leitungen mehr als einmal

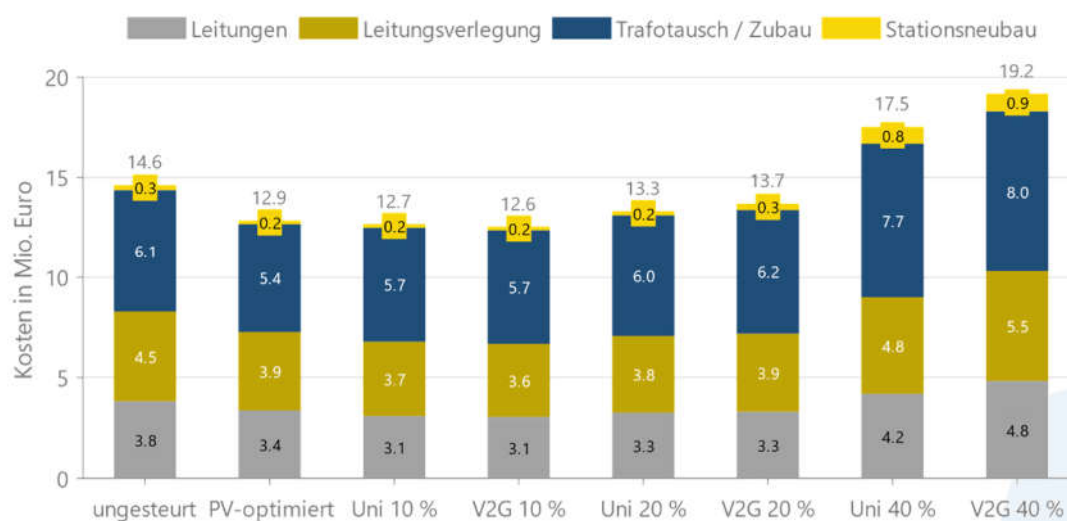


Abbildung 2: Notwendige Ausbaurkosten für das Jahr 2040, um die aufgetretenen Überlastungen zu beheben

verstärkt werden müssen, was beim heute durchgeführten Netzausbau durch das Verlegen von Leerrohren bei den ersten Netzverstärkungsmaßnahmen berücksichtigt wird, wodurch die Kosten durch das Verlegen eines weiteren Parallelkabels im gleichen Leitungsabschnitt reduziert werden.

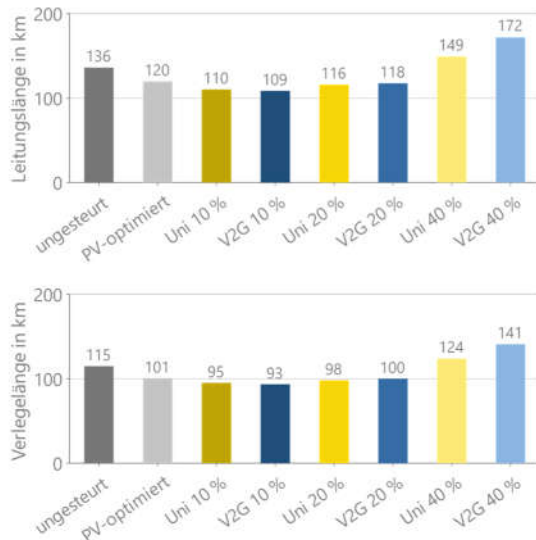


Abbildung 3: Aufsummierte Leitungslänge und Verlegelänge, die im Jahr 2040 hinzugebaut werden muss

Durch einen geringen Anteil (10 %) preisoptimierter Elektrofahrzeuge kann die benötigte Leitungslänge um bis zu 19,1 % und die Verlegungslänge um bis zu 17,4 % gegenüber dem ungesteuerten Fall reduziert werden. Bei 40 % V2G Fahrzeugen steigt dagegen der Bedarf an zusätzlichen Leitungen um 26,5 % und die Verlegelänge um 22,6 %. Im Vergleich zu unidirektionalen Elektrofahrzeugen erhöht sich bei 40 % V2G-Fahrzeugen durch die Rückspeisefähigkeit der Bedarf an Leitungen um etwa 15 % und die Verlegelänge steigt um 14 %. Bis zu einem Anteil von 20 % preisoptimierter Elektrofahrzeuge sind die notwendigen Leitungs- und Verlegelängen kürzer als im ungesteuerten und PV-optimierten Szenario.

Sobald die Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz oder die daraus bezogene Last die Nennkapazität des Transformators übersteigt, ist ein Austausch notwendig. Abbildung 4 stellt die Anzahl der notwendigen ausgetauschten Transformatoren, sowie die notwendige zugebaute Transformatorkapazität dar.

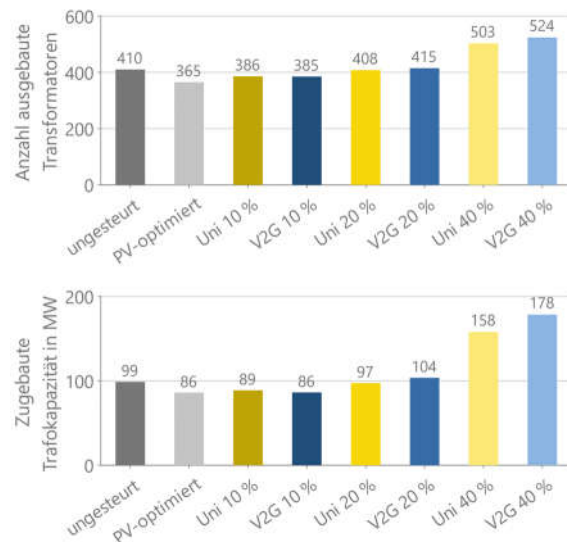


Abbildung 4: Anzahl ausgetauschter Transformatoren und notwendige, zugebaute Transformatorkapazität im Jahr 2040

Im Szenario, das auf PV-Eigenverbrauch optimiert ist, ist die Belastung auf die Transformatoren am geringsten, da im Vergleich der größte Anteil erzeugter Energie direkt in den Haushalten genutzt wird und nicht über die Transformatoren fließt. Die Anzahl auszutauschender Transformatoren sinkt bei einem V2G-Anteil von 10 % gegenüber dem ungesteuerten Laden um 6,1 % und die zugebaute Transformatorkapazität um 13,1 %, was erneut auf die reduzierten Gleichzeitigkeiten in der abendlichen Lastspitze zurückzuführen ist. Bei einem Anteil von 40 % V2G Fahrzeugen steigt die Anzahl auszutauschender Transformatoren um 28 % und die zugebaute Transformatorkapazität um 80 % gegenüber dem ungesteuerten Fall.

1.4 Einordnung der Ergebnisse und Fazit

Die Sensitivitätsanalyse zu dynamischen Strompreisen und bidirektionalem Laden (mit NetZRückspeisung) verdeutlichen im Wesentlichen drei zentrale Aspekte.

Als erster Aspekt ist zu nennen, dass bis zu einem Anteil von ca. 30 % an preisoptimiert ladenden Elektrofahrzeugen (uni- und bidirektional) gegenüber dem Referenzfall ungesteuert ladender Fahrzeuge keine Mehrbelastung des Verteilnetzes resultiert. Wie Abbildung 2 zeigt, bewirkt ein Anteil von 10 % preisoptimierter Elektrofahrzeuge, sowohl uni- als auch bidirektional, die niedrigsten Netzausbaukosten. Die Ergebnisse zeigen, dass die Netze bei diesem geringen Anteil entlastet werden. Es findet eine Lastverschiebung von den teuren Abendstunden in günstigere Zeiträume statt. Die durch menschliches

Verhalten geprägte, abendliche Lastspitze wird dadurch abgemindert und Netzausbau reduziert.

Als zweite wesentliche Erkenntnis ist hervorzuheben, dass bei Anteilen von ca. über 30 % preisoptimierter Elektrofahrzeuge der Anteil überlasteter Netze und damit auch die Netzausbaukosten das ungesteuerte Szenario überschreiten. Richtet sich eine größere Menge an Akteure nach den Preissignalen, entstehen durch die preisoptimierte Betriebsweise neue Gleichzeitigkeiten respektive neue Netzengpässe.

Als dritter zentraler Aspekt ist der Unterschied der resultierenden Netzbelastung von uni- und bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen zu nennen, welche sich nach einem dynamischen Strompreis optimieren. Hier wird deutlich, dass erst im Szenario mit 40 % preisoptimierter Elektrofahrzeuge ein signifikanter Unterschied zwischen uni- und bidirektionalen Laden resultiert. Gegenüber dem Referenzszenario sind die Kosten für 40 % preisoptimierte unidirektionale Elektrofahrzeuge um 23 % höher, die Kosten für das Szenario mit 40 % V2G- Elektrofahrzeugen um 32 %. Wie Abbildung 1 verdeutlicht, ist dies zurückzuführen, auf Zeitpunkte in welchen die Elektrofahrzeuge dann in das Netz rückspeisen und es in deutlich mehr Netzen zu einspeisebedingten Überlastungen kommt.

Grundsätzlich wird deutlich, dass der Netzausbau im Wesentlichen durch die Integration von Flexibilitäten, losgelöst von deren Betriebsweise, erfolgen muss und dadurch den *zentralen Treiber des Netzausbaus in der Niederspannungsebene* darstellt. Die Optimierung des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen nach einem dynamischen Strompreis wird sich bei Anwendung in geringen Durchdringungsgraden sogar netzentlastend auswirken, da eine Vergleichmäßigung der abendlichen Lastspitze über den Tag resultiert.

Die Analyse der Ergebnisse kann den Eindruck erwecken, das sich das Heben größerer Anteile an „Flexibilität“ nachteilig auswirkt, da dadurch lokal höhere Netzausbaukosten anfallen. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass diese Flexibilität auf marktlicher oder systemischer Ebene zum Ausgleich volatiler Erzeugung beiträgt. Dies trägt zur verbesserten Integration von erneuerbaren Energien bei und kann an anderer Stelle auch Kosten einsparen, da durch die direkt abgenommene Energie die Errichtung weiterer Speicherkapazitäten (z. B. stationäre Großbatteriespeicher) vermindert werden kann. [18]

Auch dem Hochlauf der Integration von V2G-Fahrzeugen attestieren die Simulationsergebnisse kein negatives Ergebnis. Bis zu einem nicht unwesentlichen Anteil von 40 % hat das bidirektionale preisoptimierte Laden aus Perspektive des Niederspannungsnetzes keine signifikanten Nachteile gegenüber dem unidirektionalen preisoptimierten Laden. Auch hier gilt zu berücksichtigen, dass der marktliche oder systemische Nutzen bidirektionaler Fahrzeuge in dieser Studie nicht explizit ausgewiesen wird, jedoch gegenüber dem unidirektionalen Laden einen noch größeren Vorteil birgt.

1.5 Limitationen der Fallstudie

Es gilt zu berücksichtigen dass dem Modell einige Limitationen zugrunde liegen. Auf die zentralen Limitationen wird im Folgenden hingewiesen.

Die Analysen basieren auf 1.206 Niederspannungsnetzen der Bayernwerk Netz GmbH, die sich überwiegend im ländlichen Raum befinden. Die in dieser Studie getätigten Aussagen können somit nur bedingt auf z. B. städtische oder anders strukturierte/betriebene Netzgebiete übertragen werden.

Eine weitere, wesentliche Einschränkung der Szenarien ist, dass Wärmepumpen in den vorliegenden Szenarien bewusst rein bedarfsorientiert betrieben wurden, um die Sensitivität des uni- und bidirektionalen Ladens zu betonen. Die elektrische Leistung von Wärmepumpen befindet sich in einer ähnlichen Größenordnung wie die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen. Der Grad der Netzbelastung wird somit in den betrachteten Szenarien tendenziell unterschätzt. Die zeitgleiche Berücksichtigung preisoptimiert betriebener Wärmepumpen könnte die Verteilnetze zusätzlich belasten.

Aufgrund des linearen Optimierungsmodells wird der Wirkungsgrad der Ladung, bzw. Entladung der Elektrofahrzeuge als konstant angenommen. Aus Komplexitätsgründen werden außerdem auf Selbstentladeeffekte der Batterie von Elektrofahrzeugen und auf die Reduktion der Ladeleistung bei steigendem Ladezustand verzichtet. Somit kann immer mit der vollen zur Verfügung stehenden Ladeleistung geladen werden. Im Rahmen dieser Studie und in [3] werden maximale Leistungen von 11 kW betrachtet, sodass diese Vereinfachung als weniger relevant als bei höheren Ladeleistungen angesehen wird.

In der jetzigen Betrachtung gilt eine Leitung und ein Trafo als überlastet, sobald in einem Zeitschritt die für Dauerbelastung maximal zulässige Leistung respektive der maximale Strom überschritten wird. In der Realität würde dies erstmalig noch nicht zu einem Ausfall des Betriebsmittels führen, sondern zunächst zu einer Erwärmung. Liegt die Erwärmung über einen längeren Zeitraum vor, würde es zu einem Ausfall kommen. Der Grad der Netzüberlastung aufgrund überlasteter Netzbetriebsmittel wird aufgrund der Zeitscheibenbetrachtung tendenziell überschätzt. Ein kontinuierliches thermisches Modell könnte hier einen Beitrag zu einem realitätsnäheren Ergebnis liefern.

Es gilt zu berücksichtigen, dass in dieser Publikation das Thema der Flexibilität durch uni- und bidirektionale Elektrofahrzeuge, welche sich auf Basis dynamischer Strompreise optimieren, ausschließlich aus Perspektive des Niederspannungsnetzes analysiert wird. Diese bewusst sehr einseitige Betrachtung ermöglicht einerseits eine konkrete Aussage hinsichtlich dem Grad der Netzbelastung, birgt andererseits jedoch die Gefahr einer zu negativen Wahrnehmung gegenüber dem marktlichen und systemdienlichen Flexibilitätswert. Auch etwaige Rückkopplungseffekte zwischen Markt und Flexibilität sind nicht berücksichtigt. Das (bidirektionale) Laden von Elektrofahrzeugen auf Basis günstiger Strompreisspreads auf Kurzzeitmärkten führt bei einer großen Menge an Elektrofahrzeugen rückkoppelnd auch wieder zur Reduktion dieser Spreads, da die Nachfrage steigt, was in nächster Iteration wieder das Ladeverhalten der Flexibilitäten beeinflusst. In Summe wird somit nur ein Teilaspekt des preisoptimierten (bidirektionalen) Ladens bewertet, was bei der ganzheitlichen Einordnung der Thematik berücksichtigt werden muss.

Abschließend wird darauf hingewiesen, dass die Verteilung der Komponenten und die daraus folgenden Flexibilitätsoptionen, welche in das Jahr 2040 prognostiziert wurden, zahlreichen Unsicherheiten, wie beispielsweise regulatorischen oder technischen Entwicklungen unterliegen. So steht beispielsweise die in der Publikation angenommene Befreiung staatlich induzierte Preisbestandteile bei Rückspeisung, deren Umsetzung signifikant für Erlösaussichten von V2G sind, kontrovers in der Diskussion. Solche Entwicklungen können im Rahmen der Modellierung nur bedingt antizipiert werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Berlin: Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022.
- [2] Weiß, Andreas et al.: Analyse methodischer Modellierungsansätze im Kontext von Verteilnetzsimulationen. In: IEWT 2021 - 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.
- [3] M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Witzmann, Rolf: München, 2023. <https://mediatum.ub.tum.de/1686443>
- [4] Faller, Sebastian et al.: Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2020. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.
- [5] Schulze, Y. et al.: Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe. In: 12. Int. Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.
- [6] Guminski, Andrej et al.: eXtremOS Summary Report - Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe. Munich: FfE, 2021.
- [7] Ebner, Michael et al.: Kurzstudie Elektromobilität - Modellierung für die Szenarientwicklung des Netzentwicklungsplans. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2019.
- [8] Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: Übertragungsnetzbetreiber, 2021.
- [9] Bestand an Pkw nach Segmenten und Modellreihen am 1.1.2021 gegenüber 1.1.2020: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2021.
- [10] Müller, Mathias; Blume, Yannic; Reinhard, Janis: Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load. In: Energy 255, 124537. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>
- [11] Böing, F., & Regett, A. (2019). Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. Energies, 12(12), 2260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.
- [12] aWATTar: Tarif Hourly-Cap. In: <https://www.awattar.de/tariffs/hourlycap>. (Abruf am 2021-06-22); Berlin: aWATTar Deutschland GmbH, 2021.
- [13] Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise: Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus: Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP), 2019.
- [14] Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M.: Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. In: Zdrallek, M., Neue Energie aus Wuppertal, Band 35, Bergische Universität Wuppertal: Wuppertal, 2021
- [15] Wohlschlager, Daniela; Köppl, Simon Dipl.-Ing.: Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen - Stand Mai 2015 - Kostenparameter für Komponenten ausgewählter netzstabilisierender Maßnahmen im Niederspannungsnetz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015
- [16] Witzmann, Rolf; Altschäffli, Sascha; Esslinger, Peter; Lödl, Martin; Pardatscher, Robert; Stöckl, Georg; Viernstein, Lorenz: Verteilnetzstudie Bayern 2013 - Ausbaubedarf bis 2021 - Basisszenario. München: Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2013
- [17] dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
- [18] Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.

