

Netzdienliches Laden von Elektroautos unter verschiedenen Tarifmodellen

Florian Samm¹, Julia Vopava-Wrienz, Thomas Kienberger

Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße 18,
8700 Leoben, +43 3842 402 5411, florian.samm@unileoben.ac.at, evt-unileoben.at

Kurzfassung:

Die Verwendung von intelligenter Ladeinfrastruktur stellt eine Möglichkeit dar, die Belastung der Verteilnetze bedingt durch den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen zu reduzieren. Als Anreiz für möglichst netzdienliches Laden kommen verschiedene Tarifmodelle in Frage. In dieser Arbeit wird ein Vergleich angestellt zwischen dem derzeit in Österreich gültigen Netztarifmodell, einem zeitvariablen Netztarif sowie einem Leistungspreis. Die Bewertung der verschiedenen Modelle erfolgt anhand eines Anwendungsfalles: Dabei wird ein Einfamilienhaus mit eigenem Ladepunkt in zwei Szenarien untersucht. In Szenario A ist das Laden ausschließlich von abends bis zum nächsten Morgen möglich. In Szenario B hingegen kann ganztägig geladen werden, zusätzlich liefert eine PV-Anlage Strom für Haushalt und Ladepunkt. Für beide Szenarien werden fixierte sowie zeitvariable Energiepreise in den Vergleich miteinbezogen. Die Ergebnisse zeigen, dass mithilfe von zeitvariablen Netztarifen ein finanzieller Anreiz geschaffen werden kann, den Ladevorgang auf Zeiten mit geringer Netzbelastung zu verschieben. Im Gegensatz dazu stellt ein Leistungspreis für den Nutzer eine Motivation dar, die gesamte Bezugsleistung am Netzverknüpfungspunkt zu limitieren. Dadurch können Netzbelastungen aus Netzbetreibersicht besser prognostiziert werden, und durch das pauschale Entgelt entsteht sowohl Kostensicherheit beim Netzkunden als auch Einnahmensicherheit beim Netzbetreiber.

Keywords: Elektromobilität, intelligentes Laden, netzdienliches Laden, Netztarifmodelle, Leistungspreis, zeitvariable Netztarife, Verteilnetz, Netzentlastung

1 Motivation

Die zunehmende Verbreitung der Elektromobilität leistet einen wichtigen Beitrag in Richtung Klimaneutralität im Verkehrssektor, stellt aber auch eine größer werdende Belastung für elektrische Netze dar [1], [2]. Insbesondere das Verteilnetz wird durch das Laden von Elektroautos vor große Herausforderungen gestellt. Der Ausbau von Ladeinfrastruktur erfordert daher oft eine Verstärkung des lokalen Verteilnetzes, um Überlastungen vorzubeugen. Neben dem Netzausbau stellt auch die Integration von intelligenter Ladeinfrastruktur eine Maßnahme dar, das Verteilnetz an die steigenden Anforderungen anzupassen. Durch die meist langen Stehzeiten im privaten Bereich besteht großes Potential Ladevorgänge durch den Einsatz von intelligenter Ladeinfrastruktur zeitlich zu verschieben,

¹ Jungautor

oder die Ladeleistung zu reduzieren, ohne die Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer negativ zu beeinflussen. Dadurch können negative Auswirkungen auf das Verteilnetz verringert werden, wie etwa Ladespitzen verursacht durch hohe Ladeleistungen oder Gleichzeitigkeiten.

1.1 Ausgangssituation

Derzeit gibt es für den Nutzer aber wenig Anreiz, Ladevorgänge netzdienlich zu gestalten. Durch fixierte Energiepreise und das verbrauchsbasierte Berechnen von Netzentgelten in Netzebene 7 ohne Leistungsmessung sind die Ladekosten zeit- und leistungsunabhängig. In der Folge bietet es sich an, das Fahrzeug gleich nach der Ankunft zuhause anzustecken und in den Abendstunden zu laden – also zu einer Zeit mit oft bereits bestehender hoher Netzauslastung [3, S.179f]. Ist hingegen neben dem privaten Ladepunkt auch noch eine PV-Anlage vorhanden, so ist aus Kostengründen die Nutzung des lokal erzeugten PV-Stroms vorteilhaft, was eine geringere Belastung des Verteilnetzes zur Folge hat. Oft ist aber die Nutzung dieser lokal erzeugten Energie nicht möglich, da das Elektroauto tagsüber nicht am privaten Ladepunkt verfügbar ist. Einen finanziellen Anreiz zum Steuern des Ladevorgangs stellen zeitvariable Energiepreise dar, welche eine Reduktion der Ladekosten durch eine Verschiebung des Ladevorgangs auf möglichst günstige Zeiten ermöglichen. Diese variablen Energiepreise bilden aber die lokale Verteilnetzsituation nicht ab, und zielen daher nicht auf netzdienliches Verhalten ab. Da ein Anreiz durch günstige variable Energiepreise im gesamten Verteilnetzgebiet besteht, kommt es gegebenenfalls sogar zu einer Verstärkung von Gleichzeitigkeiten bei Ladevorgängen und dadurch zu einer höheren Belastung des Verteilnetzes.

1.2 Lösungsansatz

Um diese Problematik zu entschärfen, ist neben dem Ausbau der Netzinfrastruktur auch die Schaffung von Anreizen zum netzdienlichen Laden erforderlich. Durch diese Anreize sollen Ladeleistungen verringert beziehungsweise Ladevorgänge auf aus Netzsicht vorteilhafte Zeiten verschoben werden, um den Netzausbaubedarf zu verringern. Als mögliche Anreize werden mehrere Tarifmodelle diskutiert, welche neben Energiekosten verschiedene Netztarife enthalten. Dabei wird ein zeitvariabler Netztarif und ein Leistungspreis mit dem derzeitigen Netztarif für Netzebene 7 verglichen. Während der derzeitige Netztarif für nicht gemessene Verbraucher aus einem jährlichen Grundpreis sowie einem fixen Arbeitspreis besteht, verändert sich beim zeitvariablen Netztarif der Arbeitspreis im Tagesverlauf nach einem vordefinierten Schema. Beim Leistungspreis entfallen Grundpreis und Arbeitspreis, und es wird eine Pauschale abhängig von der jährlich maximal bezogenen Leistung berechnet. Ähnliche Tarifmodelle werden zum Beispiel in [4] diskutiert. Ziel dieser Tarifmodelle ist das Erreichen einer Netzentlastung neben dem Schaffen eines finanziellen Anreizes für den Nutzer.

2 Methodik und betrachtete Anwendungsfälle

Zur Untersuchung der verschiedenen Tarifmodelle wurde ein Modell entwickelt, das einen Haushalt mit eigenem Ladepunkt für ein Elektroauto umfasst. Anhand des Modells werden verschiedene Anwendungsfälle betrachtet, wobei eine als nicht veränderbar angenommene Haushaltslast sowie lokale Stromerzeugung mittels Photovoltaik berücksichtigt werden. Die

Energieverbräuche und die Energieerzeugung liegen mit einstündiger Auflösung vor. Der Ladevorgang wird im Modell hinsichtlich seines zeitlichen Verlaufs auf minimale Ladekosten für den Nutzer hin optimiert, wobei auch variable Energiepreise miteinbezogen werden.

Die Optimierung des Ladevorgangs erfolgt mittels eines in Pyomo [5], [6] entwickelten Modells. Zur Minimierung der Ladekosten für den Nutzer muss die Summe aus Energie- und Netzkosten im Betrachtungszeitraum minimiert werden. Die Zielfunktion lässt sich als

$$\min C_{total} = \min(C_{energy} + C_{grid})$$

anschreiben, wobei C_{total} die Gesamtkosten für den Ladevorgang beschreibt. Die Gesamtkosten setzen sich aus den Energiekosten C_{energy} sowie den Netzkosten C_{grid} zusammen. Das Prinzip der Optimierung des Ladevorgangs ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt.

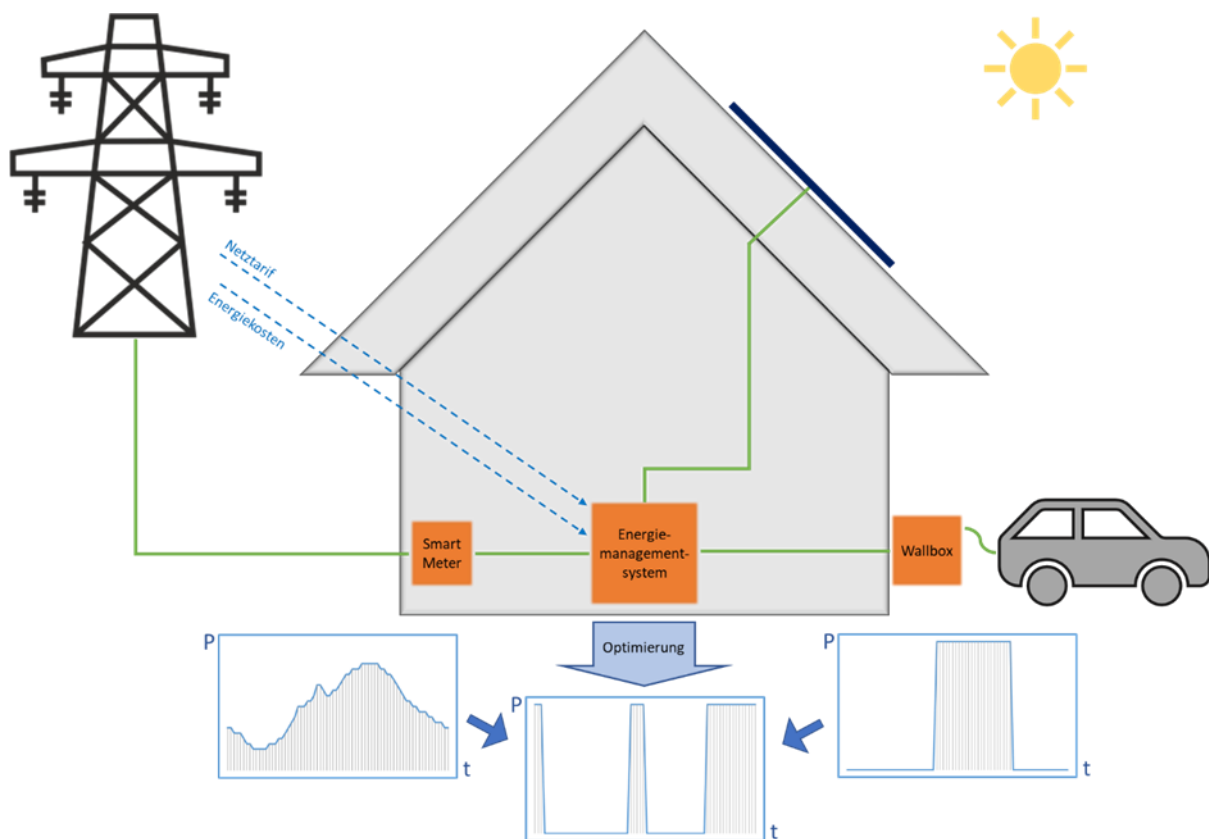


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Optimierung des Ladevorgangs, abhängig von den Kosten für Energie und Netz.

Zur Bewertung der verschiedenen Tarifmodelle werden nicht nur die entsprechenden Gesamtkosten verglichen, sondern auch die Leistung am Netzverknüpfungspunkt betrachtet. Damit soll die Auswirkung der Tarifmodelle auf die Netzauslastung untersucht werden. Als beispielhafter Anwendungsfall wurde ein Haushalt mit Pendler gewählt. Die tägliche Fahrtstrecke zum Arbeitsort und zurück wurde mit 120 km festgelegt, was bei einem

durchschnittlichen Stromerbrauch des Fahrzeugs von 21 kWh/100 km inklusive Ladeverluste² in einem Energiebedarf von etwa 25 kWh resultiert. Für die Batteriekapazität wird festgelegt, dass die tägliche Pendelstrecke zumindest drei Mal zurückgelegt werden kann, ohne dass ein Aufladen des Fahrzeuges erforderlich ist. Somit entspricht die Batteriekapazität 77 kWh. Der Ladepunkt und das Fahrzeug unterstützen eine maximale Ladeleistung von 11 kW. Für den nicht ansteuerbaren Anteil der Haushaltslast wurde ein synthetisches Lastprofil für ein berufstätiges Paar mittels Lastprofilgenerator [7] erstellt. Für Strompreise, Netzgebühren, sowie Steuern und Abgaben wurden historische Daten aus dem Jahr 2023 zugrunde gelegt [8]–[12].

2.1 Beschreibung der Szenarien

Zwei verschiedene Szenarien wurden definiert, welche sich im Simulationszeitraum, der Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs am Ladepunkt, und in der Ladehäufigkeit unterscheiden. Die wesentlichen Parameter der beiden Szenarien sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Szenario A entspricht dabei einem Pendlerprofil mit zeitlich eingeschränkter Verfügbarkeit des Fahrzeugs am Ladepunkt. Aufgrund der fehlenden Möglichkeit, das Fahrzeug untertags mit lokal erzeugtem PV-Strom laden zu können, wurde hier auf das Modellieren einer PV-Anlage verzichtet. In Szenario B kann dagegen in einem Zeitraum von 24 Stunden auch untertags geladen werden. Hier wurde eine 6.3 kWp PV-Anlage mithilfe eines synthetischen Erzeugungsprofils modelliert [13], [14]. Als Abnahmepreis für PV-Strom wurde der Marktpreis der OeMAG im Mai 2024 von 4.655 ct/kWh herangezogen [15], da die Preise im Jahr 2023 außergewöhnlich hoch lagen und nicht mit Abnahmepreisen im aktuellen und vergangenen Jahr vergleichbar sind. Für beide Szenarien wurde ein fixierter sowie ein variabler Energiepreis in Kombination mit dem bestehenden Netztarif sowie mit zeitvariablem Netztarif und Leistungspreis verglichen.

Tabelle 1: Vergleich der Szenarien A und B. Neben Simulationszeitraum, Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs am Ladepunkt, und Ladehäufigkeit unterscheiden sich die Szenarien auch darin, ob PV-Stromerzeugung miteinbezogen wird.

Szenario	Simulationszeitraum	Fahrzeug am Ladepunkt	Ladehäufigkeit	PV
A	05.05.2023, 12:00 – 06.05.2023, 12:00	abends 17:00 bis morgens 07:00	täglich	-
B	29.05.2023, 00:00 – 30.05.2023, 12:00	untertags 07:00 bis morgens 07:00	alle drei Tage	ja

2.2 Beschreibung der Tarifmodelle

Für beide Szenarien wurden fixierte und variable Energiepreise miteinbezogen, sowie der derzeitigen Netztarif, ein zeitvariabler Netztarif, und ein Leistungspreis. Die variablen Energiepreise (Spotmarktpreise inklusive einer Abwicklungsgebühr von 1.44 ct/kWh [10], [11]) für Szenarien A und B sind gemeinsam mit dem fixierten Energiepreis für Mai 2023 [9] in Abbildung 2 dargestellt. Zusätzlich ist der Abnahmepreis für PV-Strom angegeben [15]. Für

² vgl. Verbrauch Tesla Model Y als meistverkauftes Elektroauto in Österreich im Jahr 2024 [16, S.13], [17]

die gewählten Tage sind die variablen Energiepreise im Schnitt günstiger als der fixierte Energiepreis. Für Szenario B ergeben sich darüber hinaus sechs Stunden mit negativem Energiepreis.

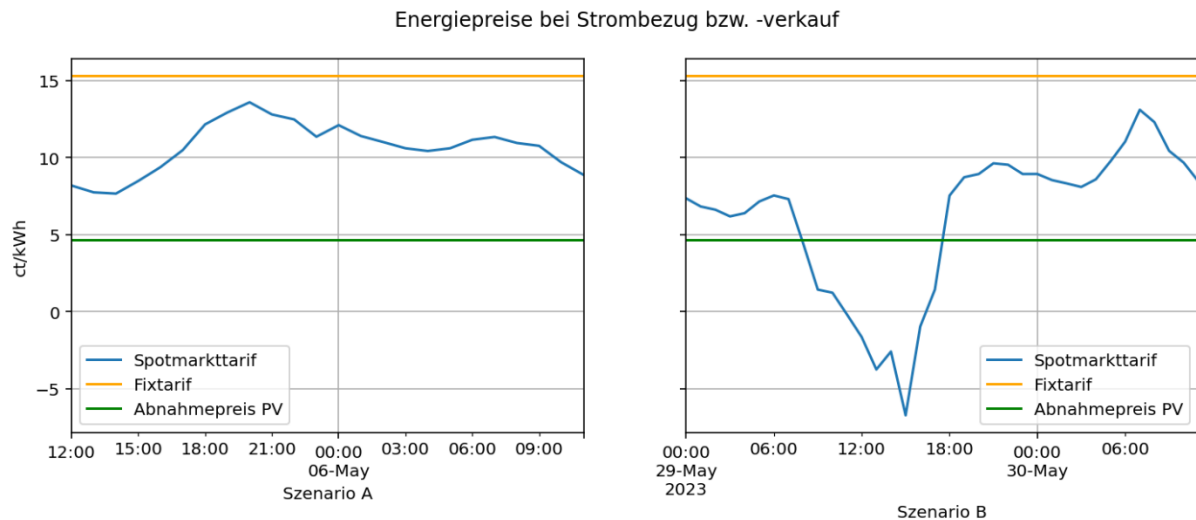


Abbildung 2: Abnahmepreis für PV-Strom, sowie fixierter und spotmarktbasierter Energietarif in den beiden Szenarien A und B.

Der in der Steiermark gültige Netztarif für Mai 2023 beträgt 7.36 ct/kWh für nicht gemessene Verbraucher in Netzebene 7 (nur Netznutzungsentgelt) [8]. Der Tarif ist zeitinvariabel, und es erfolgt auch keine Unterscheidung nach Jahreszeiten. Der hier definierte, zeitvariable Netztarif zeichnet sich hingegen durch verschiedene Tarifzonen, abhängig von der Tageszeit, aus. Drei verschiedene Zonen werden unterschieden: Niedertarif, Mitteltarif, und Hochtarif. Die erhobenen Arbeitspreise unterscheiden sich signifikant zwischen den Zonen, von 5 ct/kWh in der Niedertarifzone bis zu mehr als 14 ct/kWh in der Hochtarifzone, dargestellt in Abbildung 3. Die Tarifzonen werden dabei nach der zu erwartenden Netzauslastung festgelegt, um Strombezug zu Spitzenzeiten unattraktiver beziehungsweise zu Schwachlastzeiten attraktiver zu gestalten. Der hier verwendete zeitvariable Netztarif ist dabei an ein in der Schweiz angebotenes Modell angelehnt [18].

Zur Berechnung des Leistungspreises wird die in einem Jahr maximal auftretende Leistung am Netzverknüpfungspunkt gemessen, und basierend darauf ein Pauschalbetrag verrechnet. Der Arbeitspreis entfällt bei diesem Modell. Die Festlegung des Pauschalbetrags erfolgt durch Zuordnung zu einer Leistungsklasse, ähnlich dem in unIT-e²-Positionspapier [4] vorgeschlagenen Modell. Die Definition der Leistungsklassen sowie der erhobene Pauschalbetrag ist in Abbildung 3 dargestellt.

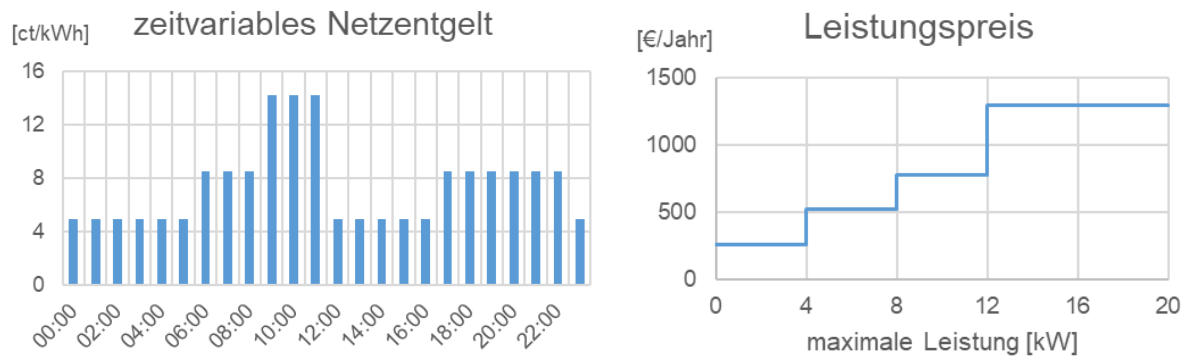


Abbildung 3: Darstellung der Struktur des zeitvariablen Netztarifs (links) sowie des Leistungspreises abhängig von der maximal gemessenen Leistung in einem Jahr (rechts).

3 Ergebnisse

3.1 Szenario A

In Szenario A-1 wird der im Mai 2023 in der Steiermark gültige Netztarif von 7.36 ct/kWh in Kombination mit fixiertem sowie variablem Energiepreis untersucht. In beiden Fällen wird mit maximaler Leistung geladen. Bei einem fixierten Energiepreis gibt es keinen Anreiz, den Ladevorgang zeitlich zu steuern – die Ladung kann gleich nach Ankunft um 17:00 starten, und ist nach 2 Stunden und 16 Minuten beendet – sofern die maximale Ladeleistung aufrechterhalten werden kann. Bei Nutzung eines variablen Energiepreises erfolgt die Ladung zu den Stunden mit den niedrigsten Energiepreisen, also nach der Ankunft von 17:00 bis 18:00, sowie in den Nachtstunden von 03:00 bis 05:00. Die sich ergebende Ladekurve ist gemeinsam mit dem nicht veränderbaren Haushaltsverbrauch sowie dem Gesamtpreis für Strombezug in Abbildung 4 gezeigt. Der Gesamtpreis für Strombezug enthält Netztarif, Energiepreis, sowie Steuern und Abgaben. Die resultierenden Kosten sind für beide Fälle in Tabelle 2 dargestellt. Der Haushaltsverbrauch in Abbildung 4 (blau gezeigt) bleibt für alle betrachteten Anwendungsfälle in Szenario A gleich. Während der Ladevorgang die maximale Ladeleistung von 11 kW erreicht, liegt das Maximum des Haushaltsverbrauchs bei einem viel kleineren Wert von etwa 2 kW.

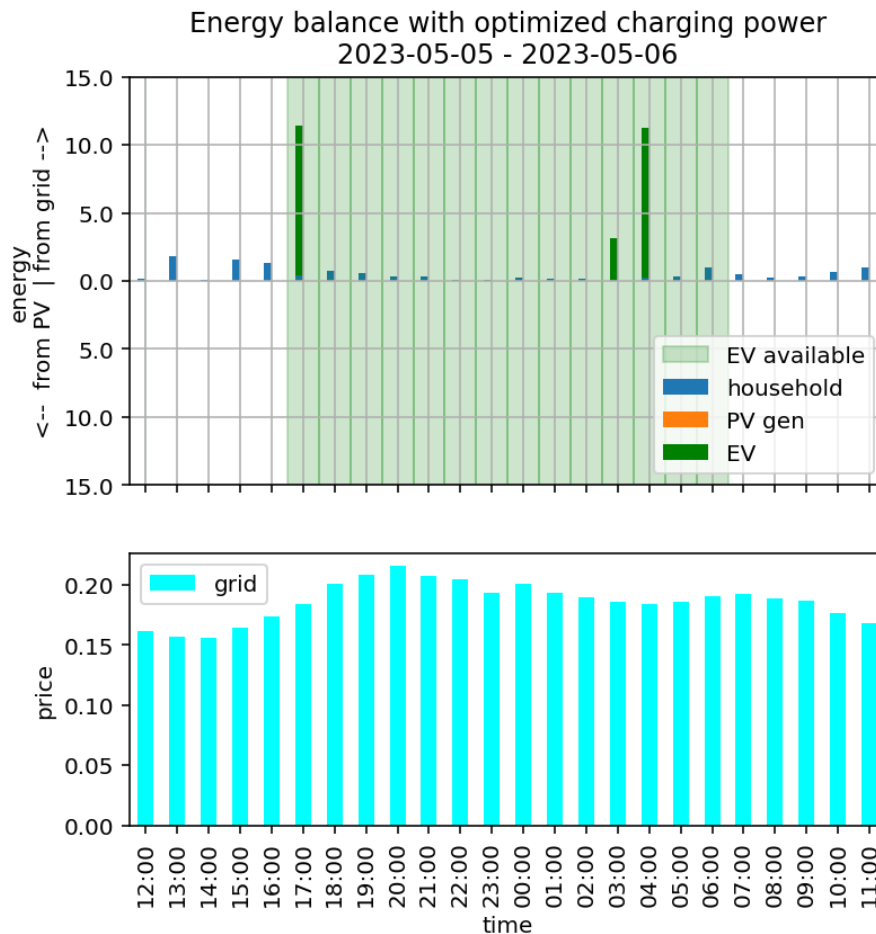


Abbildung 4: Energiebezug von Haushalt (blau) und Elektroauto (grün) in Szenario A-1 mit variablem Energiepreis. Das Auto ist im Zeitraum von 17:00 bis 07:00 am Ladepunkt verfügbar (grün hinterlegt).

In Szenario A-2 entfällt der Arbeitspreis des Netzentgelts und ein Leistungspreis wird eingeführt. Da der Haushaltsverbrauch ohne Ladekurve im gewählten Jahr ein Maximum von 6 kW erreicht, erfolgt eine Einstufung in die Leistungsstufe 4-8 kW. Dadurch gibt es den Anreiz, die Ladeleistung soweit zu begrenzen, dass die Gesamtleistung am Netzverknüpfungspunkt 8 kW nicht überschreitet. Zwar verlängert sich die Ladedauer in den Nachtstunden von 03:00 bis 06:00, aber es fällt ein geringerer Pauschalbetrag für die Netzkosten an. Wieder wird zwischen fixiertem und variablem Energiepreis unterschieden. Für beide Fälle finden sich die resultierenden Kosten in Tabelle 2. Die Ladekurve bei variablem Energiepreis ist zusätzlich in Abbildung 5 dargestellt.

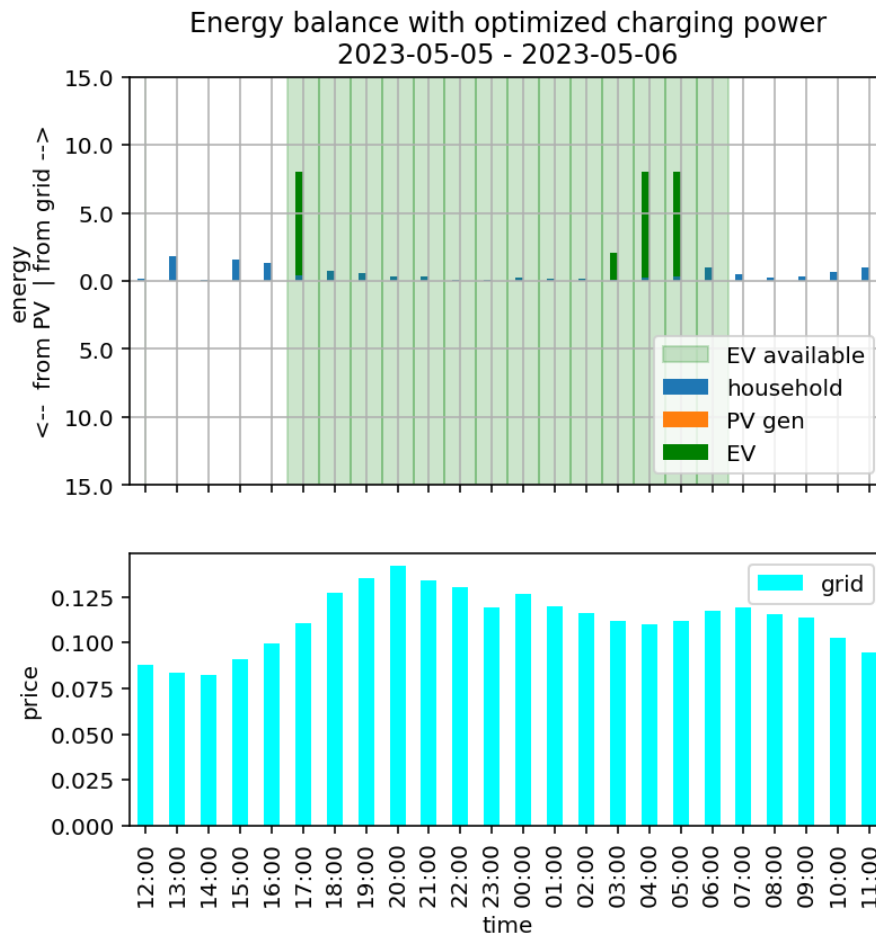


Abbildung 5: Energiebezug von Haushalt (blau) und Elektroauto (grün) in Szenario A-2 mit variablem Energiepreis. Durch das Einführen eines Leistungspreises bleibt die Summe aus Haushaltslast und Ladeleistung unter 8 kW.

In Szenario A-3 wird ein variabler Netztarif untersucht. Die resultierenden Ladekurven für fixierten und variablen Energiepreis sind gemeinsam mit dem Gesamtpreis für Strombezug in Abbildung 6 zu sehen. Dieser Gesamtpreis weist aufgrund des zeitvariablen Netztarifs auch bei fixiertem Energiepreis eine Zeitabhängigkeit auf. In beiden Fällen findet der Ladevorgang in der Niedertarifzone in den Nachtstunden statt, bei fixiertem Energiepreis von 00:00 bis 03:00, bei variablem Energiepreis von 03:00 bis 06:00. Die resultierenden Kosten finden sich erneut in Tabelle 2.

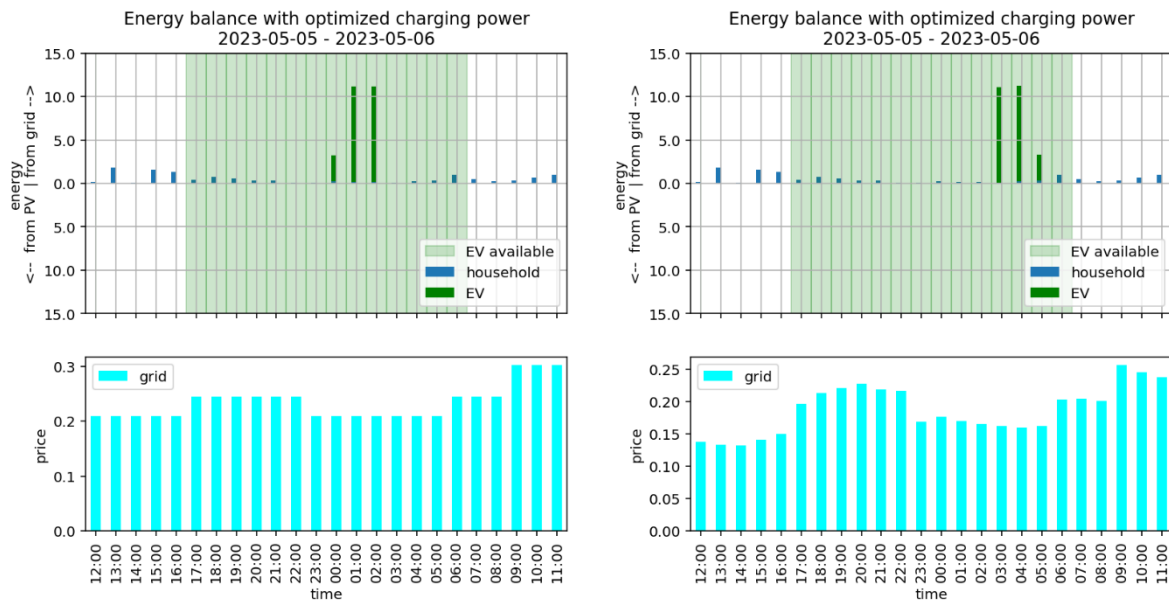


Abbildung 6: Energiebezug von Haushalt (blau) und Elektroauto (grün) in Szenario A-3 mit fixem (links) und variablem Energiepreis (rechts). Durch den variablen Netztarif gibt es einen Anreiz, den Ladevorgang zeitlich zu verschieben.

Tabelle 2: Kostenvergleich der Szenarien A-1, A-2, und A-3. Die laufenden Kosten werden anhand von Haushaltsverbrauch und Verbrauch durch den Ladevorgang berechnet, und beinhalten Energiekosten, Netztarif, sowie Steuern und Abgaben.

Szenario	Laufende Kosten [€]		Ersparnis durch variablen Preis [€]
	fixer Energiepreis	variabler Energiepreis	
A-1	8.72	6.86	1.86
A-2	5.96	4.11	1.85
A-3	8.17	6.32	1.85

3.2 Szenario B

In Szenario B wird angenommen, dass das Aufladen des Fahrzeugs nur alle drei Tage erfolgt. Zusätzlich ist das Fahrzeug auch untertags am Ladepunkt verfügbar, wie es zum Beispiel bei einem Urlaubstag oder bei einem Tag im Homeoffice möglich ist. Eine PV-Anlage liefert untertags Strom, welcher neben dem Decken der Haushaltslast auch für das Laden des Elektroautos zur Verfügung steht. Der PV-Abnahmepreis von 4.655 ct/kWh ist gemeinsam mit fixierten und zeitvariablen Energiepreisen in Abbildung 3 dargestellt. Während bei fixiertem Energiepreis und zu den meisten Zeiten auch bei zeitvariablem Energiepreis der Abnahmepreis für PV-Strom geringer ist als der Energiepreis, gibt es am 29.05.2023 rund um Mittag mehrere Stunden, an denen ein Strombezug aus dem Netz inklusive aller Steuern und Abgaben abhängig vom Netztarifmodell billiger ist als die Nutzung des PV-Stroms.

Abbildung 7 zeigt die Ladekurven für den in 2023 in der Steiermark gültigen Netztarif und einen variablen Energiepreis. In diesem Szenario B-1 ist zusätzlich zum Bezug von Energie aus dem Stromnetz auch PV-Strom für das Laden des Fahrzeugs verfügbar. Der Tagesverlauf der PV-Erzeugung (orange) ist ebenfalls in Abbildung 7 gezeigt. An beiden Tagen in Szenario B treten

Erzeugungsspitzen rund um die Mittagszeit auf. Beim Ladevorgang werden PV-Überschüsse genutzt, und der restliche Energiebedarf rund um die Mittagszeit gedeckt. Die resultierenden Kosten, welche Energiekosten, Netztarif, Steuern und Abgaben, sowie Erlöse durch PV-Überschüsse beinhalten, sind gemeinsam mit allen Ergebnissen des Szenarios B in Tabelle 3 angegeben.

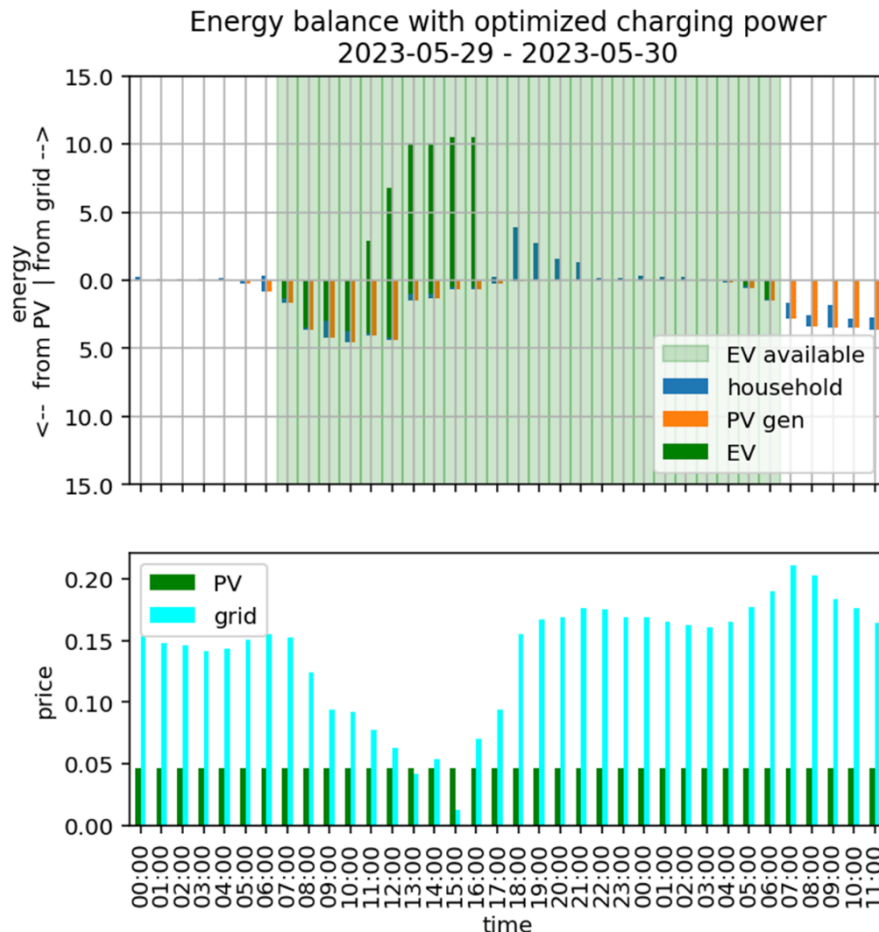


Abbildung 7: Energiebezug von Haushalt (blau) und Elektroauto (grün) sowie PV-Erzeugung (orange) in Szenario B-1 mit variablem Energiepreis. Das Auto ist im Zeitraum von 07:00 bis 07:00 des Folgetags am Ladepunkt verfügbar (grün hinterlegt). Durch die Nutzung des PV-Stroms lassen sich gegenüber dem Bezug von Strom aus dem Netz Kosten sparen.

Szenario B-2 kombiniert einen fixierten beziehungsweise einen variablen Energiepreis mit einem Leistungspreis. Ähnlich wie in Szenario A-2 besteht der Anreiz, die Bezugsleistung am Netzverknüpfungspunkt auf 8 kW zu begrenzen. Aufgrund der PV-Anlage besteht jetzt aber die Möglichkeit, trotzdem mit höheren Leistungen zu laden, wenn PV-Überschüsse genutzt werden. Die Lade- sowie Preiskurven für Szenario B-2 sind in Abbildung 8 dargestellt, die resultierenden Kosten in Tabelle 3 angegeben. In diesem Fall wird der Ladebedarf vorwiegend um die Mittagszeit gedeckt, und PV-Überschüsse aufgrund des günstigeren Netzbezugs nicht immer genutzt.

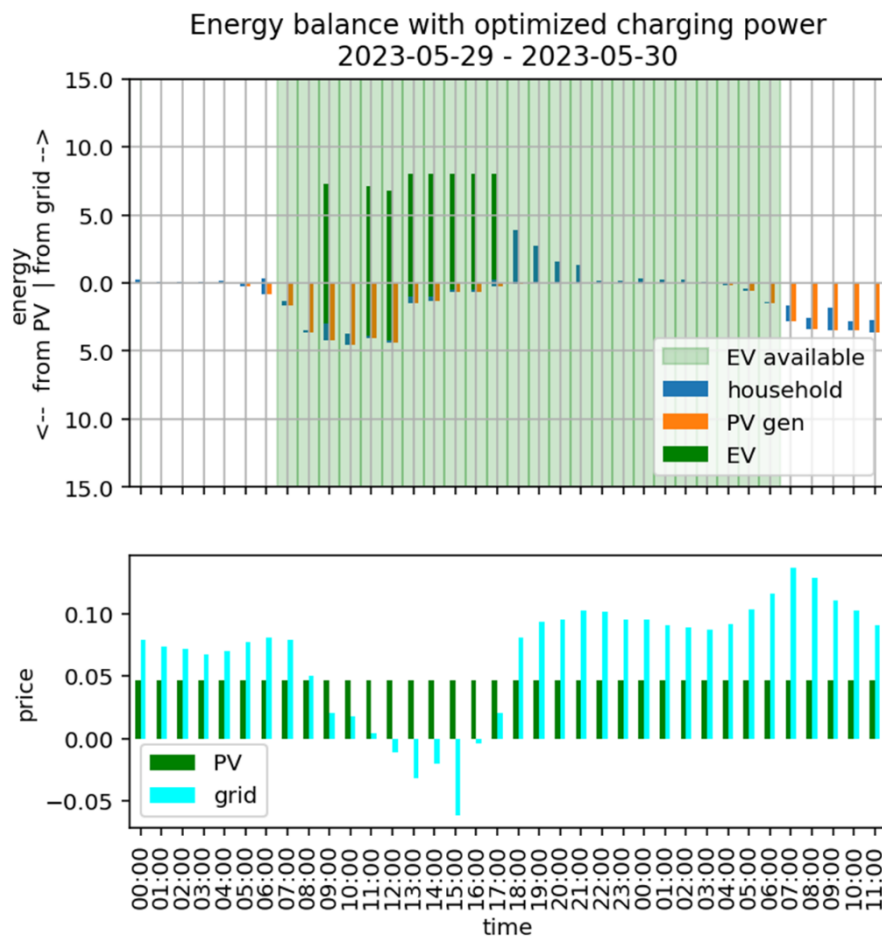


Abbildung 8: Energiebezug von Haushalt (blau) und Elektroauto (grün) sowie PV-Erzeugung (orange) in Szenario B-2 mit variablem Energiepreis. Durch das Einführen eines Leistungspreises bleibt die auf das Netz wirkende Summe aus Haushaltslast und Ladeleistung unter 8 kW, durch die Nutzung von PV-Überschüssen können aber Ladeleistungen größer 8 kW erreicht werden.

Schließlich ist in Abbildung 9 die Ladekurve für einen zeitvariablen Netztarif, ähnlich wie in Szenario A-3, dargestellt. Außerdem ist die Preiskurve für dieses Szenario B-3 gezeigt. In beiden Fällen werden PV-Überschüsse für den Ladevorgang genutzt, während der restliche Energiebedarf in der Niedertarifzone rund um die Mittagszeit beziehungsweise in der Nacht (nur bei fixiertem Energiepreis) gedeckt wird. Die resultierenden Kosten werden in Tabelle 3 festgehalten.

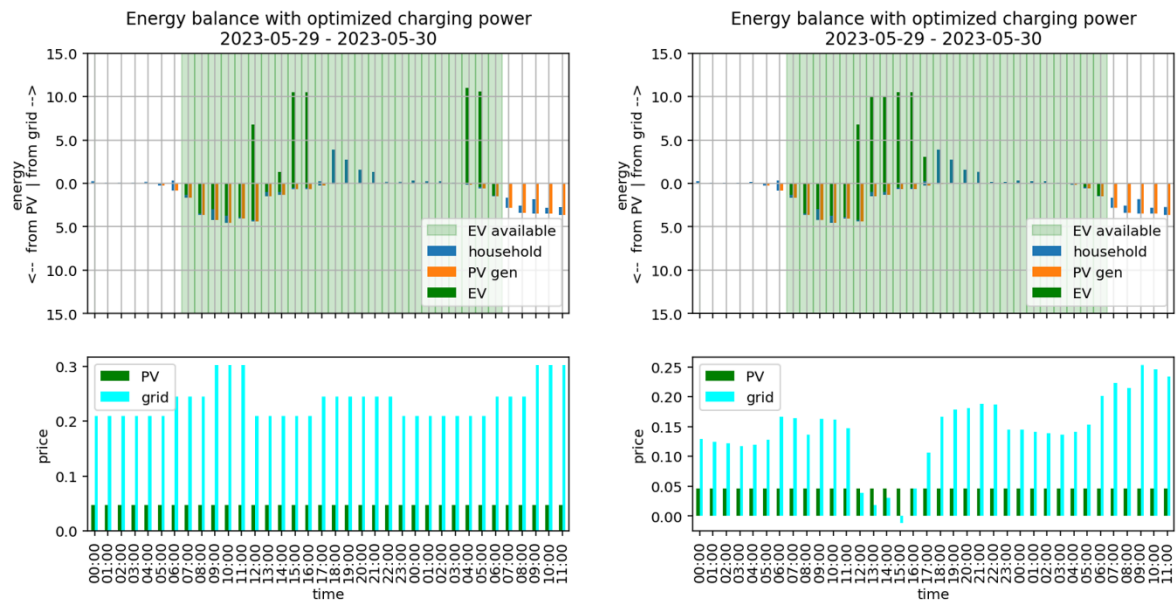


Abbildung 9: Energiebezug von Haushalt (blau) und Elektroauto (grün) in Szenario B-3 mit fixem (links) und variablem Energiepreis (rechts). Durch den variablen Netztarif sowie variable Energiepreise gibt es einen Anreiz, den Ladevorgang zeitlich zu verschieben.

Tabelle 3: Kostenvergleich der Szenarien B-1, B-2, und B-3. Die laufenden Kosten werden basierend auf Haushaltsverbrauch und Verbrauch durch den Ladevorgang berechnet, und beinhalten Energiekosten, Netzentgelte, sowie Steuern und Abgaben. Auch Erlöse durch PV-Überschüsse fließen in die laufenden Kosten ein.

Szenario	Laufende Kosten [€]		Ersparnis durch variablen Preis [€]
	fixer Energiepreis	variabler Energiepreis	
B-1	14.02	3.86	10.16
B-2	9.41	-0.64	10.05
B-3	12.91	2.90	10.01

4 Diskussion

In dieser Arbeit werden drei verschiedene Tarifmodelle für die Festlegung von Netztarifen betrachtet: die derzeit in Österreich verwendete Berechnungsweise des Netztarifs, zeitvariable Netztarife, sowie ein Leistungspreis als jährlicher Pauschalbetrag abhängig von der maximal auftretenden Bezugsleistung. Anhand des Modells eines Einfamilienhauses mit eigenem Ladepunkt und lokaler PV-Erzeugung werden zwei exemplarisch ausgewählte Szenarien betrachtet. Dabei werden neben den verschiedenen Netztarifen auch ein fixierter und ein variabler Energiepreis verglichen. Der zeitliche Verlauf des Ladevorgangs wurde auf minimale Kosten für den Nutzer hin optimiert, und die verschiedenen Tarifmodelle sollen anhand ihrer Auswirkung auf die Verteilnetzbelastung sowie auf die Kosten für den Nutzer bewertet werden.

4.1 Bewertung der Auswirkungen auf das Verteilnetz

Hinsichtlich der Belastung des Verteilnetzes soll auf zwei Faktoren Bezug genommen werden: die Maximalleistung am Netzverknüpfungspunkt, sowie den zeitlichen Verlauf des Netzbezugs. Die Maximalleistung am Netzverknüpfungspunkt erreicht höhere Werte als die Ladeleistung, wenn der Ladevorgang zeitlich mit einem großen Haushaltsbedarf zusammenfällt. Einen (finanziellen) Anreiz zur Begrenzung der Maximalleistung am Netzverknüpfungspunkt liefert ein Leistungspreis, wie aus den Szenarien A-2 und B-2 in Abbildungen 5 und 8 ersichtlich wird. Der derzeitige Netztarif sowie ein zeitvariabler Netztarif schaffen hingegen keinen Anreiz zur Leistungsreduktion am Netzverknüpfungspunkt.

Ein Anreiz zur zeitlichen Verschiebung des Ladevorgangs auf aus Netzsicht günstige Zeiten kann dagegen mithilfe eines zeitvariablen Netztarifs geschaffen werden: durch einen niedrigeren Netztarif zu Zeiten mit geringer Netzbelastung, zum Beispiel nachts, entsteht ein Anreiz zur Verschiebung des Ladevorgangs (siehe Abbildung 6). Allerdings kann auch ein variabler Energiepreis zur Verschiebung von Ladevorgängen führen, wodurch der Anreiz durch das zeitvariable Netzentgelt zum Teil aufgehoben wird. Das zeigt sich im Szenario B-3 in Abbildung 9, wo durch die Einführung eines variablen Energiepreises der Ladevorgang nicht nur in der Niedertarifzone, sondern auch zum Teil in der Mitteltarifzone stattfindet. Durch dieses „Übersteuern“ des zeitvariablen Netztarifs durch variable Energiepreise wird der Anreiz zur Lastverschiebung auf aus Netzsicht günstige Zeiten zum Teil aufgehoben (vgl. [4, S.8f]).

4.2 Bewertung der Auswirkungen auf die Kosten

In Bezug auf die laufenden Kosten lässt sich feststellen, dass die Nutzung eines variablen Energiepreises in den betrachteten Szenarien mit einer Kostenersparnis einhergeht. Das liegt aber vor allem am generell niedrigeren Preisniveau des variablen Energiepreises im Vergleich zu einem fixierten Energiepreis in den betrachteten Szenarien, wie in Abbildung 2 gezeigt. Im Jahresvergleich zeigt sich, dass die variablen Energiepreise aber oftmals höher liegen als der fixierte Energiepreis (vgl. [9]–[11]). Die Verschiebung des Ladevorgangs auf möglichst preiswerte Zeiten durch die Optimierung trägt weiter zur Kostenersparnis bei Nutzung des variablen Energiepreises bei. Vergleicht man hingegen die Kosten zwischen derzeitigem Netztarif und zeitvariablem Netztarif in Tabellen 1 und 2, ergibt sich ein ähnliches Kostenniveau bei kleiner Ersparnis durch den zeitvariablen Netztarif. Durch diese Ersparnis entsteht für den Nutzer ein Anreiz einerseits zur Verwendung eines solchen Tarifmodells und andererseits zur zeitlichen Optimierung des Ladevorgangs. Wird der Ladevorgang zeitlich nicht optimiert und findet daher auch zu Hochtarifzeiten statt, so ergibt sich schnell ein Kostennachteil verglichen mit dem derzeitigen Netztarif. Generell hängt die mögliche Ersparnis durch zeitvariable Netztarife von der genauen Ausgestaltung der Tarifstufen ab.

Der Vergleich der Kosten bei Nutzung eines Leistungspreises mit derzeitigem und zeitvariablem Netztarif zeigt eine große Ersparnis durch den Leistungspreis in den laufenden Kosten. Da der Leistungspreis aber als jährlicher Pauschalbetrag abhängig von der maximal bezogenen Leistung berechnet wird, müssen auch die jährlichen Kosten verglichen werden. Dieser Pauschalbetrag beträgt 520 € für die Leistungsstufe 4-8 kW, wie in Abbildung 2 vorgeschlagen. Der Arbeitspreis entfällt hier. Beim derzeitigen Netztarif beträgt der Grundpreis für nicht gemessene Verbraucher auf Netzebene 7 43.2 €, und der Arbeitspreis 7.356 ct/kWh, beides für die Steiermark im Mai 2023 [8]. Für die Berechnung der jährlichen Gesamtkosten

bei derzeitigem Netztarif, bezeichnet mit $\frac{Cost}{year}$, wird der Jahresverbrauch des verwendeten synthetischen Lastprofils von 4900 kWh zugrunde gelegt. Die jährlich mittels Elektrofahrzeug zurückgelegte Strecke wird mit 24000 km/Jahr angenommen, was dem Pendeln an 200 Tagen entspricht und einen zusätzlichen jährlichen Stromverbrauch von 5000 kWh verursacht. Die jährlichen Kosten lassen sich damit zu

$$\frac{Cost}{year} = 43.2\text{€} + (4900 + 5000)\text{kWh} * 7.356 \frac{ct}{kWh} = 771.44\text{€}$$

berechnen. Es ergibt sich eine Ersparnis von etwa 250 € pro Jahr für den Leistungspreis. Dabei werden nur die Netztarife betrachtet, Energiekosten sowie Steuern und Abgaben fließen nicht in die Berechnung ein. Wieder ist eine mögliche Ersparnis stark von der Ausgestaltung des Leistungspreises abhängig.

Damit ein Anreiz für netzdienliches Laden mithilfe eines Leistungspreises geschaffen werden kann, müssen zwei Voraussetzungen erfüllt sein: zum einen muss die Leistung am Netzverknüpfungspunkt messtechnisch erfasst werden können, und zum anderen benötigt die Kundenseite ein Energiemanagementsystem, damit Leistungsgrenzwerte eingehalten werden können. Darüber hinaus hat ein Leistungspreis aber nur geringen Einfluss auf den Nutzerkomfort: die Ladedauer erhöht sich durch die Leistungsbegrenzung zwar etwas, die benötigten Energiemengen können aber in allen betrachteten Szenarien problemlos gedeckt werden.

Nicht zuletzt trägt ein Leistungspreis zur verursachergerechten Verteilung der Netzkosten bei: Der Leistungspreis wird pauschal anhand der gemessenen Maximalleistung des Netznutzers festgelegt, und eine höhere Maximalleistung bedeutet höhere Kosten für den Nutzer. Im Gegensatz dazu trägt der Arbeitspreis aktuell einen großen Teil zu den Netztarifen bei, wodurch die Kosten stark vom Netzbezug abhängen. Die tatsächlichen Kosten zum Ausbau des Verteilnetzes hängen im Gegensatz dazu stark von der Maximalleistung ab [4, S.17f].

5 Fazit

Sowohl durch einen zeitvariablen Netztarif als auch mithilfe eines Leistungspreises kann die Verteilnetzbelastung durch Ladevorgänge reduziert werden. Ersterer schafft einen Anreiz zur zeitlichen Verschiebung des Ladevorgangs auf aus Netzsicht günstige Zeiten. Dabei wird aber keine Leistungsreduktion erwirkt, und der Anreiz kann durch variable Energiepreise aufgehoben werden. Der Leistungspreis hingegen schafft einen Anreiz, die Maximalleistung am Netzverknüpfungspunkt zu begrenzen, und führt dadurch nicht zuletzt zu einer besseren Vorhersehbarkeit der maximalen Netzbelastung aus Sicht des Netzbetreibers. Durch den Pauschalpreis entsteht außerdem Kostensicherheit beim Netzkunden sowie Einnahmensicherheit beim Netzbetreiber. Nachteilig ist die Notwendigkeit zur Leistungsmessung am Netzverknüpfungspunkt, sowie der notwendige Einsatz eines Energiemanagementsystems auf der Kundenseite zur Einhaltung der Leistungsgrenzwerte. Beiden vorgestellten Tarifmodellen gemein ist eine Kostenersparnis für den Nutzer, welche aber stark von der genauen Ausgestaltung der Tarife abhängt.

Zur Beurteilung, ob eine zeitliche Verschiebung von Ladevorgängen oder eine Leistungsbegrenzung positivere Auswirkungen auf das Verteilnetz hat, ist weitere Forschung

notwendig. Mithilfe von Netzberechnungen anhand realer Verteilnetze soll die Netzauslastung bei mehreren Verbrauchern und Einspeisern unter Anwendung des zeitvariablen Netztarifes oder des Leistungspreises untersucht werden. Außerdem soll künftige Forschung analysieren, welche Auswirkungen ein Leistungspreis auf Einspeiser hat, zum Beispiel auf Betreiber von PV-Anlagen. Dabei sollen mögliche Anreize verglichen werden, um die maximale Einspeiseleistung durch den Einsatz von Flexibilitäten wie Batteriespeicher zu reduzieren.

Literatur

- [1] Gonzalez Venegas, F., Petit, M. Perez, Y, *Active integration of electric vehicles into distribution grids: Barriers and frameworks for flexibility services*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 145, Article 111060, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111060>
- [2] Hu, J., Si, C., Lind, M. and Yu, R., *Preventing Distribution Grid Congestion by Integrating Indirect Control in a Hierarchical Electric Vehicles Management System*. IEEE Transactions on Transportation Electrification, vol. 2, no. 3, pp. 290-299, 2016, <https://doi.org/10.1109/TTE.2016.2554469>
- [3] Biere, D., Dallinger, D. and Wietschel, M., *Ökonomische Analyse der Erstnutzer von Elektrofahrzeugen*. ZS Energ. Wirtsch., vol. 33, pp. 173–181, 2009, <https://doi.org/10.1007/s12398-009-0020-2>
- [4] "Netzentgeltsystematik in der Niederspannung verursachungsgerecht gestalten – Fokus ab der 5. Regulierungsperiode Strom (ab 2029); uniT-e2-Positionspapier". (2024), [unit-e2.de]. Verfügbar: https://unit-e2.de/media/Positionspapier_Netzentgelte.pdf (abgerufen am 18.11.2024).
- [5] Bynum, Michael L., Gabriel A. Hackebeil William E. Hart, Carl D. Laird, Bethany L. Nicholson, John D. Sirola, Jean-Paul Watson, and David L. Woodruff, *Pyomo - Optimization Modeling in Python*. Third Edition Vol. 67. Springer, 2021.
- [6] Hart, William E., Jean-Paul Watson, and David L. Woodruff, *Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python*. Mathematical Programming Computation, vol. 3, pp. 219-260, 2011.
- [7] Pflugradt et al., *LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles*. Journal of Open Source Software, 7(71), 3574, 2022, <https://doi.org/10.21105/joss.03574>
- [8] E-Control. "Entgelte SNE-V". [e-control.at]. Verfügbar: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Entgelte+SNE-V.xlsx/> (abgerufen am 06.02.2025).
- [9] Energie Steiermark AG. "SteirerStrom Flex". [e-steiermark.com]. Verfügbar: <https://web.archive.org/web/20230513132207/https://www.e-steiermark.com/privat/strom> (abgerufen am 18.02.2025).
- [10] Energie Steiermark AG. "SteirerStrom Spot". [e-steiermark.com]. Verfügbar: <https://www.e-steiermark.com/privat/produkte/strom/spottarif> (abgerufen am 18.02.2025).
- [11] Energie Steiermark AG. "EPEX SPOT Preisdaten 2023". [e-steiermark.com]. Verfügbar: https://www.e-steiermark.com/fileadmin/user_upload/downloads/EPEX_Spot_AT_2023.xlsx (abgerufen am 05.02.2025).
- [12] E-Control. "Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V)". [e-control.at]. Verfügbar: https://www.e-control.at/bereich-recht/verordnungen-zu-strom/-/asset_publisher/tiRyh5zzUOU7/content/systemnutzungsentgelte-verordnung-sne-v-1 (abgerufen am 18.02.2025).
- [13] Huld, T., Müller, R. and Gambardella, A., *A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa*. Solar Energy, vol. 86, pp. 1803-1815, 2012.
- [14] European Commission. "Photovoltaic Geographical Information System". Verfügbar: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (abgerufen am 05.02.2025).
- [15] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. "Marktpreise 2024". [oem-ag.at]. Verfügbar: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/marktpreis/Marktpreise_2024.pdf (abgerufen am 18.02.2025).
- [16] Bundesanstalt Statistik Österreich. "Fahrzeugzulassungen 2024". [statistik.at]. Verfügbar: https://www.statistik.at/fileadmin/pages/77/Pressemappe_2024.pdf (abgerufen am 18.02.2025).
- [17] Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. "ADAC autotest; Tesla Model Y Maximum Range AWD". [adac.de]. Verfügbar: <https://assets.adac.de/image/upload/Autodatenbank/Autotest/at6259-tesla-model-y-maximum-range-awd/tesla-model-y-maximum-range-awd.pdf> (abgerufen am 18.02.2025).
- [18] Primeo Energie. "Der neue Wahltarif Primeo NetzAktiv". [primeo-energie.ch]. Verfügbar: https://www.primeo-energie.ch/magnolia/dam/jcr:250df9d1-5070-40a0-813f-c5d5436c4443/PE_Wahltarif%20NetzAktiv_V10.pdf (abgerufen am 22.10.2024).