



# Netzentgeltbericht

Kim Oliver Franken

Sebastian Reinkensmeier

April 2022

Fachhochschule Aachen  
Institut NOWUM-Energy

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Bestimmung der Netzentgelthöhe</b>	<b>2</b>
2.1	Netzkosten . . . . .	2
2.2	Erlösbergrenze . . . . .	3
2.3	Berechnung der Netzentgelte . . . . .	3
<b>3</b>	<b>Ist-Analyse der Netzentgelte in Niederspannung und Mittelspannung</b>	<b>6</b>
3.1	Standardlastprofil-Kunden in der Niederspannung . . . . .	6
3.2	Registrierende Leistungsmessung-Kunden in der Niederspannung . . . . .	11
3.3	Kunden nach § 14a EnWG . . . . .	13
3.4	Netzentgelte in der Mittelspannung . . . . .	15
<b>4</b>	<b>Möglichkeiten des Anschlusses für Ladesäulen</b>	<b>19</b>
<b>5</b>	<b>Berechnung der Netzentgelte für verschiedene Ladeinfrastruktur-Konfigurationen</b>	<b>22</b>
5.1	22 kW Ladestation als SLP-Kunde . . . . .	23
5.2	22 kW Ladestation als § 14a EnWG-Kunde . . . . .	24
5.3	44 kW Ladestation als RLM-Kunde . . . . .	25
5.4	Vergleich der Spannungsebenen . . . . .	26
<b>6</b>	<b>Bewertungen aus Studien</b>	<b>28</b>
6.1	BDEW Ampelkonzept . . . . .	28
6.2	DENA Netzflex Studie . . . . .	29
6.3	bne Quotenmodell . . . . .	31
<b>7</b>	<b>Internationaler Vergleich</b>	<b>32</b>
<b>8</b>	<b>Fazit &amp; Ausblick</b>	<b>33</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Wälzungsprozess der Netzkosten [6]. . . . .	4
2.2	Gleichzeitigkeitsfunktion. [6] . . . . .	4
3.1	Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise in Niederspannung für SLP-Kunden . . .	7
3.2	Häufigkeitsverteilung der Grundpreise in Niederspannung für SLP-Kunden . . . .	8
3.3	Häufigkeitsverteilungen spezifischer Netznutzungsentgelte für SLP-Kunden in der Niederspannung für unterschiedliche Jahresverbräuche . . . . .	9
3.4	Boxplots spezifischer Netznutzungsentgelte für SLP-Kunden in der Niederspannung für unterschiedliche Jahresverbräuche . . . . .	9
3.5	Vergleich der günstigsten, mittleren und teuersten spezifischen Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs im SLP-Fall in der Niederspannung .	10
3.6	Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise in Niederspannung für RLM-Kunden . . .	11
3.7	Häufigkeitsverteilung der LP in Niederspannung für RLM-Kunden . . . . .	12
3.8	Häufigkeitsverteilung der spezifischen Netznutzungsentgelte in der Niederspannung	13
3.9	Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise für Kunden nach §14a EnWG . . . . .	14
3.10	Häufigkeitsverteilung der Grundpreise für Kunden nach §14a EnWG . . . . .	15
3.11	Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise in der Mittelspannung . . . . .	16
3.12	Häufigkeitsverteilung der Leistungspreise in der Mittelspannung . . . . .	16
3.13	Histogramme: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der spezifischen Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Szenarien. . . . .	17
3.14	Boxplots: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der spezifischen Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Szenarien. . . . .	18
4.1	Übersicht unterschiedlicher Use-Cases für das Laden eines Elektrofahrzeugs [15].	19
5.1	Ladeverhalten eines Smart EQ [17]. . . . .	22
5.2	Spezifische Netznutzungsentgelte je Auslastung einer 22 kW Ladestation in der Niederspannung für SLP-Kunden . . . . .	23
5.3	Spezifische Netznutzungsentgelte je Auslastung einer 22 kW Ladestation in der Niederspannung für § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)-Kunden . . . . .	24
5.4	Spezifische Netznutzungsentgelte je Auslastung einer 44 kW Ladestation in der Niederspannung für RLM-Kunden . . . . .	25

5.5	Vergleich der spezifischen Netznutzungsentgelte je Auslastung einer 110 kW Ladestation für RLM-Kunden in Nieder- und Mittelspannung . . . . .	26
-----	---	----

# Abkürzungsverzeichnis

<b>AP</b>	Arbeitspreis . . . . .	3
<b>ARegV</b>	Anreizregulierungsverordnung . . . . .	2
<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz . . . . .	33
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur . . . . .	2
<b>BSI</b>	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik . . . . .	11
<b>CPO</b>	Charge Point Operator . . . . .	22
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz . . . . .	13
<b>GP</b>	Grundpreis . . . . .	3
<b>HPC</b>	High Power Charging . . . . .	21
<b>JBD</b>	Jahresbenutzungsdauer . . . . .	4
<b>LIS</b>	Ladeinfrastruktur . . . . .	22
<b>LP</b>	Leistungspreis . . . . .	3
<b>MsbG</b>	Messstellenbetriebsgesetz . . . . .	11
<b>MS</b>	Mittelspannung . . . . .	3
<b>NS</b>	Niederspannung . . . . .	3
<b>RLM</b>	Registrierende Leistungsmessung . . . . .	5
<b>SLP</b>	Standardlastprofil . . . . .	5
<b>SOC</b>	State of Charge . . . . .	22
<b>StromNEV</b>	Stromnetzentgeltverordnung . . . . .	2
<b>StromNZV</b>	Stromnetzzugangsverordnung . . . . .	11
<b>TAB</b>	Technische Anschlussbedingungen . . . . .	21
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber . . . . .	2
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber . . . . .	2

# 1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende wird die vermehrte Nutzung und der weitere Aufbau von flexiblen Verbrauchern im Energiemarkt diskutiert. Durch Einsatz von Flexibilität kann die schwankende Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden und so zur Versorgungssicherheit beitragen. Im Projekt „Smarte Ladesäulen“ untersucht das Institut NOWUM-Energy der Fachhochschule Aachen zusammen mit Projektpartnern aus der Wirtschaft Möglichkeiten, durch Preissignale flexibles Nutzerverhalten anzureizen.

Die Netznutzungsentgelte haben als nicht unwesentlicher Bestandteil des Strompreises in Deutschland einen Einfluss auf die Ausgestaltung des Preises an Ladesäulen und somit auch auf die zukünftig mögliche Nutzung von Flexibilitäten im Energiesystem. In diesem Bericht soll daher zunächst die aktuelle Situation der Netzentgeltsystematik vorgestellt werden. Anschließend werden Analysen bezüglich der Höhe der Netznutzungsentgelte im Jahr 2021 präsentiert, sowie die Auswirkung aktueller Anreize zur Nutzung von gesteuerten Verbrauchern untersucht.

Es wird zudem eine Auswahl an anderen Studien zur Flexibilität im Strommarkt vorgestellt und diskutiert, inwiefern andere Länder durch die Nutzung von zeitvariablen Netzentgelten den Einsatz von Flexibilitäten attraktiver gestalten.

## 2 Bestimmung der Netzentgelthöhe

Die sogenannten Netznutzungsentgelte sind Teil des Strom-Endkundenpreises für jeden Verbraucher in Deutschland. Sie werden auf Basis der Kosten für den Betrieb und Ausbau der Netze vonseiten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) bestimmt. Diese Kosten, die daraus abgeleiteten Erlösobergrenzen und wiederum daraus bestimmten Netzentgelte bzw. der übergreifende Mechanismus wird durch Regelungen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sowie der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) festgelegt, sodass diese nicht willkürlich in den natürlichen Monopolgebieten durch die ÜNB und VNB fixiert werden können.

Kontrollinstanz, die die natürlichen Monopolisten bei diesen Prozessen überwachen, sind entweder die Bundesnetzagentur (BNetzA) oder bei Netzbetreibern, deren Netze nur in einem Bundesland liegen und an denen weniger als 100 000 Kunden angeschlossen sind, die Landesregulierungsbehörden. Die Netzentgelte werden in Deutschland nur von den Netznutzern verlangt, da nach dem Verursacherprinzip auch nur die Verbraucher Kosten tragen, die sie direkt bzw. auch indirekt verursacht haben. Eine Ausnahme dessen bildet hier die Erzeuger und Speicher, denn sie sind zwar ebenso Netznutzer, jedoch müssen diese in Deutschland keine Netzentgelte bezahlen.

In den folgenden Abschnitten werden die Schritte zur Festlegung der Höhe der Netznutzungsentgelte beschrieben.

### 2.1 Netzkosten

Alle 5 Jahre erfolgt eine Bestimmung der Netzkosten für eine sogenannte Regulierungsperiode. Die aktuelle Regulierungsperiode 3 der Sparte Strom endet 2023. Die jeweils zuständige Regulierungsbehörde (BNetzA oder Landeskartellbehörde) überprüft für jeden Netzbetreiber individuell die angesetzten Kosten auf Basis der StromNEV. Die Kosten stammen jeweils aus dem Jahresabschluss des Vorjahres der Periode und gelten als Basis für die Ermittlung der sogenannten Erlösobergrenzen ab dem Jahr nach der Kostenermittlung [6].

## 2.2 Erlösobergrenze

Die Ermittlung der zulässigen Erlösobergrenzen bezieht die anerkannten Netzkosten (aus Kapitel 2.1) und weitere Effizienzkriterien aus der ARegV mit ein. So sollen beeinflussbare Kostenanteile, die als ineffizient gelten, sukzessive vermindert werden.

Die Erlösobergrenzen werden tendenziell für die gesamte Regulierungsperiode für 5 Jahre festgelegt. Eine Anpassung kann jedoch innerhalb gewisser Rahmenbedingungen und Prüfungen jährlich erfolgen, bspw. bei Änderungen sogenannter dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten, dem Verbraucherpreisgesamtindex (Inflation), bestimmten Qualitätskriterien oder weiteren.

Mögliche Differenzen zwischen den angesetzten Erlösobergrenzen für ein Jahr und den tatsächlich realisierten Erlösen werden je Netzbetreiber auf einem Regulierungskonto verbucht und erst zur nächsten Regulierungsperiode oder auch bei möglichen jährlichen Anpassungen wieder eingerechnet (positiv oder negativ).

## 2.3 Berechnung der Netzentgelte

Die finale Bestimmung der Netzentgeltpreise erfolgt wiederum auf Basis der StromNEV top-down für jede Netzebene. Das Ziel, welches hierbei verfolgt wird, ist letztlich eine möglichst verursachungsgerechte Verteilung der Kosten je Netzebene. Die Berechnung basiert auf der Kostenarten-, Kostenstellen- und Kostenträgerrechnung der StromNEV. Nach Zuordnung der Kostenarten werden diese dem Ort der Entstehung zugeordnet, also in welcher Netz- oder Umspannebene die Kostenstelle entstanden ist. Anschließend erfolgt in der Kostenträgerrechnung die Ermittlung der Netzentgelte für jede Netzebene. Es startet mit der obersten Netzebene, wobei hier die spezifischen Jahreskosten ermittelt werden. Das Ergebnis ist die sogenannte Briefmarke. Mithilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion wird dann die Höhe der Preisbestandteile Arbeitspreis (AP) und Leistungspreis (LP) bzw. AP und Grundpreis (GP) für die jeweilige Netzebene bestimmt.

Letztlich folgt dann die Kostenwälzung. Vereinfacht passiert folgendes: Die Abnehmer in der höchsten Netzebene - also größtenteils Industrienutzer - tragen zu einem gewissen Anteil zur kostenrelevanten Netzhöchstlast bei. Diese anteiligen Kosten sollen ihnen, also allen angeschlossenen Kunden in dieser Ebene je nach Einfluss auf diese Jahresnetzhöchstlast, in Rechnung gestellt werden. Die weiteren Kosten werden dann den angeschlossenen Netzbetreibern unterer Netzebenen und deren Kunden zugeordnet bzw. umgewälzt. Der Vorgang wird über die Ebene der Mittelspannung (MS) bis in die Niederspannung (NS) fortgesetzt, in der Regel private Nutzer und kleine Gewerbe angeschlossenen sind. Der Wälzungsprozess ist in Abbildung 2.1 dargestellt [6].



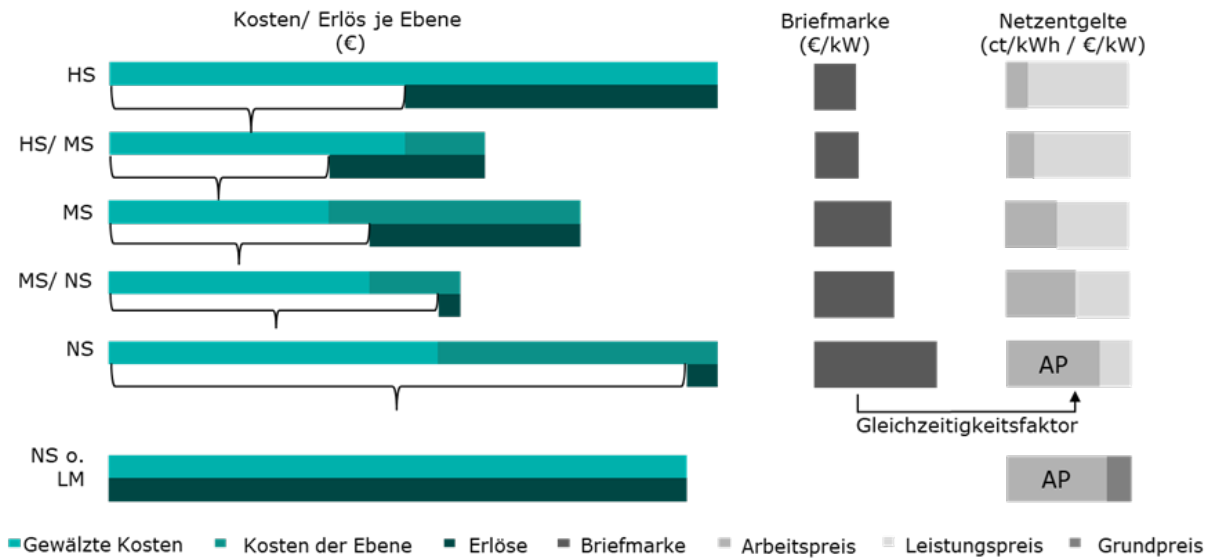


Abbildung 2.1: Wälzungsprozess der Netzkosten [6].

Wie hoch der Anteil der einzelnen Abnehmer an der jeweiligen Netzhöchstlast ihrer Netzebene ist, wird über den Gleichzeitigkeitsfaktor bestimmt. Die Gleichzeitigkeitsfunktion wird durch empirische Daten von den Netzbetreibern bestimmt und ist in Abbildung 2.2 beispielhaft dargestellt [6]. Die jeweiligen Gleichzeitigkeitsfaktoren für jeden Netznutzer bestimmt ebenfalls der Netzbetreiber.

Die Grenze bzw. der Knickpunkt wurde aus Erfahrungen der Netzbetreiber auf eine Jahresbenutzungsdauer (JBD) von 2500 h festgelegt. Verbraucher sind zusammenfassend also je Netzebene, je Netzbetreiber stets in zwei Kategorien ( $> 2500$  h JBD;  $< 2500$  h JBD) mit nochmals jeweils zwei Preiskomponenten (AP und LP) aufgeteilt.

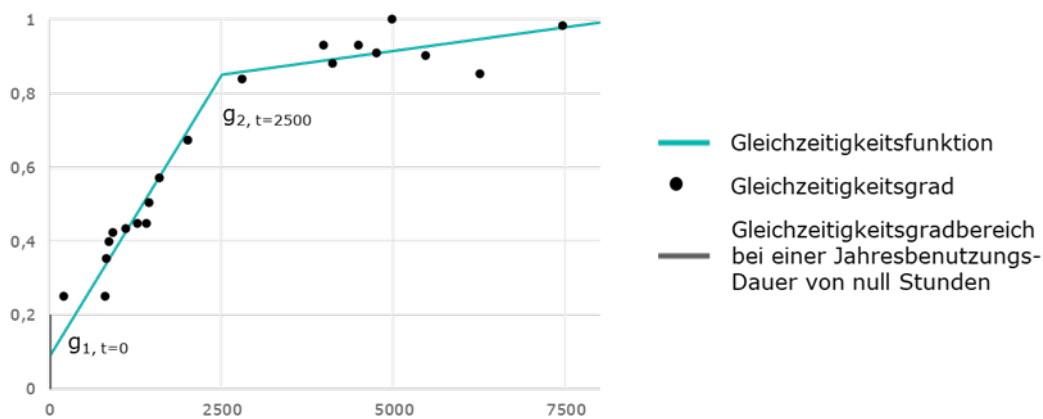


Abbildung 2.2: Gleichzeitigkeitsfunktion. [6]

Die gesamte Umwälzung der Kosten wird bis zur Niederspannungsebene fortgesetzt, wobei es dort Abnehmer gibt, die keine „Registrierende Leistungsmessung (RLM)“-Kunden sind, sondern „Standardlastprofil (SLP)“-Kunden sind. Hier wird letztlich die Leistungskomponente über einen fixen GP, unabhängig der individuellen Jahreshöchstlast des Verbrauchers, abgedeckt. Das heißt, der GP wird unabhängig von der Netznutzung, Netzanschlussleistung, o.ä. angesetzt. Grund dafür ist, dass die Erfassung der Höchstlast, welche für die Festlegung der Höhe des LP nötig wäre, aufgrund fehlender Messeinrichtungen aktuell noch nicht erfolgt. Die Netzbetreiber können den GP hier relativ frei festlegen, jedoch unter Wahrung von Verhältnismäßigkeit, was wiederum in § 17 Abs. 6 StromNEV etwas spezifiziert ist: Grund- und Arbeitspreis sollen so im Verhältnis stehen, dass der SLP-Kunde mit eben Grund- und Arbeitspreis angemessen gegenüber einem vergleichbaren bzw. hypothetischen RLM-Kunden (mit AP und LP und ähnlichem Abnahmefall) abgerechnet wird. Generell tragen die Abnehmer der Niederspannung die höchsten Kostenanteile. Begründung hierfür ist üblicherweise, dass die Niederspannungs-Abnehmer die übergeordneten Netzebenen indirekt mitbenutzen und somit auch anteilig die Kosten dieser höheren Ebenen mittragen sollen.

Durch diese Netzentgeltsystematik entstehen je Netzgebiet bzw. Netzbetreiber, je Spannungsebene, je Benutzungsdauerstunden bzw. je Abnahmemenge und Anschlussleistung und je nachdem, ob SLP- oder RLM-Kunde (in der Niederspannung) unterschiedliche Netzentgelte für die Verbraucher.

Verbraucher in der Niederspannung ohne RLM, also SLP-Kunden, haben durch die Struktur den preislichen Anreiz dazu, ihren jährlichen Energieverbrauch zu senken, wodurch der Arbeitspreisbestandteil sinkt. Der Grundpreis ist nicht variabel, sodass hierdurch keine Anreizwirkung entstehen kann.

RLM-Kunden hingegen berücksichtigen hier beide Preiskomponenten (AP und LP). Wie der Haupteinfluss der jeweiligen Komponente am gesamten Netzentgelt ist, hängt von der Eingruppierung des Kunden in eine der zwei Gruppen  $> 2500$  h JBD und  $< 2500$  h ab. In der Niederspannung überwiegt beispielsweise der LP-Anteil bei Kunden  $> 2500$  h JBD mit einem Anteil von durchschnittlich 57 %, für Kunden  $< 2500$  h liegt der LP-Anteil am gesamten Netzentgelt nur bei durchschnittlich 18 %.

# 3 Ist-Analyse der Netzentgelte in Niederspannung und Mittelspannung

Die ene't GmbH ist spezialisiert auf die systematische Erfassung von energiewirtschaftlichen Daten und bietet in Ihrem Portfolio unter anderem eine hochaktuelle Datenbank zur Netznutzung Strom an. Diese Datenbank wurde dem Institut NOWUM-Energy für Lehr- und Forschungszwecke zur Verfügung gestellt. Folgende Auswertungen basieren auf den Daten dieser Datenbank und beziehen sich auf die Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2021.

Die Netzentgelte schwanken sehr stark zwischen Netzgebieten bzw. den für diese Netzgebiete zuständigen Netzbetreibern. Im Bereich der Niederspannung zeigen sich bereits für verschiedene Kundengruppen, verschiedener Verbrauchsprofile und -mengen größere Variationen je Netzgebiet bzw. Verteilnetzbetreiber.

## 3.1 Standardlastprofil-Kunden in der Niederspannung

Kunden mit einem Jahresenergieverbrauch von weniger als 100 000 kWh werden mithilfe von Standardlastprofilen erfasst. Das bedeutet, dass für einzelne Viertelstunden keine Messwerte erfasst werden und somit auch keine Jahreshöchstlast bekannt ist. Stattdessen wird nur der Jahresenergieverbrauch gemessen. Es werden standardisierte Tageslastprofile anhand von Zuordnung zu unterschiedlichen Kundengruppen ausgewählt, um den Verbrauch des jeweiligen Nutzers abzuschätzen. So existiert für den normalen Haushaltskunden ein sogenanntes H0-Profil und für Gewerbekunden branchenabhängige Profile (G0, G1, ...).

Die Netznutzungsentgelte werden für diese Kundengruppen mit Standardlastprofilen folgendermaßen berechnet:

$$NNE = AP \cdot JVB + GP$$

mit  $NNE$ : Netznutzungsentgelte in €/a,  $AP$ : Arbeitspreis in ct/kWh,  $GP$ : Grundpreis in €/a,  $JVB$ : Jahresenergieverbrauch in kWh/a.

Für die folgenden Analysen wurden die Daten der ene't-Datenbank gefiltert. Es wurden jeweils die gültigen Netzentgelte im Jahr 2020 untersucht. Außerdem wurden ungültige Daten - in diesem Fall ausgeschriebene AP von 0 ct/kWh - vor der Analyse herausgefiltert, da diese für SLP-Kunden unrealistisch sind.

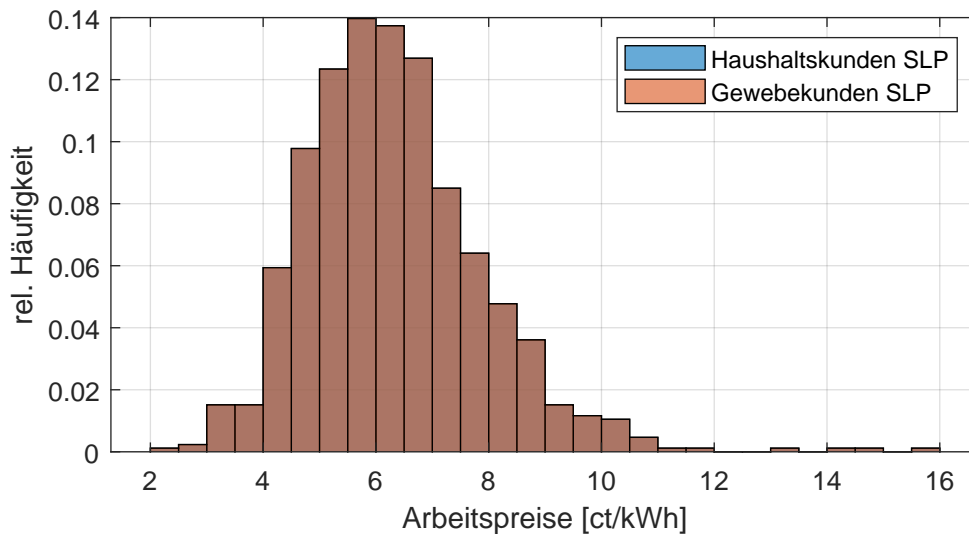


Abbildung 3.1: Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise in Niederspannung für SLP-Kunden

Die Arbeitspreise für Haushalts- und Gewerbekunden ohne RLM in DE liegen zwischen ca. 2 und 16 ct/kWh. In Abbildung 3.1 wird deutlich, dass der Großteil der AP hauptsächlich zwischen 4 und 11 ct/kWh liegen. Mehr als die 52 % aller 859 hier betrachteten Netzbetreiber weisen AP zwischen 5 und 7 ct/kWh aus. Im Durchschnitt liegt der Arbeitspreis für diese Kundengruppen bei 6,32 ct/kWh. Abbildung 3.1 verdeutlicht zudem, dass die AP für Haushalts- und Gewerbekunden mit SLP vollständig überlappen. Die untersuchten Netzbetreiber unterscheiden für die AP der SLP-Kunden in der Niederspannung also nicht zwischen Haushalts- und Gewerbekunden.

Bei Betrachtung der Grundpreise (Abbildung 3.2) fällt auf, dass diese zwischen 0 und 105 €/Jahr liegen. Mehr als 80 % der GP befinden sich zudem im Bereich von 20 bis 70 €/Jahr.

Es besteht keine regulatorische Pflicht in der Aufteilung der Netzentgelte für Kunden ohne RLM in eine Arbeits- und eine Grundpreiskomponente, sodass es vorkommt, dass Netzbetreiber die Grundpreise mit 0 €/Jahr angesetzt haben. Dies ist zulässig, wohingegen Arbeitspreise von 0 ct/kWh – also effektiv eine reine (Jahres-)Flatrate für die Kunden – nicht zulässig sind [14, 2]. Im Mittel betragen die Grundpreise in Deutschland im untersuchten Jahr 2020 somit 44,25 €/Jahr. Auch in der Untersuchung der GP zeigt sich eine sehr hohe Übereinstimmung der Daten von Haushalts- und Gewerbekunden für die untersuchten SLP-Kunden in der Niederspannung. Lediglich vereinzelt kann eine leichte Abweichung erkannt werden.

Es zeigt sich, dass je nach Netzbetreiber und dessen Ausgestaltung der Grund- oder Arbeitspreiskomponente, die eine oder die andere Preiskomponente entsprechend stärker oder schwächer

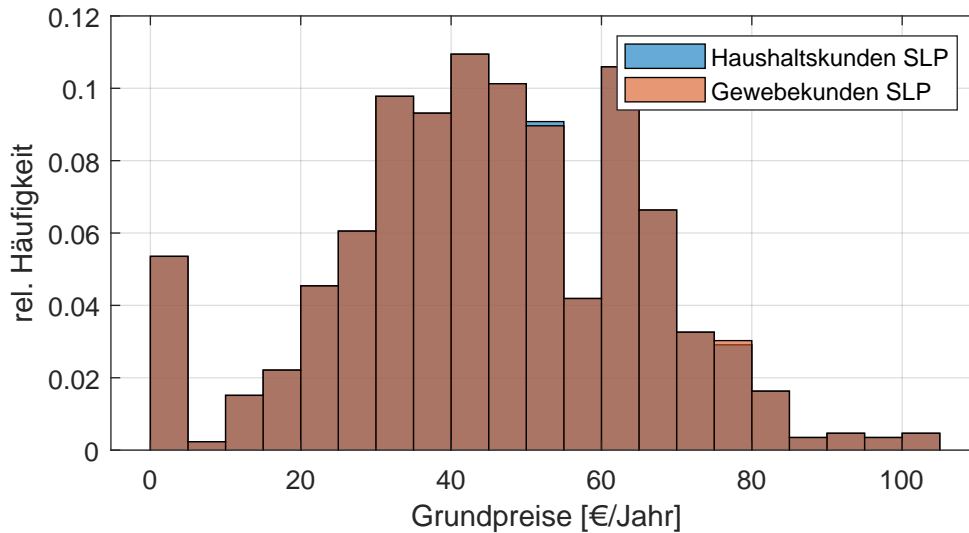


Abbildung 3.2: Häufigkeitsverteilung der Grundpreise in Niederspannung für SLP-Kunden

ins Gewicht fällt, abhängig von der Höhe des Jahresenergieverbrauchs. Generell gilt, dass bei steigendem Jahresverbrauch der GP-Anteil natürlich spezifisch auf mehr verbrauchte kWh verteilt wird und somit die Arbeitspreise die treibende Komponente darstellen.

Um die Abhängigkeit des Jahresverbrauchs noch deutlicher herauszustellen, können die spezifischen Netzentgelte je kWh bei bestimmten Jahresverbräuchen wie folgt berechnet werden:

$$NNE_{spez} = \frac{NNE}{JVB}$$

mit  $NNE_{spez}$ : spezifische Netznutzungsentgelte in ct/kWh,  $NNE$ : Netznutzungsentgelte in €/a,  $JVB$ : Jahresenergieverbrauch in €/a.

Ein VNB, der günstige spezifische Netzentgelte bei geringen Verbräuchen ausweist – das erreicht der VNB z.B. durch geringe GP und relativ geringe AP – ist nicht auch automatisch günstig bei höheren Abnahmemengen, da für höhere Verbrauchsmengen die VNB mit noch geringeren AP dann dominieren. Oder andersherum, VNB mit hohem GP-Anteil können diesen durch geringe AP bei höheren Jahresverbräuchen „kompensieren“ und Netznutzer mit höheren Verbräuchen haben dann trotzdem sehr geringe *spezifische* Netzentgelte.

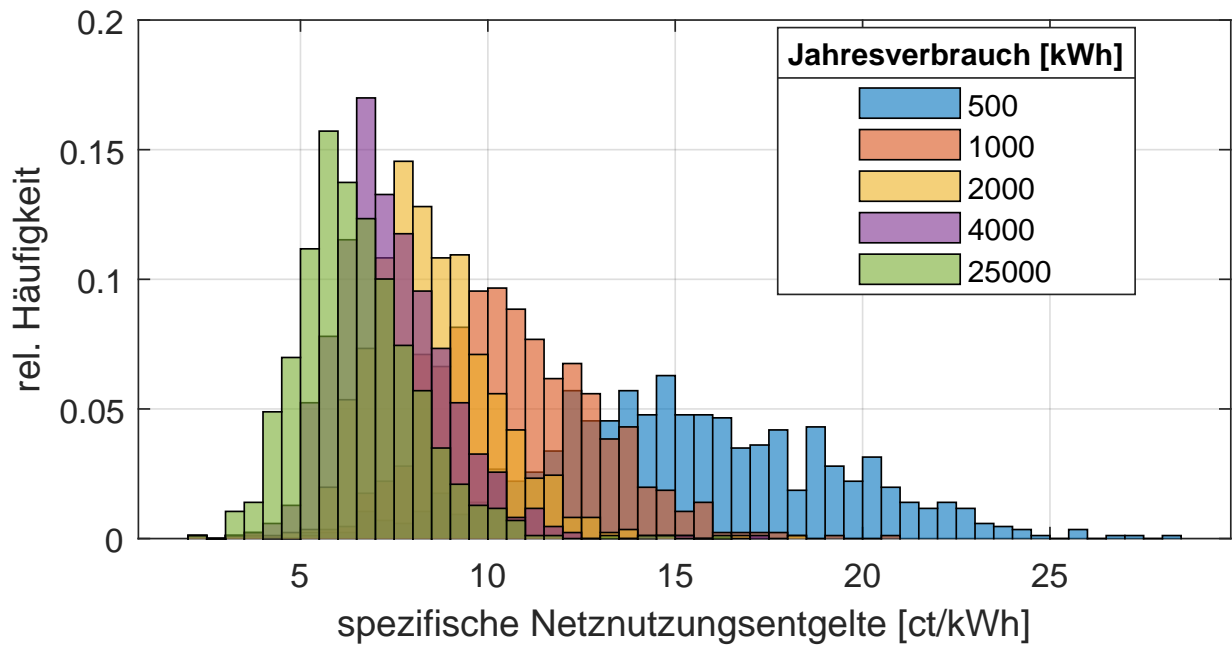


Abbildung 3.3: Häufigkeitsverteilungen spezifischer Netznutzungsentgelte für SLP-Kunden in der Niederspannung für unterschiedliche Jahresverbräuche

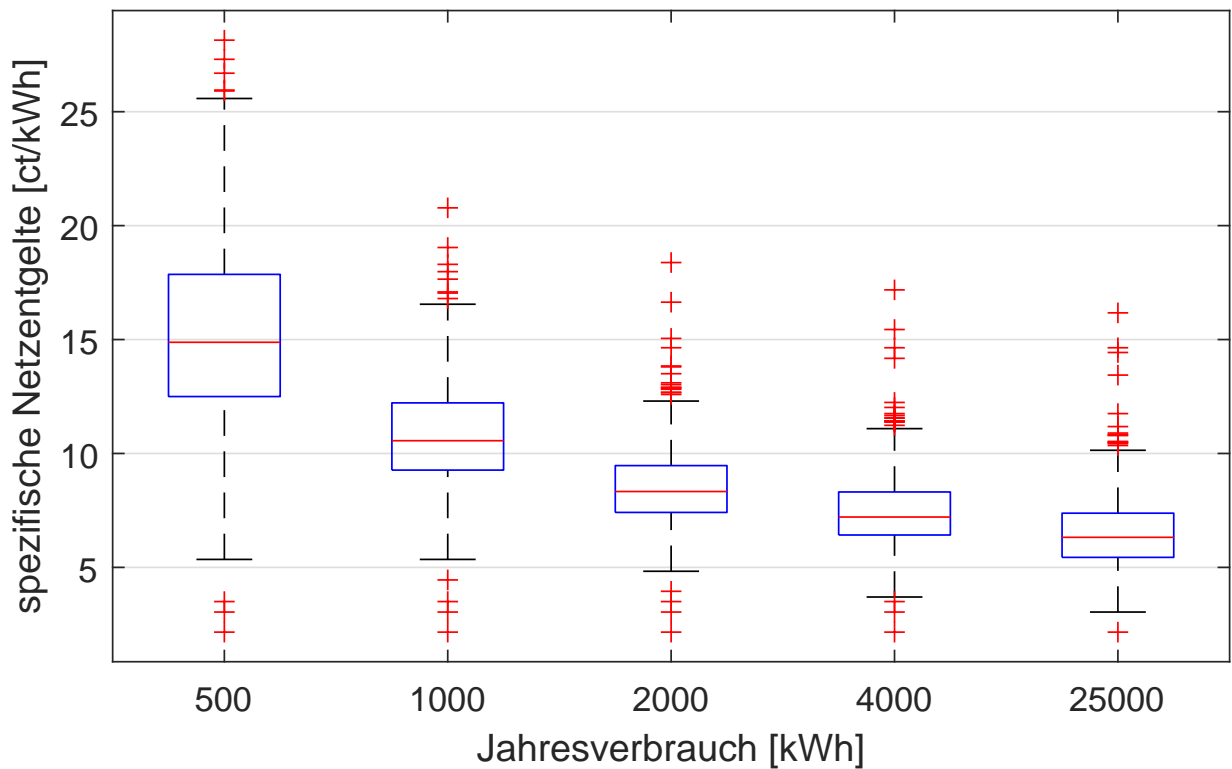


Abbildung 3.4: Boxplots spezifischer Netznutzungsentgelte für SLP-Kunden in der Niederspannung für unterschiedliche Jahresverbräuche

Es zeigt sich in Abbildungen 3.3 und 3.4, dass sich insgesamt bei steigenden Jahresenergieverbräuchen die spezifischen Netznutzungsentgelte verringern. Verbraucher mit sehr geringen Jahresverbräuchen, wie z.B. Ein-Personen-Haushalte, tragen in der Regel relativ hohe spezifische Netznutzungsentgelte durch die pauschalen Grundpreis-Anteile, die auf weniger kWh im Jahr „aufgeteilt“ werden.

Dieser Zusammenhang wird auch durch folgende Darstellung in Abbildung 3.5 deutlich, die jeweils die Netzgebiete mit den günstigsten und teuersten spezifischen Netznutzungsentgelten sowie die mittleren spezifischen Netzentgelte von SLP-Kunden bei unterschiedlichen Jahresenergieverbräuchen zeigen.

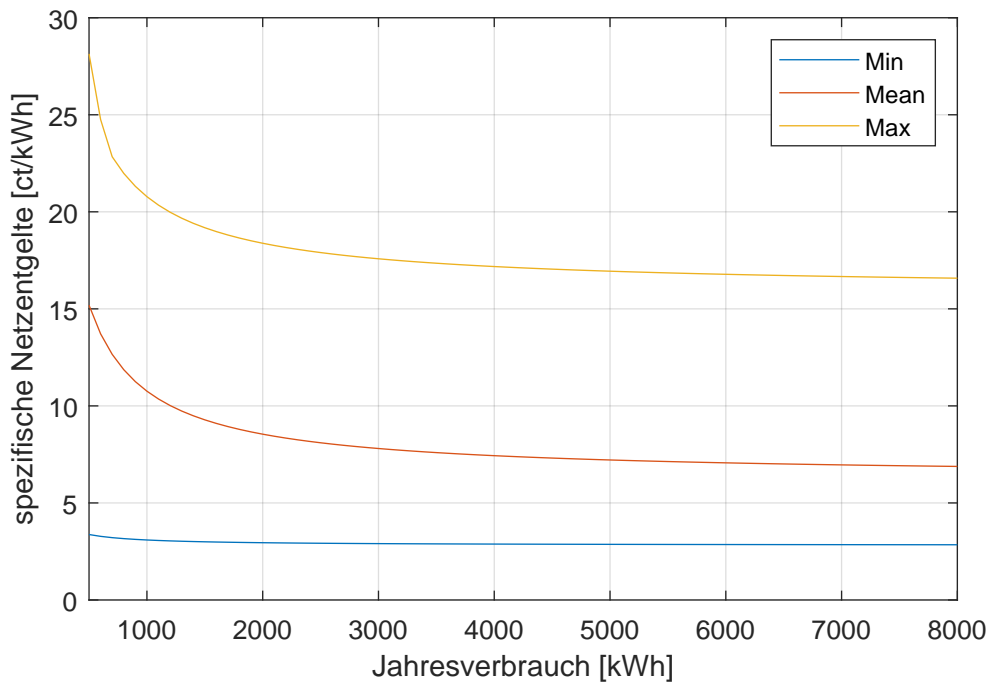


Abbildung 3.5: Vergleich der günstigsten, mittleren und teuersten spezifischen Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs im SLP-Fall in der Niederspannung

Die mittleren spezifischen Netznutzungsentgelte für niedrige Jahresverbräuche (500 kWh/a) liegen bei 15,2 ct/kWh. Die teuersten spezifischen Netzentgelte für die Niedrigverbraucher liegen bei ca. 28,1 ct/kWh, die günstigsten Netzentgelte liegen bei ca. 3,3 ct/kWh und damit die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten spezifischen Netzentgelten bei bis zu 23 ct/kWh.

Die mittleren spezifischen Netznutzungsentgelte für hohe Jahresverbräuche (8000 kWh/a) liegen bei 6,9 ct/kWh. Die teuersten spezifischen Netzentgelte liegen hier bei ca. 16,6 ct/kWh, die günstigsten Netzentgelte liegen bei ca. 2,8 ct/kWh und damit die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten spezifischen Netzentgelten bei ca. 13 ct/kWh. Somit ist festzuhalten, dass neben der Höhe des Verbrauchs, auch der Ort der anzuschließende Anlage einen enormen Einfluss auf die tatsächlichen Kosten hat.

## 3.2 Registrierende Leistungsmessung-Kunden in der Niederspannung

Ist ein Jahresenergieverbrauch von mehr als 100 000 kWh bei Kunden zu erwarten, so zählen diese laut §12 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) zur Gruppe der Kunden mit registrierender Leistungsmessung und werden mit einem RLM-Zähler ausgestattet. Die Grenze der 100 000 kWh/Jahr kann je Kunde bzw. je Netzbetreiber etwas flexibel ausgestaltet werden. Das heißt, auch einige Kunden mit einem Jahresenergieverbrauch von 80 000 kWh können RLM-Kunden sein.

Durch das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) werden nun sukzessive auch Kunden mit geringeren Jahresenergieverbräuchen mit digitalen Stromzählern und auch intelligenten Messsystemen (sogenannten Smart-Metern) ausgestattet. Hierdurch könnten in Zukunft auch bisherige SLP-Kunden als RLM-Kunden abgerechnet werden.

Am 31.01.2020 hat nach technischer Feststellung und Allgemeinverfügung des Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) der Smart Meter Rollout offiziell begonnen und sollte Messstellenbetreiber somit zum Einbau von Smart-Meter verpflichten. Am 04.03.2021 wurde dieser jedoch vom Oberverwaltungsgericht Münster gestoppt. Offen ist, wann der Rollout wieder an Fahrt aufnimmt. Feststeht, dass der Rollout sich bereits enorm verzögert hat.

im Folgenden (Abb. 3.6 und 3.7) sind die Leistungs- und Arbeitspreise für RLM-Kunden in der Niederspannung in Deutschland dargestellt, welche sich stets nochmals in zwei Kundengruppen unterteilen: in die Kunden mit einer Jahres-Benutzungsdauer von weniger als 2500 Stunden und die Kunden mit mehr als 2500 Stunden. Es wurde wie schon zuvor zunächst eine Datenbereinigung vorgenommen, sodass letztendlich Daten aus 856 verschiedenen Netzgebieten untersucht wurden.

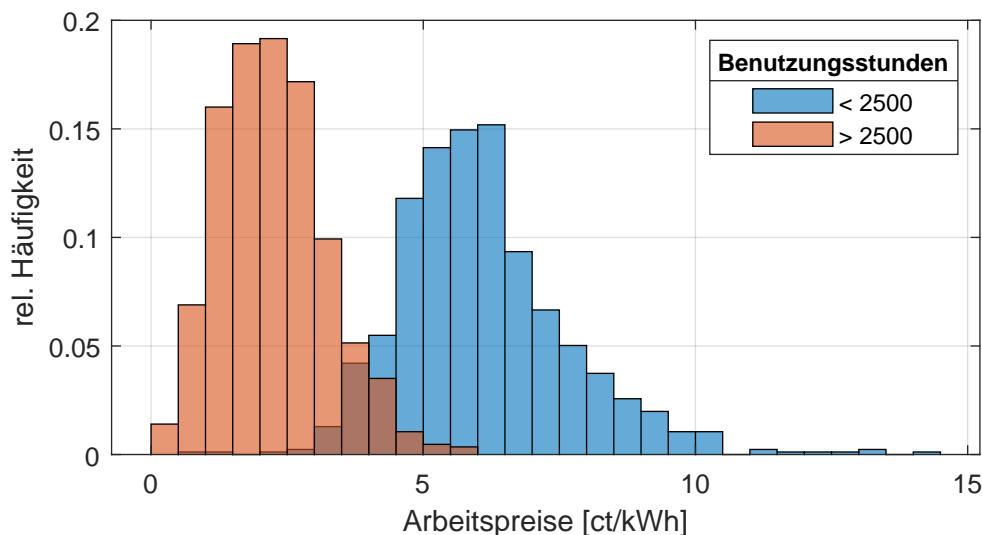


Abbildung 3.6: Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise in Niederspannung für RLM-Kunden



Die Jahres-Benutzungsdauer ist dabei wie folgt definiert:

$$JBD = \frac{JVB}{P_{max}}$$

mit  $JBD$ : Jahres-Benutzungsdauer in h,  $JVB$ : Jahresenergieverbrauch in kWh,  $P_{max}$ : Maximale Leistung in kW.

Die AP der Kundengruppe mit  $< 2500$  Benutzungsstunden schwanken zwischen knapp über 1 und 14 ct/kWh je nach Netzbetreiber und liegen im Mittel über alle betrachteten 856 Netzbetreiber bei ca. 6,1 ct/kWh. Damit liegen sie in vergleichbarer Höhe zu den zuvor in Kapitel 3.1 untersuchten AP der SLP-Kunden.

Die AP der Kundengruppe, die  $> 2500$  Benutzungsstunden haben, schwanken zwischen 0,01 und 6 ct/kWh je Netzbetreiber bzw. Gebiet und liegen im Mittel bei nur 2,25 ct/kWh.

Im Mittel ist somit der Unterschied zwischen der Kundengruppe  $< 2500$  und der Kundengruppe  $> 2500$  JBD ca. 4 ct/kWh.

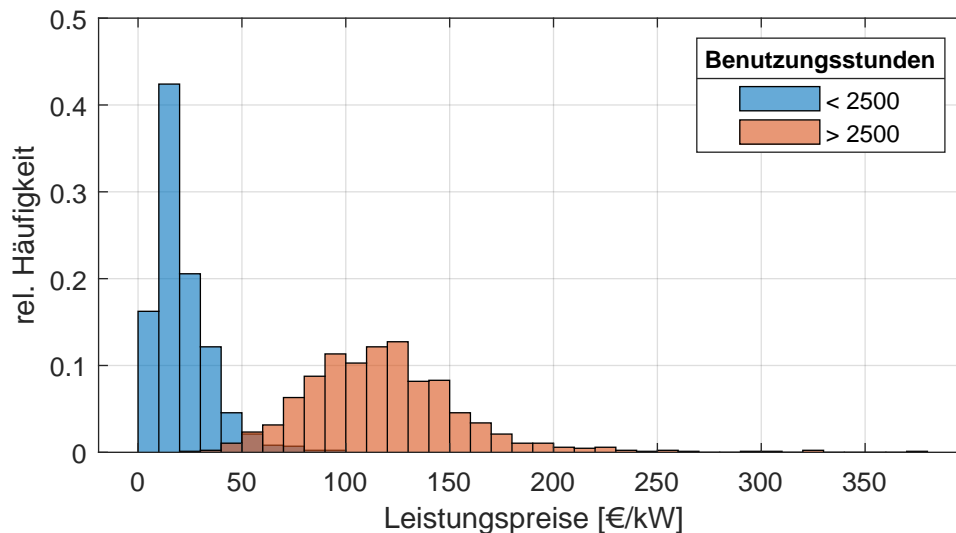


Abbildung 3.7: Häufigkeitsverteilung der LP in Niederspannung für RLM-Kunden

Bei den Leistungspreisen zeigt sich, dass in der Regel für Kunden kleinerer Benutzungsstunden ( $< 2500$ ) geringere LP angesetzt werden – sie schwanken zwischen ca. 1 €/kW und 95 €/kW und liegen im Mittel bei 21 €/kW. Für die Kunden höherer Benutzungsstunden ( $> 2500$ ) sind die LP deutlich höher: Die mittleren LP befinden sich um ca. 118 €/kW und liegen in einer Spanne von 27 €/kW bis 372 €/kW, wobei Preis oberhalb von 225 €/kW seltene Ausnahmen sind.

Nun können hier ebenso die spezifischen Netzentgelte betrachtet werden. Dazu wurden die spezifischen Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Kundengruppen (SLP und RLM) für verschie-

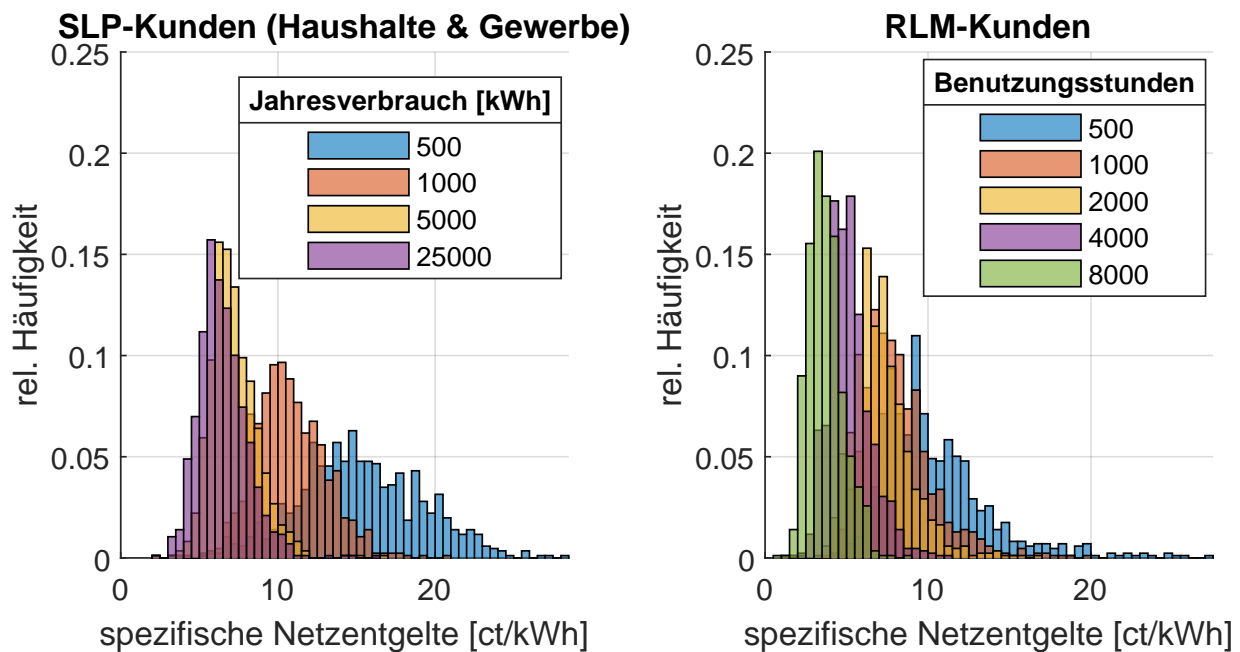


Abbildung 3.8: Häufigkeitsverteilung der spezifischen Netznutzungsentgelte in der Niederspannung

dene Jahresenergieverbräuche bzw. Jahresbenutzungsstunden berechnet und in Abbildung 3.8 dargestellt.

Die spezifischen Netznutzungsentgelte der Kundengruppe 1 (< 2500) liegen im Mittel oberhalb von 7 ct/kWh. Je geringer die Anzahl der Jahresbenutzungsstunden, desto höher fallen die spezifischen Netzentgelte aus (vgl. Abb. 3.8), sodass auch mittlere spezifische Netznutzungsentgelte von 18 ct/kWh für eine Benutzungsstundenanzahl von 500 berechnet wurden.

Es zeigt sich, dass die spezifischen Netznutzungsentgelte für die RLM-Kundengruppe 2, also mit Benutzungsstunden > 2500, insgesamt deutlich geringer sind als für die RLM-Kundengruppe 1 sowie auch im Vergleich zu den SLP-Kunden hoher Jahresverbräuche. Sie liegen im Mittel unterhalb von 5 ct/kWh und können im Extremfall von 8000 Benutzungsstunden sogar bei durchschnittlich 4 ct/kWh liegen.

### 3.3 Kunden nach § 14a EnWG (Steuerbare Verbrauchseinrichtung) in der Niederspannung

Netzbetreiber haben Kunden in der Niederspannung nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) reduzierte Netzentgelte anzurechnen, wenn diese im Gegenzug dem Netzbetreiber die netzdien-

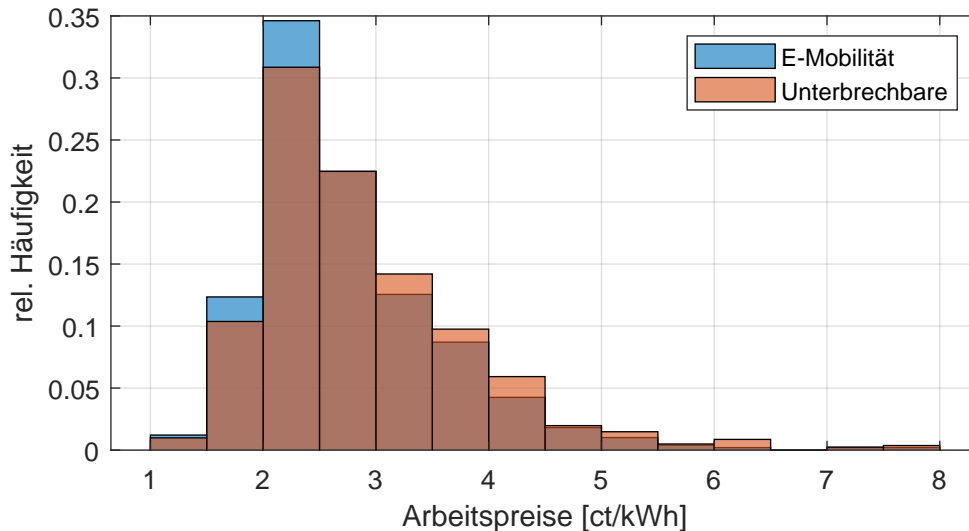


Abbildung 3.9: Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise für Kunden nach §14a EnWG

liche Steuerung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, ermöglichen [1].

Zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zählen auch Elektromobile bzw. die Ladesäulen. In seiner aktuellen Form wird im Gesetz nicht weiter spezifiziert, inwiefern die Steuerung gestaltet werden soll.

Einige Netzbetreiber weisen explizit Netznutzungsentgelte für Elektromobile bzw. Ladesäulen aus, die sich nach §14a EnWG bereit erklären, sich netzdienlich steuern zu lassen. In der ene't-Datenbank sind diese unter „Elektromobilität“ zusammengefasst. Andere und auch dieselben Netzbetreiber weisen reduzierte Netznutzungsentgelte auch für andere unterbrechbare oder steuerbare Verbrauchsanlagen aus. Diese sind zu Vergleichszwecken folgend mit dargestellt.

Insgesamt wurden unvollständige Datensätze zunächst erneut gefiltert. Dabei konnte festgestellt werden, dass nur für 494 der ursprünglichen 859 Netzgebiete Daten zu reduzierten E-Mobilitäts-Netzentgelten hinterlegt waren. Für die allgemeinen reduzierten Netzentgelte für unterbrechbare Verbraucher waren hingegen 810 Datensätze hinterlegt. Es ist also festzuhalten, dass für das untersuchte Jahr 2020 nur ca. 58% der Netzbetreiber explizit ein Netznutzungsentgelt für E-Mobilität festgelegt haben. Da aber im folgenden nur die relativen Auftretshäufigkeiten verglichen werden, ist ein Vergleich weiterhin möglich.

Es zeigt sich für die Kunden nach §14a EnWG eine deutliche Reduzierung der Arbeitspreise im Vergleich zu den AP der regulären SLP-Kunden. Die Preise bewegen sich zwischen 1 und 8 ct/kWh je nach Netzbetreiber bzw. -gebiet. Im Mittel beträgt der AP über alle betrachteten Netzgebiete (494) 2,68 ct/kWh.

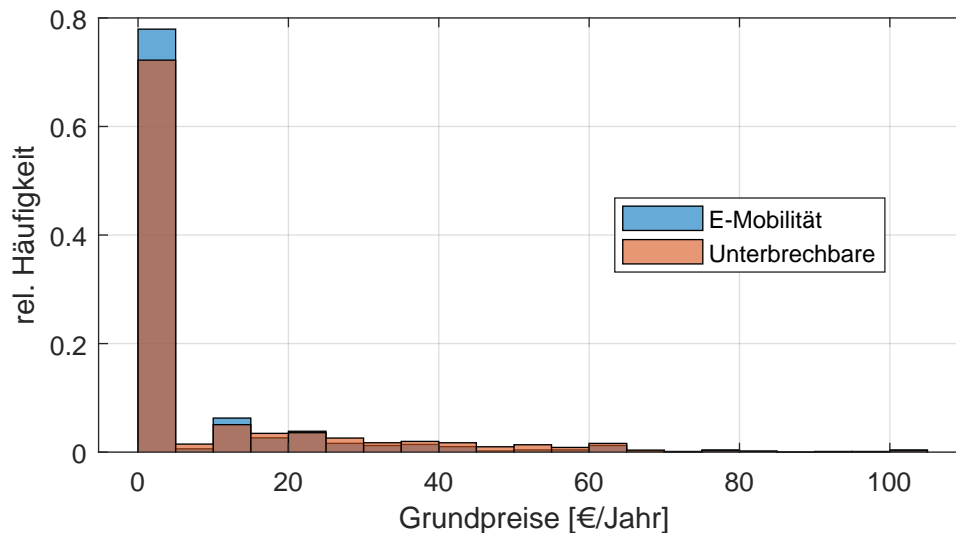


Abbildung 3.10: Häufigkeitsverteilung der Grundpreise für Kunden nach §14a EnWG

Die Grundpreise dürfen - anders als bei regulären Netzentgelten - auch 0€/Jahr betragen. Es kann nicht vollständig nachvollzogen werden, ob alle Datensätze, die ein Entgelt von 0€/Jahr tatsächlich echte Werte sind, da auch leere Zellen in der Datenbank mit einer 0 eingetragen sind. Es wurden jedoch nur GP betrachtet, zu denen im gleichen Netzgebiet ein entsprechender AP ungleich 0 vorlag. Geht man nun also davon aus, dass die Daten der untersuchten Netzgebiete valide sind, so schwanken die Grundpreise hier zwischen 0 und 105€/Jahr. Im Mittel liegen die Grundpreise nur noch bei 6,17€/Jahr. Auffällig ist hier, dass einige Netzbetreiber auf den Grundpreis vollkommen verzichten, während der Preis in anderen Gebieten bei dem gleichen Maximum von 105€/Jahr liegt, wie schon bei den regulären SLP-Kunden. Es kann nicht abschließend geklärt werden, ob hier nur ein Kommunikationsfehler vorliegt: während einige Netzbetreiber ein Netznutzungsentgelt von 0€/Jahr ausweisen, um anzudeuten, dass für eine abschaltbare Einrichtung kein *zusätzlicher* GP erhoben wird, könnten andere Netzbetreiber mit dem ausgeschriebenen GP die tatsächliche Höhe des anfallen GP meinen, der bei einem regulären Anschluss fällig wird.

Der entfallene Grundpreis kann auch dadurch erklärt werden, dass die Betreiber zur Teilnahme am reduzierten, steuerbaren Netznutzungsentgelt den Einbau eines zusätzlichen Zählers vorschreiben. Der Grundpreis wird somit weiterhin über den „normalen“ Zähler abgerechnet, während für die steuerbare Anlage lediglich das reduzierte Netzentgelt in Form eines AP anfällt.

### 3.4 Netzentgelte in der Mittelspannung

Für die RLM-Kunden in der Mittelspannung mit < 2500 Benutzungsstunden liegen die Arbeitspreise zwischen 1 ct/kWh bis 12,7 ct/kWh und im Mittel bei 4,8 ct/kWh.

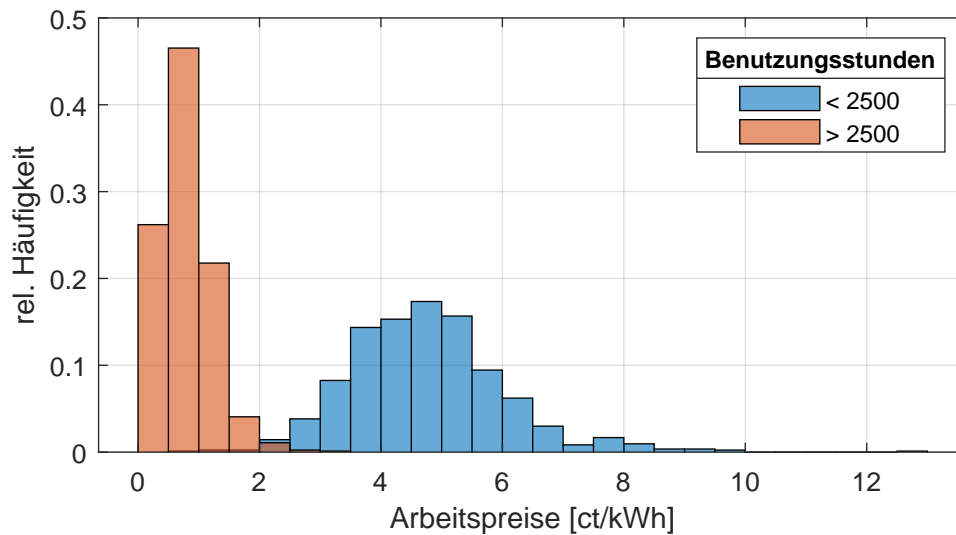


Abbildung 3.11: Häufigkeitsverteilung der Arbeitspreise in der Mittelspannung

Für die Kundengruppe  $> 2500$  Benutzungsstunden liegen die Arbeitspreise zwischen  $0,1$  ct/kWh bis  $3,5$  ct/kWh und im Mittel bei  $0,8$  ct/kWh. Dieser große Unterschied zwischen den beiden Gruppen kann auch in Abbildung 3.11 sehr gut erkannt werden.

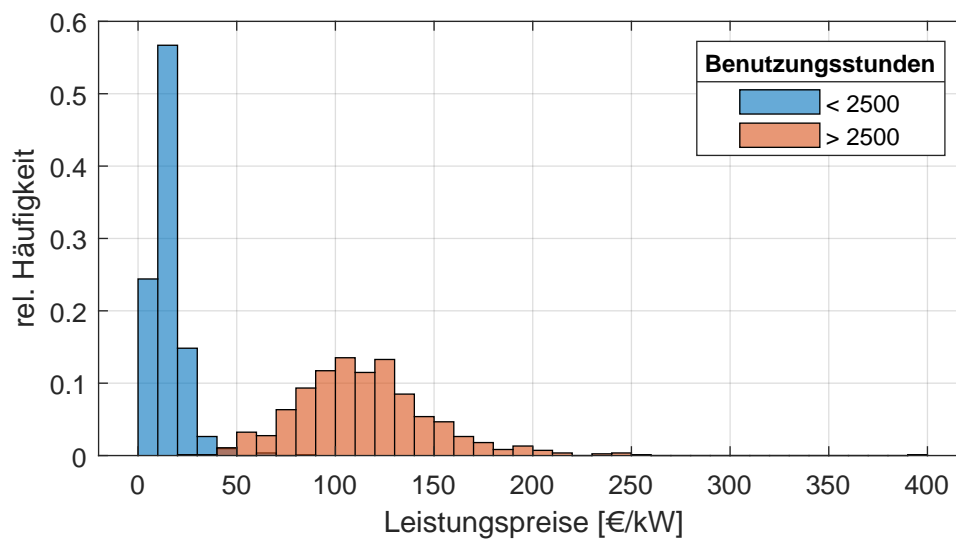


Abbildung 3.12: Häufigkeitsverteilung der Leistungspreise in der Mittelspannung

Die Leistungspreise für die RLM-Kunden mit  $< 2500$  Benutzungsstunden liegen in der Mittelspannung zwischen ca.  $1$  €/kW und  $86,4$  €/kW und im Mittel bei  $15,1$  €/kW.

Für die Kundengruppe  $> 2500$  Benutzungsstunden liegen die Leistungspreise zwischen  $26,8$  €/kW und  $394,1$  €/kW und im Mittel bei  $114,4$  €/kW. Auch bei den Leistungspreise ist somit ein erheblicher Unterschied zwischen den beiden Gruppen zu erkennen, diesmal jedoch anders gewichtet: Die Kundengruppe mit hohen Benutzungsstunden zahlen einen höheren LP, was in Abbildung 3.12

dargestellt ist.

Um die spezifischen Netznutzungsentgelte in der Mittelspannung für unterschiedliche Verbräuche vergleichen zu können, wurden die spezifischen Entgelte für einige unterschiedliche Benutzungsstunden berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1: Höhe der berechneten Netznutzungsentgelte in ct/kWh für unterschiedliche Benutzungsstunden

	500 h	1000 h	2000 h	4000 h	8000 h
Min	2.334	1.727	1.424	0.961	0.625
Max	30.024	21.382	17.061	10.284	5.357
Mean	7.776	6.263	5.506	3.643	2.213

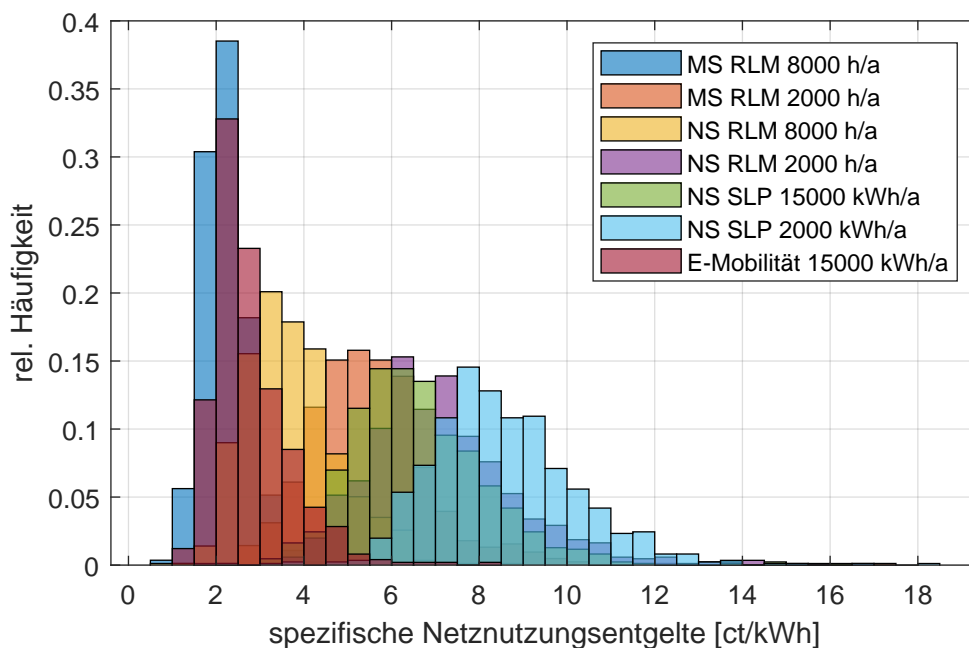


Abbildung 3.13: Histogramme: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der spezifischen Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Szenarien.

Die Abbildungen 3.13 und 3.14 zeigen den Vergleich ausgewählter spezifischer Entgelte für RLM-Kunden in der Mittelspannung gegenüber den zuvor betrachteten Kunden in der Niederspannung (SLP, RLM, sowie Nutzer reduzierter E-Mobilitäts-Netzentgelte).

Es zeigen sich insgesamt deutliche Unterschiede je Kundengruppenart (SLP, reduzierte Netznutzungsentgelte nach § 14a EnWG, RLM je Benutzungsstunden und ob Niederspannung oder Mittelspannung) und auch deutliche Schwankungen zwischen den Netzbetreibern (sichtbar durch die Breite der Verteilungsfunktionen). Es macht also einen gravierenden Unterschied aus Sicht des Kunden und in Bezug auf die Netzentgeltkosten, in welchem Netzgebiet er sich befindet und

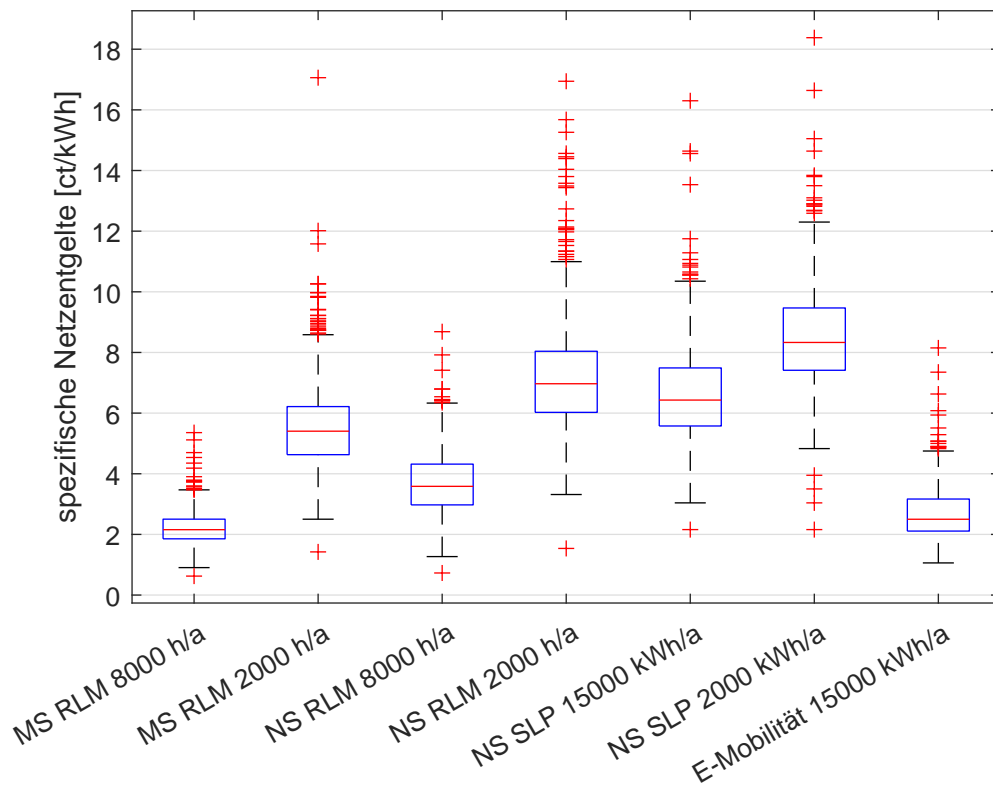


Abbildung 3.14: Boxplots: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der spezifischen Netznutzungs-entgelte für unterschiedliche Szenarien.

zu welcher Kundengruppe er gehört. Es kann außerdem festgestellt werden, dass vor allem RLM-Kunden mit hoher Benutzungsstundenanzahl niedrige spezifische Netzentgelte erhalten. Kunden nach § 14a EnWG erhalten durch die Reduzierung der Netzentgelte auch in der Niederspannung vergleichbar niedrige Entgelte, wie es sonst nur die RLM-Kunden mit den entsprechen hohen Benutzungsstunden erhalten.

## 4 Möglichkeiten des Anschlusses für Ladesäulen

Grundsätzlich gibt es unterschiedliche Orte, an denen aktuell und zukünftig Ladeinfrastruktur aufgebaut und an das Verteilnetz angeschlossen werden. Abbildung 4.1 zeigt schematisch die Aufteilung in private und (halb-)öffentliche Ladeinfrastruktur.



Abbildung 4.1: Übersicht unterschiedlicher Use-Cases für das Laden eines Elektrofahrzeugs [15].

Ladevorgänge mit großen Flexibilitätspotenzialen sind die im privaten Umfeld, also Zuhause oder beim Arbeitgeber, da hier lange Standzeiten vorherrschen. Grund dafür sind die vergleichbar langen Ladezeiten aufgrund geringerer Ladeleistungen von maximal 22 kW – oftmals 11 kW



oder geringer. Geht man von einer Batteriekapazität von 75 kWh aus, was im Kleinwagenbereich etwas einer Strecke von 400 km entsprechen kann, so würde ein vollständiger Ladevorgang dementsprechend im schlechtesten Fall einer leeren Batterie fast bis zu sieben Stunden in Anspruch nehmen. Aber auch im (halb-)öffentlichen Raum können Ladevorgänge zukünftig Flexibilitätsmöglichkeiten bieten, jedoch, nur wenn die Standzeiten entsprechend länger sind. Zum Beispiel sind die (Kunden-)Anforderungen bei Lade-Hubs innerorts oder Lade-Hubs an Hauptverkehrsachsen (bspw. Autobahnen) klar so ausgestaltet, dass hier die Batterien schnell, ohne merkliche Ladeleistungsreduktion aufgeladen werden müssen. An den übrigen Orten im öffentlichen Raum können die Ladevorgänge zum Teil Flexibilität mitbringen, jedoch nur, wenn die Parkvorgänge nicht allzu kurz sind, bspw. nicht unter 30-60 Minuten.

Im privaten Raum beim Laden Zuhause werden Ladepunkte in aller Regel in die bestehende Kundenanlage (Netzanschluss des Wohnhauses) integriert. Dies ist üblicherweise in der Niederspannung. Sogenannte Wallboxen, die hier oftmals zum Einsatz kommen, bieten Ladeleistungen zwischen 3,7 kW bis 11 kW. Dies ist im Vergleich zur typischen Auslegungsabnahmeleistung eines Haushalts eine deutliche Erhöhung. Die aktive Ladung stellt eine Dauerbelastung dar und die Elektroinstallationen des Gebäudes sollte hierfür geprüft bzw. ausgelegt sein [19]. Ab einer Ladeleistung von  $\geq 3,6$  kVA ist die Ladeeinrichtung beim Netzbetreiber anzumelden. Ab einer Leistung  $> 12$  kVA bedarf es ebenso der vorherigen Zustimmung des VNB, welcher wiederum eine Steuerungseinrichtung verlangen kann (i.d.R. Rundsteuerempfänger, zukünftig evtl. über Smart Meter).

Im (halb-)öffentlichen Raum gibt es die sog. öffentlich-zugänglichen Ladepunkten, welche in Normal- und Schnellladepunkte weiter unterteilt werden können. Ein öffentlich-zugänglicher Ladepunkt ist nach neuer Ladesäulenverordnung ein Ladepunkt an einem Ort bzw. Parkplatz, den ein unbestimmter Personenkreis nutzen kann und der nicht durch deutlich sichtbare Kennzeichnung oder Beschilderung auf einen individuellen Personenkreis beschränkt wird [10].

Ein Normalladepunkt ist dabei ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung  $\leq 22$  kW geladen werden kann. Ein Schnellladepunkt ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung  $> 22$  kW geladen werden kann. [3, 7]

Generell können Ladesäulen je nach Ladeleistung in Nieder- oder Mittelspannungsebene angeschlossen werden.

Normalladepunkte, also Ladepunkte mit maximal 22 kW AC, die einzeln angeschlossen werden sollen, werden an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Auch die Aggregation einer moderaten Anzahl von Normalladepunkten führt i.d.R. nicht zur Notwendigkeit des Anschlusses an das Mittelspannungsnetz. Auch einzelne Schnellladepunkte können je nach verfügbaren Aufnahmekapazitäten der jeweiligen Netze noch in das Niederspannungsnetz integriert werden.

Größere Schnellladepunkte (= High Power Charging (HPC); ab > 100-200 kW), Aggregationen von mehreren Schnellladepunkten (wie bspw. an Autobahnraststätten oder Lade-Hubs) oder auch die Aggregation einer hohen Anzahl von Normalladepunkten mit entsprechender Gleichzeitigkeit der Nutzung dieser Ladepunkte führt insgesamt zu Gesamtabnahmeleistungen, die üblicherweise nicht mehr in Niederspannungsnetzen bereitgestellt werden können. Hier erfolgt (bereits aktuell und in Zukunft sicherlich verbreiteter) der Anschluss in den Mittelspannungsnetzen. Hierfür ist dann auch eine entsprechende Netztransformatorstation erforderlich.

Am Beispiel von Westnetz, dem größten VNB in Deutschland, zeigt folgende Tabelle 4 die Leistungshöhen zum Anschluss in die nochmals unterteilten Mittelspannungsebenen [20].

Tabelle 4.1: Anschlussleistungen einzelner Kundenanlagen in Abhängigkeit der Spannungsebene [20].

Spannungsebene	Anschlussleistung einzelner Kundenanlagen
Anschluss an ein 10-kV-Netz	200 kVA bis 3 MVA
Anschluss an eine 10-kV-Sammelschiene	3 MVA bis 11 MVA
Anschluss an ein 20-kV-Netz	200 kVA bis 5,5 MVA
Anschluss an eine 20-kV-Sammelschiene	5,5 MVA bis 20 MVA
Anschluss an 30-kV-Netze	3 MVA bis 11 MVA
Anschluss an eine 30-kV-Sammelschiene	11 MVA bis 20 MVA

Durch die Ergänzung um die Blindleistungsvorgaben in den Technische Anschlussbedingungen (TAB) können (hier grob vereinfacht) die Scheinleistungen in die Wirkleistungen mit einem  $\cos(\phi) = 0,95$  umgerechnet werden, 200 kVA bedeuten dann ca. 190 kW. Außerdem ist festzuhalten, dass diese Werte nur grobe Richtwerte sind. Je nach Netz(-gebiet) weichen die technischen Gegebenheiten im Einzelfall auch davon ab.

Werden diese gegebenen Netzanschlusskapazitäten weiter betrachtet, so zeigt sich, dass ab einer Aggregation von mehr als  $10 \times 22$  kW Normalladepunkten (Annahme: gleichzeitige Vollast dieser Ladepunkte ist möglich) oder mehr als  $4 \times 50$  kW Schnellladepunkten oder sogar schon mehrere Schnellladepunkte (HPC) mit Leistungen von 200 kW, 300 kW und 350 kW der Anschluss in der Mittelspannung notwendig bzw. möglich ist.

Diese unterschiedlichen Fälle sollen im nächsten Kapitel untersucht werden.

## 5 Berechnung der Netzentgelte für verschiedene Ladeinfrastruktur-Konfigurationen

In diesem Kapitel werden für verschiedene Ladeinfrastrukturen (LIS) mit jeweils unterschiedlichen Auslastungen die jährlichen Netznutzungsentgeltkosten aus Sicht der Ladesäulenbetreiber (Charge Point Operator (CPO)) im Folgenden bestimmt. Hierzu werden je Konfiguration der LIS die spezifischen Netzentgelte im Mittel, Maximum und Minimum der gesamten ene't-Datenbank bestimmt und verglichen.

Zu beachten ist, dass je nach Batteriestand (State of Charge (SOC)) die Ladeleistung variiert, vor allem bei SOC's > 80 % bricht die Ladeleistung ein, wie beispielhaft in Abbildung 5.1 zu sehen ist.

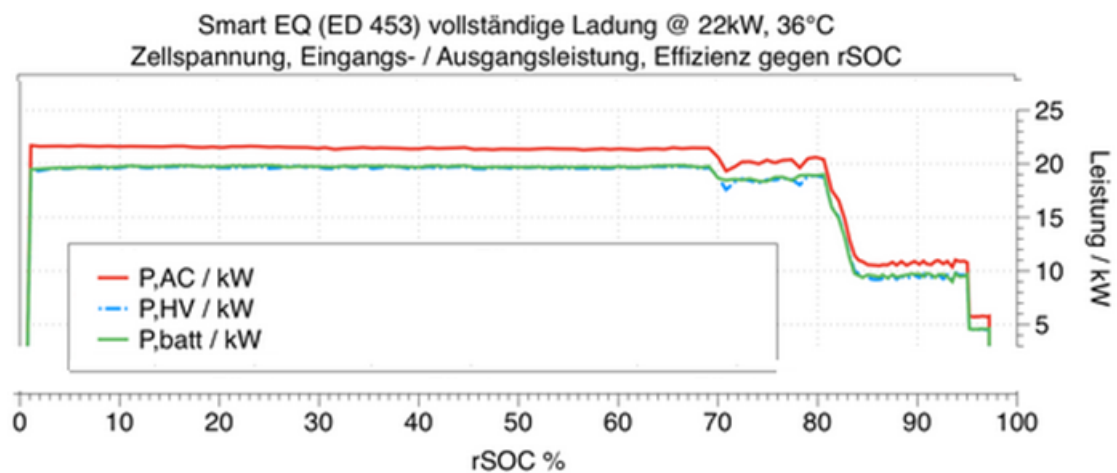


Abbildung 5.1: Ladeverhalten eines Smart EQ [17].

Außerdem werden je LIS-Konfiguration auch verschiedene Gleichzeitigkeitsfaktoren angenommen. Wenn zum Beispiel > 10 Ladepunkte aggregiert, in der Mittelspannung über eine Kundenanlage angeschlossen wären, so ist für die Auslegung in der Regel ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 vorzusehen, sollte sich der Netzbetreiber dafür entscheiden, den Empfehlungen der aktuellen technischen Leitfäden zu folgen [11]. In der Realität, so zeigen es einige Ist-Analysen, werden die

Gleichzeitigkeitsfaktoren jedenfalls im halböffentlichen Raum kaum erreicht [12]. Im öffentlichen Raum kann dies natürlich anders sein, sodass die Auslegung mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 sicherlich sinnvoll ist, allerdings werden im weiteren Verlauf auch weitere Konstellationen berücksichtigt.

Für die Beispielrechnungen wird angenommen, dass bei gegebenen Ladepunktleistungen (z.B. 22 kW) die verladenen Energiemengen je Zeiteinheit (z.B. 1 h) um ca. 10 % geringer ausfallen als die sich in der Theorie ergebende Energiemenge ( $22 \text{ kW} \cdot 1 \text{ h} = 22 \text{ kWh}$ ), also ca.  $22 \text{ kW} \cdot 0,9 \cdot 1 \text{ h} = 18,7 \text{ kWh}$ . Dies kommt durch die Annahme, dass die E-Autos mit unterschiedlichem SOC an den Ladesäulen ankommen.

## 5.1 22 kW Ladestation als SLP-Kunde

Betrachtet wird zunächst eine 22 kW-Ladestation für unterschiedliche Auslastungen von 2, 5, 25 und 75 % im Jahr (100 % entspricht 8760 h). Es wird der Fall des Anschlusses in der Niederspannung für einen SLP-Kunden betrachtet.

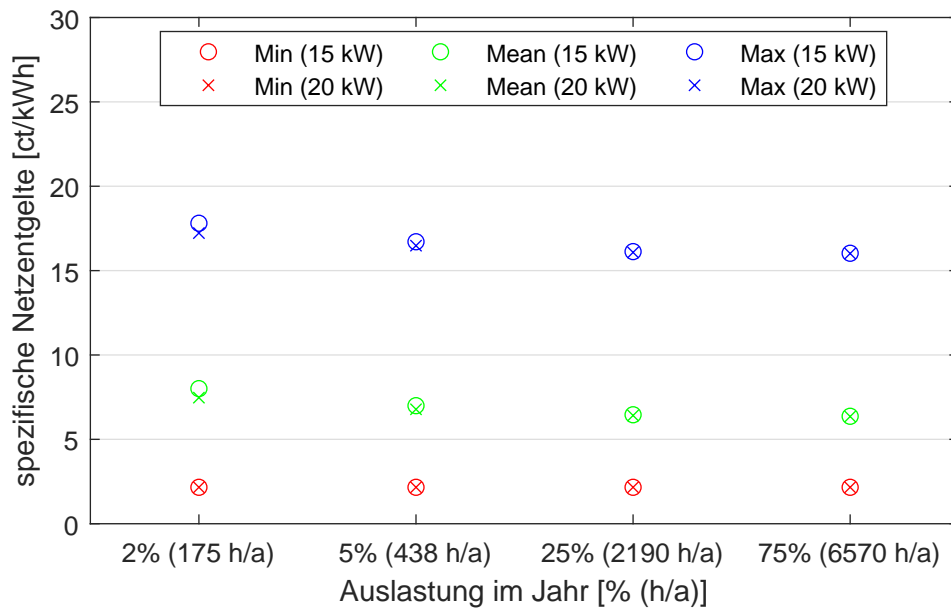


Abbildung 5.2: Spezifische Netznutzungsentgelte je Auslastung einer 22 kW Ladestation in der Niederspannung für SLP-Kunden

Für die Ladeleistung bzw. Anschlussleistungen der Ladesäulen wird angenommen, dass die maximale Ladeleistung durch die technischen Restriktionen der E-Autos auch geringer als die mögliche Leistung der Ladesäule sein kann. Es wird hier mit einer durchschnittlichen Ladeleistung der 2020 zugelassenen E-Autos von 15 kW (für AC-Ladung) gerechnet. Allerdings wird zusätzlich auch zu Vergleichszwecken eine 100 %ige abgenommene Ladeleistung angesetzt, was bei einer AC-Ladung

22 kW entspricht. Dies könnte auch den technischen Entwicklungspfad der E-Autos widerspiegeln, der durch weiteren technologischen Fortschritt von Batterien und Ladetechnik voranschreitet.

Es zeigt sich in Abbildung 5.2, dass die spezifischen Netznutzungsentgelte im SLP-Kunden-Fall mit steigender Auslastung leicht sinken. Für geringe Auslastungen liegen diese im Mittel bei 7,5 - 8,0 ct/kWh. Für höhere Auslastungen sinken diese bis auf ca. 6,35 ct/kWh.

## 5.2 22 kW Ladestation als § 14a EnWG-Kunde

Die technischen Annahmen zu Ladeleistungen und Abnahmemengen bleiben gleich, wie in Kapitel 5.1 dargestellt.

Es zeigt sich hier (Abbildung 5.3), dass eine steigende Auslastung im Mittel kaum Auswirkungen auf die spezifischen Netznutzungsentgelte hat. Dies liegt vor allem daran, dass die Grundpreise in der Regel mit 0 €/Jahr für diese Kundengruppe angesetzt sind. Insgesamt sind die spezifischen Netznutzungsentgelte aufgrund des geringer angesetzten AP für diese Kundengruppe allerdings auch insgesamt deutlich niedriger.

Für geringe Auslastungen liegen diese im Mittel bei 2,84 bis 2,91 ct/kWh. Für höhere Auslastungen sinken diese bis auf ca. 2,68 ct/kWh.

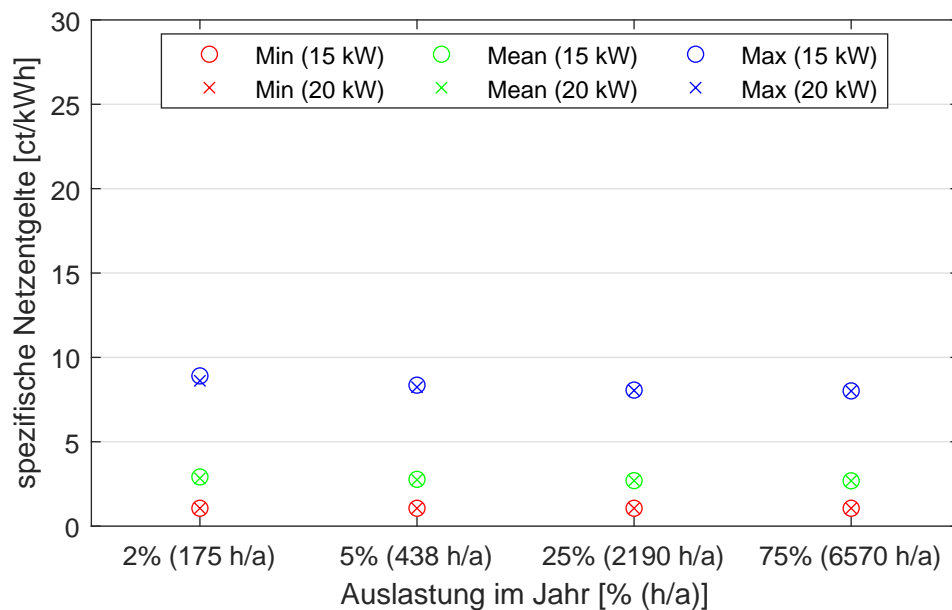


Abbildung 5.3: Spezifische Netznutzungsentgelte je Auslastung einer 22 kW Ladestation in der Niederspannung für § 14a EnWG-Kunden

### 5.3 44 kW Ladestation als RLM-Kunde

Bei Aggregation von Ladepunkten im öffentlichen Raum an einem Netzanschlusspunkt ist ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 laut „Technischem Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität“ des VDE anzusetzen [11]. Je Auslastung der Ladepunkte ergeben sich dann unterschiedliche jährlich abgenommene bzw. verladene Energiemengen. Diese mit der höchsten Abnahmeleistung ergeben dann die Benutzungsstunden, die für die Einordnung in die 2 Kundengruppen (< 2500 h, > 2500 h) relevant ist. Daher wird für den hier betrachteten Fall einer 44 kW-Ladestation davon ausgegangen, dass diese als Aggregation von 2 Stationen mit je 22 kW mit Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 ausgelegt und betrieben werden. Zudem wird aufgrund der höheren Leistung nun der RLM-Fall betrachtet.

Es zeigt sich, dass bei geringen Auslastungen die mittleren spezifischen Netzentgelte zwischen oberhalb von 10,9 ct/kWh liegen. Bei höheren Auslastungen wie beispielsweise 75 % liegen die mittleren spezifischen Netzentgelte bei geringen 4,0 ct/kWh.

Der Ladesäulenbetreiber wird somit angereizt eine möglichst hohe Auslastung zu erzielen, um als RLM-Kunde in die Kundengruppe > 2500 h zu fallen. Hiervon könnten letztlich auch die Kunden (also die E-Auto-Fahrer) profitieren, wenn der CPO im günstigen Fall auch die geringeren Netzentgelte den Kunden weitergibt. Dies ist jedoch in der Regel nicht der Fall, da die CPOs bzw. meist noch über den Umweg über einen Elektromobilitätsprovider (eMP), die Ladepreise (jedenfalls an öffentlichen Ladesäulen) kaum variabel gestalten.

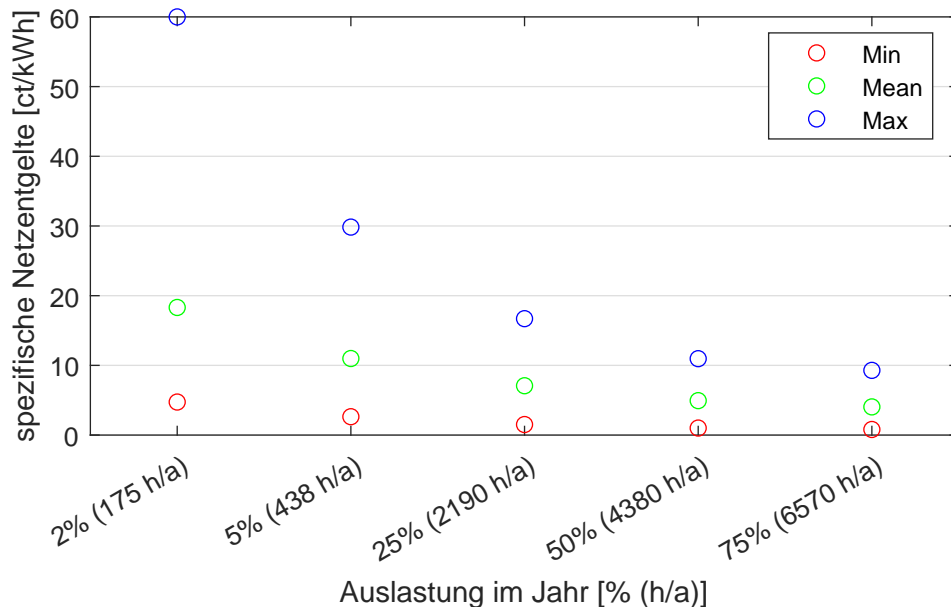


Abbildung 5.4: Spezifische Netznutzungsentgelte je Auslastung einer 44 kW Ladestation in der Niederspannung für RLM-Kunden

## 5.4 Vergleich der Spannungsebenen

Zuletzt wurde untersucht, inwiefern sich der Anschluss in der Niederspannung gegenüber der Mittelspannung auszeichnet. Dabei ist für die Untersuchungen unerheblich, mit welcher Leistung die angeschlossenen Ladesäulen betrieben werden.

Es zeigt sich hier, dass die spezifischen Netznutzungsentgelte bei Anschluss in der Mittelspannung noch einmal günstiger werden. Es muss jedoch beachtet werden, dass es bei Anschluss in der Mittelspannung auch zu höheren Investitionskosten (durch Trafostationen, weiteren erforderlichen technischen Betriebsmitteln, o.ä.) kommen kann. Diese Kosten müssen dann vollständig oder anteilig von den CPOs getragen werden, wobei diese Kosten in der Regel an die Kunden weitergegeben werden. Die Höhe der spezifischen, an die Kunden weitergegebenen Kosten variiert ebenso mit der jährlichen Gesamtauslastung der Ladestationen.

Bei geringen Auslastungen (von 5 %) liegen die spezifischen Netznutzungsentgelte in der Mittelspannung bei ca. 8,2 ct/kWh, also fast 3 ct/kWh günstiger als die spezifischen Netznutzungsentgelte in der Niederspannung. Bei höheren Auslastungen (von 75 %) liegen die spezifischen Netznutzungsentgelte in der Mittelspannung im Durchschnitt bei 2,5 ct/kWh, also ca. 1,5 ct/kWh unter den spezifischen Netznutzungsentgelten der Niederspannung.

Höhere Investitionskosten können vonseiten der Ladesäulenbetreiber also durch spezifisch geringere Netzentgeltkosten in der Mittelspannung zum Teil „kompensiert“ werden bzw. fallen dadurch evtl. nicht enorm ins Gewicht. Es macht also durchaus Sinn bei größeren Parkflächen und somit

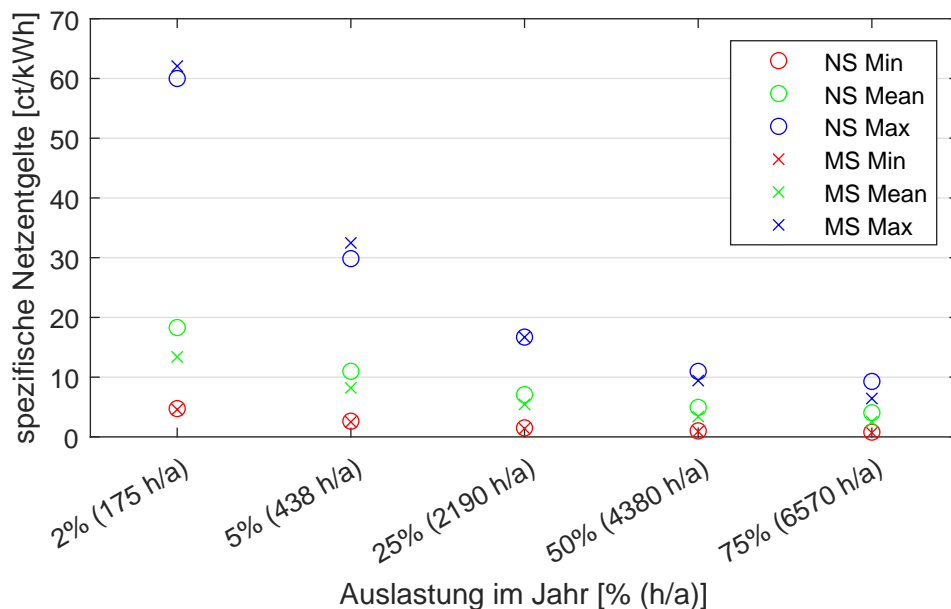


Abbildung 5.5: Vergleich der spezifischen Netznutzungsentgelte je Auslastung einer 110 kW Ladestation für RLM-Kunden in Nieder- und Mittelspannung

einer höheren Anzahl an zu errichtenden Ladepunkten die Aggregation aller Ladesäulen zu einem Netzanschluss über eine Trafostation in der Mittelspannung gegenüber der Teilaggregation mehrerer Ladepunkte und Anschluss an mehreren Niederspannungspunkten als Alternativmöglichkeit stets mitzubedenken. Hierfür müssen jedoch die aggregierten Leistungen (laut VDE Technischen Anschlussbedingungen) je gegebener Netzsituation größer als ca. 200 kW sein.



## 6 Bewertungen aus Studien

Verschiedene Untersuchungen zum Thema Flexibilität kommen immer wieder zum gleichen Ergebnis, dass in Zukunft mehr Flexibilität im Strommarkt benötigt wird. Dazu kann die Netzentgeltsystematik ein Merkmal sein, welches angepasst werden kann, wenn mehr Flexibilität im Stromnetz gefördert und ermöglicht werden soll.

### 6.1 BDEW Ampelkonzept

Das BDEW Ampelkonzept ist aus der 2013 veröffentlichten „BDEW-Roadmap zur Realisierung von Smart-Grids in Deutschland“ hervorgegangen und wurde im Laufe der Jahre durch weitere Veröffentlichungen konkretisiert. Ziel des Konzepts ist der Entwurf und Vorschlag eines neuen Modells, um mehr Flexibilität im deutschen Stromnetz zu erreichen.

Der Kern des Ampelkonzepts ist die Einführung von drei Ampelphasen, in denen sich das Netz befinden kann.

**Grüne Phase** Die „Marktphase“, in der das Stromnetz ohne Einschränkungen für den Markt funktioniert. In dieser Phase liegen keine systemkritischen Netzzustände vor. Alle Marktprodukte können ohne Einschränkungen angeboten und nachgefragt werden.

Die Netzbetreiber beobachten das System und auch hier kann schon Regelernergie eingesetzt werden, um das System stabil zu halten.

**Gelbe Phase** Die Übergangsphase („Interaktionsphase“), in der sich potenzielle Netzengpässe anbahnen. Die Verteilnetzbetreiber rufen zu diesem Zeitpunkt die Flexibilität von Marktteilnehmern ab, um den Übergang in die rote Phase zu verhindern. Es wird hier zunächst immer Flexibilität in Anspruch genommen, sodass langfristig weniger Bedarf an Netzausbau besteht. Erst wenn die Preise für Flexibilität die Kosten für Netzausbau übersteigen, kommt es zum Netzausbau. Es soll damit das volkswirtschaftliche Optimum erreicht werden, da das Netz nicht mehr auf eine selten auftretende sehr hohe Maximalleistung ausgelegt werden muss und somit unnötig teurer Netzausbau vermieden wird.

Zwangseingriffe des Netzbetreibers gibt es in dieser Phase nicht. Potenzielle Netzengpässe sollen durch marktlich zur Verfügung gestellte Flexibilität verhindert werden.

Die VNB fragen hier zu einer bestimmten Zeit an einem bestimmten Ort im Netz Flexibilität an. Lieferanten oder Aggregatoren können dezentrale Erzeuger und Verbraucher bündeln und bilden so einen Pool von positiven oder negativen Lasten, welchen sie auf dem Großhandelsmarkt oder auch *regionalen* Marktplätzen als Flexibilität vermarkten können. Zwischen Großhandelsmarkt und regionalen Märkten kommt es der Studie nach nicht zur Konkurrenz, da die Vergütung nicht über den Arbeitspreis erfolgen soll. Der reguläre Strommarkt wird somit nicht verändert.

**Rote Phase** Die sogenannte „Netzphase“, in der die Netzstabilität und Versorgungssicherheit unmittelbar gefährdet ist. Der Netzbetreiber muss unmittelbar steuernd oder regelnd eingreifen, so wie es heute schon der Fall ist, wenn es zu kritischen Zuständen kommt.

## **Fazit BDEW**

Im BDEW Konzept wird die grundlegende Möglichkeit Flexibilitäten weiter in das Stromnetz zu integrieren beschrieben. Ziel ist die Senkung der Kosten für den Netzausbau und das Vermeiden von lokalen Netzengpässen. Die Netzentgelte als Darstellung der tatsächlich aufkommenden Netzkosten sind somit ebenfalls von dem Konzept betroffen.

Es werden erste Vorschläge für zeitvariable Tarife im Konzept beschrieben, jedoch wird dabei noch eine klare Trennung von Netzentgelten und den variablen Tarifen beschrieben. Des Weiteren kommt der BDEW zum Schluss, dass unverbindliche, nicht planbare Flexibilitäten zur netzdienlichen Nutzung ungeeignet sind [4]. Die meisten Ladevorgänge – vor allem im privaten Bereich – werden aber auf absehbare Zeit vermutlich genau das sein, sodass der Fall Elektromobilität im BDEW Konzept nicht weiter konkretisiert wurde.

## **6.2 DENA Netzflex Studie**

Die Netzflex Studie zum Einsatz von Speichern zur Flexibilisierung des Stromnetzes der DENA legt den Fokus auf „Multi-Use-Ansätze“, um Flexibilität wirtschaftlich und zugleich netzdienlich einsetzen zu können. Ein Teil der Ergebnisse ist, dass die Netzentgeltsystematik dynamisiert werden sollte, indem zeit- oder lastvariable Preisbestandteile eingeführt werden. Speicher und andere potenzielle Flexibilitätsprodukte sollen für Netzengpassmanagement eingeführt werden.

Einer von vielen untersuchten Cases war „E-Mobility-Prosumer im Niederspannungsnetz“, in dem angenommen wurde, dass bis 2030 ein Viertel der Haushalte im Niederspannungsnetz ein Elektrofahrzeug besitzen. Es wurde lediglich die Ladung zu Hause betrachtet, da öffentliche LIS

die Rück-Einspeisung in das Stromnetz nicht erlaube. Es wurde also von einem sehr flexiblen Case ausgegangen: statt lediglich von der Reduzierung der Ladeleistung auszugehen, wird untersucht, inwiefern Energie aus dem geladenen Elektrofahrzeug entnommen werden kann. Zusätzlich wurde aber auch das gezielte Laden zu Tiefpreiszeiten zur Kostenminimierung betrachtet. [9]

Es wird zwischen drei Anwendungsarten von Flexibilität unterschieden: nutzerbezogene, markt-orientierte und netzdienliche Anwendungen.

Ein Ergebnis der Studie ist, dass kritische Netzsituationen heute nur selten auftreten und Eingreifen daher auch nur selten nötig ist. Auch in Zukunft wird dies so bleiben, da Flexibilitäten dazu genutzt werden können, die Netzsituation zu entschärfen. In den untersuchten Cases steigt der Anteil an kritischen Situationen von 1,8 % lediglich auf 3,5 % .

In den meisten untersuchten Cases wurde festgestellt, dass Netzausbaukosten im Verteilnetz durch den Einsatz der Flexibilitäten reduziert werden können, da konventioneller Ausbau von Leitungen vermieden werden kann. Auch der Aufbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren, Nutzung von dynamischen Einspeisemanagement oder Leistungsreduktion im Fehlerfall kann reduziert werden.

Die Auswirkungen auf den betriebswirtschaftlich optimalen Einsatz der Flexibilität war in den Szenarien gering, sodass das netzdienliche Verhalten nur wenig Einbuße erzeugt. Grund dafür ist, dass Anpassungen am Verhalten der Flexibilität nur sehr selten erforderlich sind. Daraus wird geschlossen, dass es leicht wäre, Anreize zum netzdienlichen Verhalten zu setzen, indem ein Ausgleich der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen angeboten wird.

Staatlich induzierte Preiskomponenten werden in der Netzflexstudie kritisch gesehen, da sie nicht dynamisch sind und als fester Anteil pro Kilowattstunde erhoben werden. In einigen Cases wurde ermittelt, dass diese Anteile dazu führen, dass die Flexibilität nicht eingesetzt wird.

Vor allem die Umlagen als Teil des Strompreises, führen zur reinen Optimierung von möglichst hoher Eigennutzung bei selbst erzeugtem Strom, um die Umlagen zu vermeiden. Diese Potenziale stehen somit nicht dem Flexibilitätsmarkt zur Verfügung.

Die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik wird als wesentliches Element identifiziert, um netzdienlichen Flexibilitätseinsatz anzureizen. Es wird vorgeschlagen, unterschiedliche Netznutzungsprodukte anzubieten, und so die Nutzer die freiwillige Teilnahme zu ermöglichen. Dazu sollen regionale Märkte geschaffen werden, auf denen die Flexibilitäten vermarktet werden können.

Voraussetzung ist eine umfassende Netzzustandserfassung, die heute noch nicht stattfindet. [9]

## 6.3 bne Quotenmodell

Im bne Quotenmodell prognostizieren VNB ein Engpassrisiko für bestimmte Zeiträume. Dafür legen sie Grenzen („Quoten“) für die Netznutzung fest. So wird ein gleichzeitiger Abruf der maximalen Anschlussleistung durch Verbraucher und das Eintreten des erwarteten Engpasses vermieden. Die Quote soll dabei die maximale Leistung definieren, die Verbraucher bzw. Teilnehmer am Quotenmodell für einen festen Zeitraum an einem konkreten Tag nutzen dürfen. Im Gegenzug zu ihrem netzdienlichen Verhalten, erhalten Sie eine Prämie [5].

Das Modell versteht sich als Konkretisierung bzw. Ersetzung von § 14a EnWG und § 19 Abs. 2 StromNEV. Die Nutzer sollen die Möglichkeit zur freiwilligen Teilnahme bekommen und den Umfang der maximalen Reduzierung in Form einer Mindestleistung festlegen können. Des Weiteren ist dem Nutzer gestattet, auszuwählen, welche Anlagen steuerbar sein sollen. So kann beispielsweise der ganze Anschluss am Modell teilnehmen, oder aber nur ausgewählte Anlagen, wie beispielsweise das Elektrofahrzeug oder eine Wärmepumpe.

Die Möglichkeit des VNB der Quotierung soll begrenzt werden, damit dieser nicht ausschließlich auf die Reduzierung von Nutzerleistungen zurückgreift, um Engpässe auszugleichen, sondern weiterhin sinnvollen Netzausbau betreibt.

Die Flexibilität der Nutzer soll entlohnt werden, eine konkrete Ausgestaltung wird jedoch im Modell noch nicht vorgestellt und soll in einer überarbeiteten Netzentgeltsystematik ausgearbeitet werden.

Zusätzlich wird der Vorschlag gemacht, die Auszahlung separat als Prämie statt als Reduktion der Netzentgelte anzulegen, um neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen und weitere Teilnehmer, die keine Netzentgelte zahlen, Zugang zu gewähren. Teilnehmer, die die Quote nicht einhalten, erhalten die Flexibilitätsprämie in diesem Falle nicht.

## 7 Internationaler Vergleich

Im europäischen Ausland werden teilweise schon Konzepte mit flexiblen Netzentgelten genutzt. So nutzen beispielsweise unter anderem Großbritannien, Finnland, Irland, Norwegen, Österreich und Tschechien einen zeitvariablen Arbeitspreis in ihrer Netzentgeltsystematik [16]. Schweden variiert hingegen den Leistungspreis in zwei Stufen (Peak- und Offpeakzeiten), während in Spanien beide Komponenten zeitvariabel sind. [13]

In Dänemark sind die Netzentgelte schon heute flexibel. Die Haushaltsstrompreise sind im Vergleich zu Deutschland auf einem ähnlichen Niveau, während Industriestrompreise im Mittel in Dänemark günstiger sind. Vor allem aber die Netzentgelt-Systematik ist einer andere:

Während in Deutschland ein Arbeits- und Leistungspreis berechnet wird, existiert in Dänemark nur der Arbeitspreis. Dieser ist dafür jedoch zeitabhängig gestaltet. Dies ermöglicht eine flexiblere Nutzung. Industrieunternehmen werden nicht mehr dazu animiert, einen möglichst gleichmäßigen Stromverbrauch zu erzeugen. Stattdessen sind sie wirtschaftlich dazu angeregt, die Stromnachfrage in Zeiten niedriger Preise flexibel zu erhöhen, und in Zeiten hoher Preise zu reduzieren. [18]

Für Haushaltskunden existieren unterschiedlichste Tarife. Die Preise können fest vereinbart, analog zu Deutschland gestaltet sein, aber auch zeitbasiert oder an den Börsenpreis gekoppelt sein.

Ein detaillierter Vergleich ist schwer, da die Systematiken sich teilweise grundlegend unterscheiden - nicht jedes Land hat das, was wir in Deutschland „Netznutzungsentgelte“ nennen, jedoch konnte festgestellt werden, dass die flexiblere Gestaltung von Preisen im international teilweise deutlich weiter vorangeschritten ist, als in Deutschland. Teilweise geschieht dies über zeitvariable Endkumentarife („Time-of-Use“), teilweise, wie im Beispiel von Dänemark, wurde aber auch schon gezielt das Netzentgelt variabel gestaltet, um das Anbieten von Flexibilitäten attraktiver zu gestalten.

## 8 Fazit & Ausblick

Es wurde aufgezeigt, dass die aktuelle Netzentgelt-Systematik in Deutschland die Nutzer zu einem möglichst gleichmäßigen Verbrauch anregt. Diese Systematik entspringt einer Zeit, in der ein Großteil der elektrischen Energie durch konventionelle, träge Großkraftwerke erzeugt wurde. Mit der Schaffung dieser Anreize wurde somit erreicht, dass auf Verbraucherseite eine möglichst konstante Grundlast entsteht, die durch die Kraftwerke sehr einfach erzeugt werden konnte.

Schon heute entspricht dies nicht mehr der Realität. Der Anteil erneuerbarer, fluktuierender Erzeuger steigt und somit muss auch netz- und verbraucherseitig mehr Flexibilität ermöglicht werden. Zu diesem Schluss kommen unterschiedliche Studien, von denen einige Vorschläge vorgestellt wurden. Während die spezifischen Konzepte der Studien sich unterscheiden, kommen alle zum Schluss, dass mehr Flexibilität ermöglicht werden sollte und dafür auch eine Umgestaltung des Netzentgelt-Systems möglich wäre. Die BNetzA jedoch kommt in ihrem „Bericht zur Netzentgeltssystematik Elektrizität“ [6], dass keine zeitlich variable oder engpassorientierte variable Netzentgelte eingeführt werden sollten. Gründe dafür seien die schlechte Planbarkeit für den Endkunden und unvorhergesehene Auswirkungen auf das Netz. Stattdessen ist die Lösung der BNetzA aktuell noch die statischen, reduzierten Netzentgelte gemäß § 14a EnWG.

Der Blick ins Ausland, zeigt, dass flexible Netzentgelte schon erfolgreich eingesetzt werden, um diese benötigte Flexibilität zu ermöglichen, während das Netzentgeltsystem in Deutschland der Nutzung von Flexibilitäten im Weg steht und sogar einen gegenteiligen Anreiz schafft.

Sobald der Smart-Meter-Rollout wiederaufgenommen wird, werden neu installierte öffentlich zugängliche Ladestationen mit einem Smart-Meter-Gateway ausgestattet werden müssen [10]. Damit können diese Stationen bzw. die Ladesäulenbetreiber als RLM-Kunden auftreten und können so auch bei den Netzentgelten abgerechnet werden.

Des Weiteren wird erwartet, dass die neue Regierung die weitere Ausgestaltung nach § 14a EnWG der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (wozu auch die Ladestationen zählen) wiederaufnimmt. Bisher war die Spitzenlastglättung im breiten Gespräch, wobei der Gesetzentwurf bzw. die Konkretisierung vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi) Anfang des Jahres 2021 zurückgezogen wurde. Eine Forcierung auf zeitvariable Netzentgelte wird von vielen Branchenvertretern als gute Alternative angesehen. Je nach Ausgestaltung können hierdurch Knappheitssituationen aus dem Verteilnetz als Preissignale täglich oder in bestimmten festen, typischen Zeitfenstern dargestellt werden und bei entsprechender Weiterleitung an die Endkunden

(z.B. E-Auto-Fahrer/Ladende) Anreize schaffen. Zum Beispiel könnte so bei Hoch- oder Höchstlastzeitpunkten weitere Zusatzlast durch Ladevorgänge entgegengewirkt werden, dadurch, dass zu diesen Zeitpunkten hohe Preise (Netzentgeltkomponente als mögliche Preisvariable) ausgewiesen werden, die die Kunden dazu veranlassen zu anderen Zeitpunkten zu laden bzw. die von intelligenten Steuerungssystemen genutzt werden könnten, um dies für die Kunden automatisiert zu erledigen.

Weitere Analysen in dem Projekt werden zum einen die technische Machbarkeit von zeitvariablen Netzentgelte und generell offenen Kommunikationsschnittstellen zum Austausch von Preis- und Kommunikationssignalen beleuchten. Hierzu wird ein Demonstrator-Backendsystem (sog. Smart Charging Hub Backend) entwickelt, das die Anbindung an Verteilnetzbetreiber, Stromlieferanten, Parkraumbewirtschaftern sowie den Ladesäulen selbst ermöglicht und die Schnittstelle zum Endkunden über eine App integriert, sodass z.B. Präferenzen oder Anforderungen übermittelt werden können.

Zum anderen wird eine Analyse folgen, die die Ladesäulen als Teil des öffentlichen Versorgungsnetzes sehen. Ladesäulenbetreiber wären also die Verteilnetzbetreiber, somit sind die gesamten Investitions- und Betriebskosten der Ladesäulen auch Teil der Netzkosten und erhöhen diese um einen gewissen Anteil. Wie hoch sich dadurch die Netzentgelte (am Beispiel eines oder einzelner Netzgebiete mit bestehender Netzkostenstruktur) erhöhen, soll durch diese Analyse gezeigt werden. Dies wäre zunächst ein hypothetisches Marktdesign, welches so aktuell nicht oder kaum diskutiert wird. Jedoch findet aktuell schon eine Öffnung in diese Richtung statt, in dem die CPOs also optional als Netzbetreiber auftreten können, ladevorgangsscharfe Energiemengenbilanzierung durchführen und somit auch perspektivisch Lieferantenmitnahmen bzw. -wechsel ermöglichen können. [8]

# Literatur

- [1] § 14a EnWG. URL: [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_\\_14a.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__14a.html).
- [2] § 17 Absatz 6 StromNEV. URL: [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/\\_\\_17.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/__17.html).
- [3] § 2 LSV. URL: [http://www.gesetze-im-internet.de/lsv/\\_\\_2.html](http://www.gesetze-im-internet.de/lsv/__2.html).
- [4] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*. Berlin, 11. Feb. 2013. URL: [https://www.bdew.de/media/documents/Pub\\_20130211\\_Roadmap-Smart-Grids.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20130211_Roadmap-Smart-Grids.pdf) (besucht am 05.04.2022).
- [5] bne Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. *Das bne-Quotenmodell für mehr Flexibilität im Verteilnetz*. Berlin, März 2020. URL: [https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2020/20200318\\_bne\\_Quotenmodell\\_final.pdf](https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2020/20200318_bne_Quotenmodell_final.pdf) (besucht am 05.04.2020).
- [6] Bundesnetzagentur. *Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität*. Bonn, Dez. 2015. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht\\_Netzentgeltsystematik\\_12-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (besucht am 06.04.2022).
- [7] Bundesnetzagentur. *Elektromobilität*. 2021. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/E\\_Mobilitaet/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/E_Mobilitaet/start.html) (besucht am 21.07.2021).
- [8] Bundesnetzagentur. *Netzzugangsregeln zur Ermöglichung einer ladevorgangsscharfen bilanziellen Energiemengenzuordnung für Elektromobilität (NZR-EMob)*. 2020. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-160/Anlagen%20Beschluss/Anlage%206.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-160/Anlagen%20Beschluss/Anlage%206.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (besucht am 01.12.2021).
- [9] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *dena NETZFLEXSTUDIE: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz und Marktanwendungen in der Stromversorgung*. März 2017. URL: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191\\_dena\\_Netzflexstudie.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf) (besucht am 12.01.2022).



- [10] Deutscher Bundestag. *Zweite Verordnung zur Änderung der Ladesäulenverordnung*. 2. Nov. 2021. URL: <https://dip.bundestag.de/vorgang/zweite-verordnung-zur-%C3%A4nderung-der-lades%C3%A4ulenverordnung/277971> (besucht am 15.12.2021).
- [11] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE. *Technischer Leitfaden - Ladeinfrastruktur Elektromobilität*. Okt. 2021. URL: <https://www.dke.de/resource/blob/988408/87ed1f99814536d66c99797a4545ad5d/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet---version-4-data.pdf> (besucht am 15.12.2021).
- [12] Friedhelm Greis. *Wallboxen in Tiefgarage: So wenig Strom brauchen Elektroautos*. Golem.de. 23. Apr. 2021. URL: <https://www.golem.de/news/testprojekt-in-tiefgarage-so-wenig-strom-brauchen-elektroautos-2104-155934.html> (besucht am 15.12.2021).
- [13] Björn Illing. *Der Einfluss von Netznutzungsentgelten auf die Last im Verteilernetz*. Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte und Anlagentechnik 13. Ilmenau: Univ.-Verl. Ilmenau, 2015. 190 S. ISBN: 978-3-86360-119-5. URL: [https://www.db-thueringen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/dbt\\_derivate\\_00031907/ilm1-2015100034.pdf](https://www.db-thueringen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/dbt_derivate_00031907/ilm1-2015100034.pdf) (besucht am 08.12.2021).
- [14] Samir Jeddi und Amelie Sitzmann. „Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen“. In: *Z Energiewirtsch* 43.4 (1. Dez. 2019), S. 245–267. ISSN: 1866-2765. DOI: 10.1007/s12398-019-00265-6. URL: <https://doi.org/10.1007/s12398-019-00265-6> (besucht am 06.04.2022).
- [15] NOW GmbH. *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf*. 2020. URL: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie\\_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf) (besucht am 15.12.2021).
- [16] Fabian Pause. „Mehr Dynamik im Netz – flexible Strompreiskomponenten im internationalen Vergleich“. Bern, 25. Sep. 2019. URL: [https://aeesuisse.ch/wp-content/uploads/2021/08/Praesentation\\_Sessionsanlass\\_Pause.pdf](https://aeesuisse.ch/wp-content/uploads/2021/08/Praesentation_Sessionsanlass_Pause.pdf) (besucht am 01.12.2021).
- [17] *R240 & R90 Ladegerät identisch? Was hat smart verbessert?* GoingElectric. 29. Juli 2018. URL: <https://www.goingelectric.de/forum/viewtopic.php?f=62&t=32321&start=20> (besucht am 16.12.2021).
- [18] SynErgie. *In Dänemark lohnen sich energieflexible Technologien schon heute; in Deutschland nicht: Was wir von unseren Nachbarn lernen können*. Kopernikus-Projekte: SynErgie. 8. Juni 2021. URL: [https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/synergie-energieflexibilitaet\\_de\\_dk\\_vergleich\\_netzentgelte](https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/synergie-energieflexibilitaet_de_dk_vergleich_netzentgelte) (besucht am 06.12.2021).
- [19] Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. – VBEW. *VBEW-Hinweis - E-Mobilität - Netzanschluss und Netzverträglichkeit von Ladeeinrichtungen*. Apr. 2019. URL: [https://www.e-netzeallgaeu.de/media/VBEW-Hinweis\\_E-Mobilitaet.pdf](https://www.e-netzeallgaeu.de/media/VBEW-Hinweis_E-Mobilitaet.pdf) (besucht am 14.12.2021).

- [20] Westnetz GmbH. *Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung*. 1. Apr. 2019. URL: <https://www.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/fuer-partnerfirmen/strom-infothemen-fuer-installationsunternehmen/190401-tab-mittelspannung-westnetz-2019.pdf> (besucht am 15.12.2021).