

UMSETZBARKEIT UND AUSWIRKUNGEN VON PEAK SHAVING FÜR STROMKUNDEN IN DER NIEDER- UND MITTELSPANNUNGSEBENE

Lorenz Viernstein, Rolf Witzmann

Technische Universität München / Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze
Arcisstraße 21, 80333 München, Tel: +49 (0)89 289 25090,
Lorenz.Viernstein@tum.de, www.een.ei.tum.de

Kurzfassung: Mit sinkenden Preisen rücken zunehmend Anwendungsfälle für Batteriespeicher in den Fokus und eröffnen damit auch kleineren Stromkunden im Verteilnetz die Möglichkeit, ihre Strombezugskosten durch Peak Shaving zu optimieren. Dieser Beitrag analysiert die entstehenden kundenseitigen Einsparungsmöglichkeiten sowie die Auswirkungen auf das Verteilnetz hinsichtlich des entstehenden Lastintegrationspotentials für unterschiedliche Ausprägungen der Netzentgelte und aktuelle sowie zukünftige Batteriespeicherpreise.

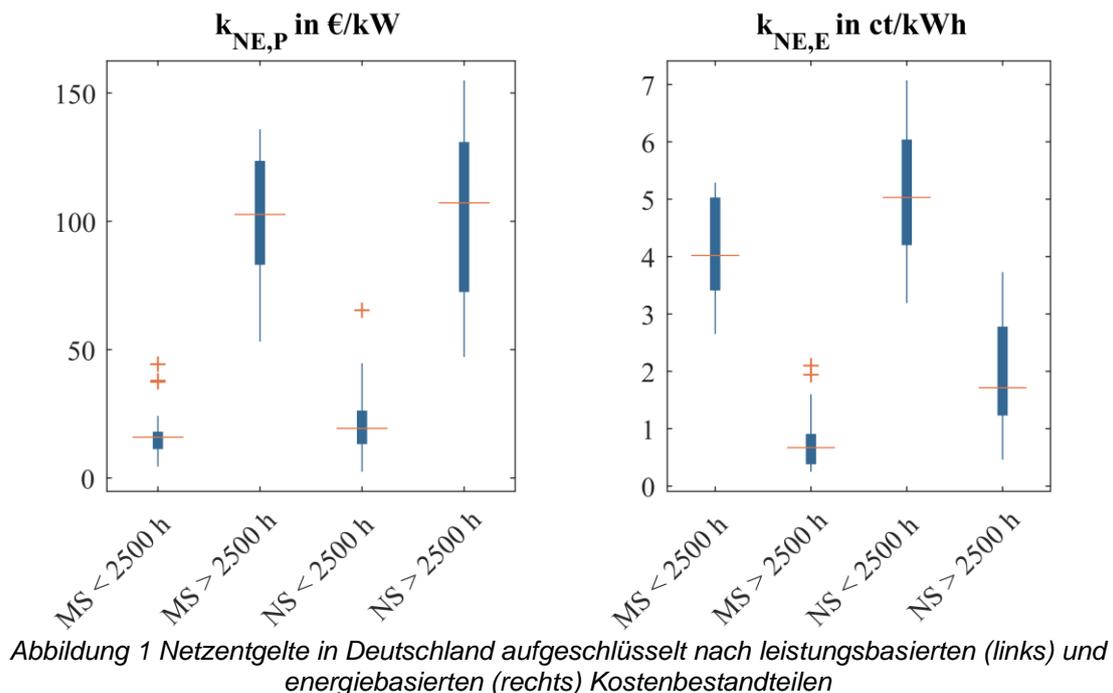
Keywords: Batteriespeicher, Peak Shaving, Netzentgelte, Lastintegrationspotential

1 Grundlagen und Netzentgelte

§12 StromNZV [1] schreibt für Stromkunden mit Abnahmemengen von mehr als 100 MWh pro Jahr verpflichtend eine Abrechnung anhand des Jahreslastgangs vor, die Netzentgelte sind damit – anders als bei kleineren Kunden, die typischerweise nach Standardlastprofil abgerechnet werden – abhängig von der maximal auftretenden Spitzenleistung im Abrechnungsintervall. Darüber hinaus können auch Kunden mit geringeren Abnahmemengen auf Antrag in die Abrechnung mit registrierender Leistungsmessung wechseln. Diese erfolgt anhand der 15 Minuten Mittelwerte des Strombezugs, stellt also keine sehr hohen Anforderungen an Mess- und Regelungsgeschwindigkeit der Batteriespeicher. Die bestehende Literatur fokussiert sich auf einzelne Fallbeispiele bei größeren Betrieben, die Kundengruppe kleiner und mittlerer Betriebe wurde bisher kaum adressiert. Insbesondere diese soll in diesem Beitrag analysiert werden.

1.1 Netzentgelte

Die von der Spitzenleistung abhängigen Netzentgelte liefern die Motivation für Peak Shaving, also die Vermeidung von Lastspitzen durch Verschiebung des Strombezugs, in der Regel durch die Zwischenspeicherung in einem Batteriespeicher. Die Netzentgelte sind abhängig vom Verteilnetzbetreiber, in dessen Versorgungsgebiet der Stromkunde angeschlossen ist sowie von der Netzebene. Für die vorliegenden Untersuchungen wurden die Netzentgelte 18 deutscher Verteilnetzbetreiber [2–19] analysiert und ausgewertet. Der Fokus liegt dabei auf den Netzebenen 5 (Mittelspannung - MS) und 7 (Niederspannung – NS). Eine grundlegende Unterscheidung wird dabei auf Basis der Volllaststunden t_{FLH} (Formel 1) getroffen. Diese bestimmen sich nach und stellen ein Maß für die Gleichmäßigkeit des Verbrauchs dar. Kunden mit höheren Volllaststunden zahlen typischerweise einen hohen Leistungspreis und niedrigen Arbeitspreis, bei Kunden mit niedrigen t_{FLH} verhält es sich entsprechend umgekehrt.



$$t_{FLH} = \frac{E_{ges}}{\max(P_{NVP})} \quad (1)$$

Abbildung 1 gibt eine Übersicht über die Netzentgelte deutscher Verteilnetzbetreiber, aufgeschlüsselt nach Arbeitspreis ($k_{NE,E}$ in ct/kWh) und Leistungspreis ($k_{NE,P}$ in €/kW). Die daraus abgeleiteten Referenzwerte finden sich in Tabelle 1. Im Folgenden wird die Bereitschaft zur Spitzenlastreduktion mittels Peak Shaving vor dem Hintergrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen hinsichtlich Netzentgelte und Batteriepreise analysiert.

Tabelle 1 Referenzwerte für Netzentgelte in Deutschland 2018

Kategorie		$t_{FLH} < 2500$		$t_{FLH} > 2500$	
		$k_{NE,E}$ in ct/kWh	$k_{NE,P}$ in €/kW	$k_{NE,E}$ in ct/kWh	$k_{NE,P}$ in €/kW
Minimum	MS	2,650	4,470	0,250	53,160
	NS	3,190	2,440	0,460	47,170
Median	MS	4,122	18,316	0,816	101,013
	NS	5,006	23,503	1,916	100,779
Maximum	MS	5,290	44,350	2,100	135,900
	NS	7,070	65,380	3,730	154,900

1.2 Bestimmung der Strombezugskosten

Die gesamten Strombezugskosten eines jeden deutschen Stromkunden setzen sich aus unterschiedlichen, teilweise staatlich definierten Preisbestandteilen zusammen (Formel 2). Dazu zählen insbesondere die Stromsteuer ($k_{Steuern}$) [20], die Umlagen ($k_{Umlagen}$) [21–25] und Abgaben ($k_{Abgaben}$), diese werden je verbrauchter kWh abgerechnet. Für den eigentlichen Energiebezug werden die durchschnittlichen Preise an der EEX im Zeitraum von Januar bis November 2018 verwendet (4,296 ct/kWh) (k_{EEX}). Hinzu kommen die Netzentgelte (K_{NE})

welche sich nach Formel 3 bestimmen, weiter die Kosten für den (möglicherweise zum Einsatz kommenden) Batteriespeicher (K_{BSS}) nach Formel 4. Da der Betrachtungshorizont auf ein Jahr beschränkt ist, werden die Investitionskosten unter der Annahme einer Lebensdauer von 10 Jahren auf den Betrachtungszeitraum heruntergebrochen (Formel 5).

$$K_{ges} = (k_{EEX} + k_{Abgaben} + k_{Steuer} + k_{Umlagen}) \cdot E_{ges} + K_{NE} + K_{BSS} \quad (2)$$

$$K_{NE} = \begin{cases} k_{NE,P < 2500} \cdot P_{NVP,max} + k_{NE,E < 2500} \cdot E_{ges} & t_{FLH} < 2500 \\ k_{NE,P > 2500} \cdot P_{NVP,max} + k_{NE,E > 2500} \cdot E_{ges} & t_{FLH} > 2500 \end{cases} \quad (3)$$

$$K_{BSS} = (k_{kap,BSS} \cdot E_{BSS}) \cdot (f_a + f_{O\&M}) \quad (4)$$

$$f_a = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (5)$$

Die Konzessionsabgabe $k_{Abgaben}$ wird nach §12 Konzessionsabgabenverordnung [27] mit dem maximalen Satz von 0,11 ct/kWh angesetzt, die Stromsteuer k_{Steuer} in Höhe von 2,05 ct/kWh gilt zunächst für den gesamten Energiebezug, die Stromsteuerermäßigung nach §9b Stromsteuergesetz in Höhe von -0,513 ct/kWh wird anschließend bei Überschreitung des Bemessungsbetrages von 250 € angewandt [20], dies entspricht einem Jahresenergiebezug von 48733 kWh. Der Bestandteil $k_{Umlagen}$ fasst die EEG-Umlage, KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Netzentgelt §19 Umlage und AbLaV-Umlage zusammen und beträgt 7,555 ct/kWh für die erste GWh bzw. 7,062 ct/kWh für den weiteren Strombezug.

1.3 Angesetzte Kosten für Batteriespeicher

Die eingesetzten Batteriespeicher werden nach Größe unterschieden und entsprechend angepasste Preise verwendet. Die dafür genutzten Stützstellen sind in Tabelle 2 dargestellt. Um dabei neben den heutigen Verhältnissen auch zukünftige Entwicklungen zu berücksichtigen, werden neben den aktuellen Batteriepreisen auch die Entwicklungen bis zum Jahr 2030 abgebildet und die Auswirkungen analysiert. Zur Vermeidung von Preissprüngen wird zwischen den einzelnen Stützstellen mittels Piecewise Cubic Hermite Interpolating Polynomial (PCHIP) Methode interpoliert.

Tabelle 2 Investitionskosten für Batteriespeicher abhängig von Größe und Betrachtungszeitpunkt [26]

Batteriegröße	aktuell	~2021	~2030
	$k_{BSS,akt}$	$k_{BSS,FutA}$	$k_{BSS,FuB}$
$E_{BSS} < 15$ kWh	941,00 €/kWh	602,24 €/kWh	350,32 €/kWh
15 kWh $< E_{BSS} < 350$ kWh	875,00 €/kWh	560,00 €/kWh	325,75 €/kWh
350 kWh $< E_{BSS} < 1000$ kWh	800,00 €/kWh	512,00 €/kWh	297,82 €/kWh
1000 kWh $< E_{BSS}$	537,00 €/kWh	343,68 €/kWh	199,91 €/kWh

1.4 Umsetzung von Peak Shaving und Dimensionierung des Batteriespeichers

Wie Abbildung 2 zeigt, ist das Ziel die dauerhafte Reduktion der auftretenden Leistungsspitzen unter den als finanziell optimal identifizierten Wert. Dies ist im Jahresprofil (oben) gut zu erkennen, in der detaillierten Betrachtung einzelner Tage (unten) ist darüber hinaus auch die Betriebsstrategie ersichtlich: Die Leistung während eines abzufangenden Peaks wird aus dem Batteriespeicher bereitgestellt, welcher direkt nach dem Abfangen einer Leistungsspitze wieder geladen wird. Somit ergibt sich ein gleichmäßigerer Leistungsverlauf.

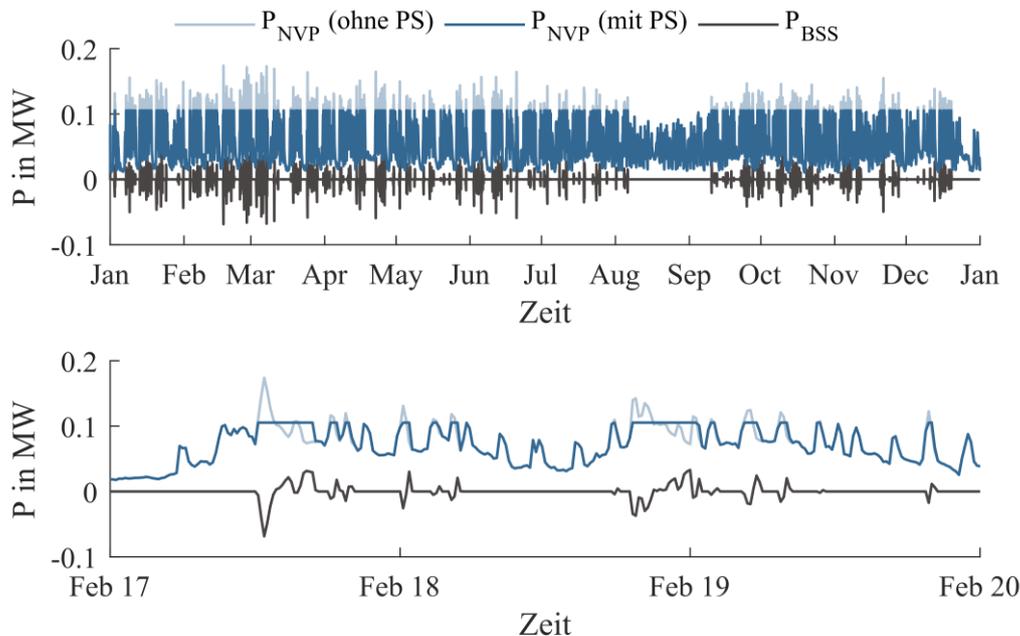


Abbildung 2 P_{NVP} eines exemplarischen Kundenprofils vor und nach der Umsetzung durch Peak Shaving ($HoU_{med}, k_{BSS, FutA}$) im Jahresverlauf (oben) und ein dreitägiges Intervall (unten)

Die Dimensionierung des Batteriespeichers erfolgt so, dass alle Peaks im Jahresprofil auch am Ende der Lebensdauer (SoH = 80 %) vollständig abgefangen werden können, das Profil also dauerhaft unter $P_{NVP, max}$ bleibt. Die Minimierung der Strombezugskosten (K_{ges}) legt dann den geeigneten Wert für $P_{NVP, max}$ und damit auch die einzusetzende Batteriegröße unter den gegebenen Rahmenbedingungen fest.

Zur Ermittlung der optimalen Grenze werden die minimalen Strombezugskosten $\min(K_{ges})$ (vgl. Formel 2) unter Berücksichtigung der jeweiligen Netzentgelte bzw. Investitionskosten für den Batteriespeicher gesucht. Dies erfolgt mit einer Genauigkeit von $0,01 \cdot \max(P_{NVP})$.

2 Methodik

Im Folgenden wird die Rentabilität der Investition in einen Batteriespeicher zur Umsetzung von Peak Shaving untersucht. Dazu werden die in Tabelle 1 dargestellten Median- und Extremwerte berücksichtigt. Betrachtet werden dabei 250 RLM-Profile der Nieder- und Mittelspannungsebene, davon 82 reale Kundenprofile sowie 168 daraus durch Rekombination synthetisch ermittelte Profile.

Einen wichtigen Baustein bildet die finanzielle Analyse, die widerspiegelt, wie viele der Kundenprofile unter den gegebenen Rahmenbedingungen von Peak Shaving profitieren

können, wie hoch die damit erzielbaren Einsparungen sind und wie weit die Spitzenleistung im kostenoptimalen Fall reduziert wird. Diese Faktoren bilden die Grundlage für die technischen Analysen, insbesondere für die Bestimmung des zusätzlichen Lastintegrationspotentials, welches durch Peak Shaving geschaffen wird.

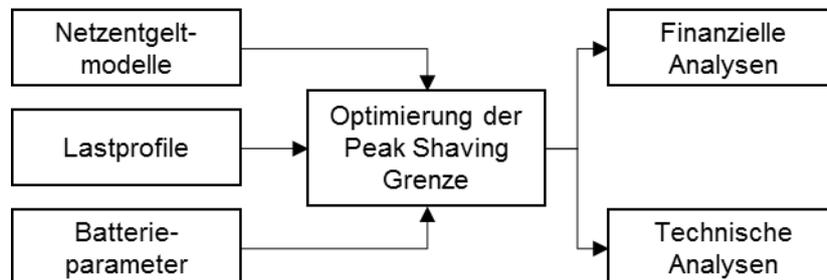


Abbildung 3 Vorgehensweise bei der Analyse der Auswirkungen von Peak Shaving

3 Umsetzbarkeit von Peak Shaving

Zunächst soll untersucht werden, unter welchen Voraussetzungen Peak Shaving eine Option darstellt und folglich in der zukünftigen Planung berücksichtigt werden muss. Dazu werden die unterschiedlichen Netzentgelte gegenübergestellt und die Verschiebungen bei den Volllaststunden analysiert (Abbildung 4).

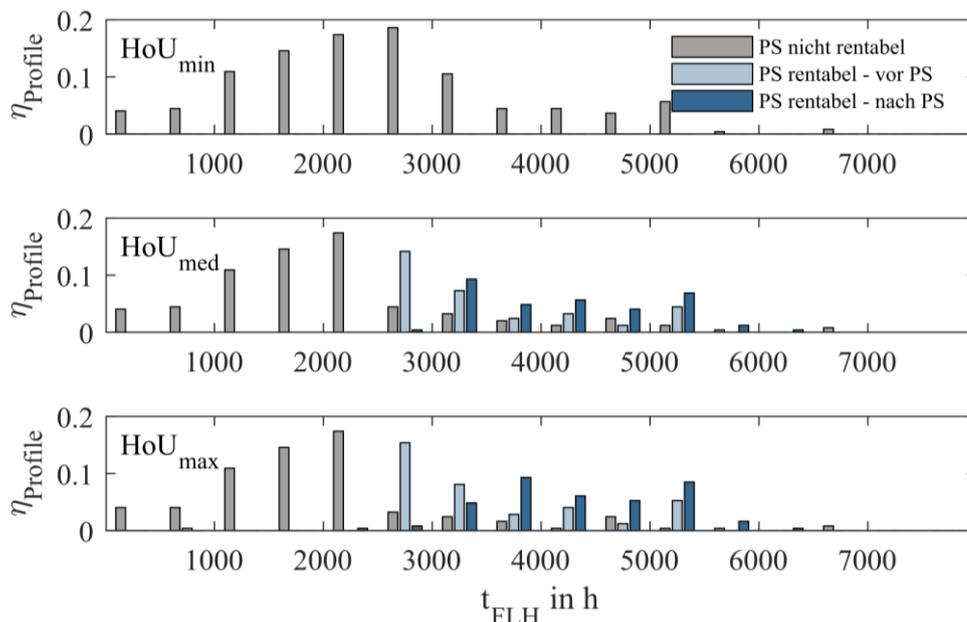


Abbildung 4 Einfluss der Tarifausrprägung auf den Anteil der Kunden ($\eta_{Profile}$) mit Peak Shaving im HoU -Tarifsystem ($k_{BSS,FutA}$)

In Netzgebieten mit niedrigen Netzentgelten (HoU_{min}) ist nicht damit zu rechnen, dass die Investition in einen Batteriespeicher in naher Zukunft ($k_{BSS,FutA}$) wirtschaftlich ist. In den restlichen Netzgebieten zeigt sich, dass bedingt durch den in diesem Bereich höheren Leistungspreis ausschließlich Kunden im Bereich $t_{FLH} > 2500 h$ profitieren und sich die Volllaststunden in einen Bereich bis zu 5500 h verschieben. Die damit möglichen Einsparungen unter Berücksichtigung der Investitionskosten für den notwendigen

Batteriespeicher liegen in Netzgebieten mit mittleren Netzentgelten bei bis zu -5/-10 % ($k_{BSS,FutA}/k_{BSS,FutB}$) bzw. in Regionen mit hohen Netzentgelten bei bis zu -10/-15 % ($k_{BSS,FutA}/k_{BSS,FutB}$).

Von den Sonderregelungen hinsichtlich der Netzentgelte nach §19 StromNEV [30], welche die Möglichkeit stark reduzierter Netzentgelte bei $t_{FLH} > 7000 h$ eröffnet, können die untersuchten kleineren und mittleren Kunden nicht profitieren, da die Forderung nach einer Mindestabnahmemenge von 10 GWh pro Jahr nicht erfüllt ist (vgl. Abschnitt 3.3). Dadurch besteht auch kein Anreiz einer weiteren Reduktion der Spitzenleistung und die Kundenprofile bewegen sich in einem Bereich der linearen Kostenreduktion mit sinkender Spitzenleistung.

3.1 Sensitivitätsanalyse: Laständerung und Speicherdimensionierung

Die dargestellten Dimensionierungen und Kostenreduktionen basieren auf der Betrachtung eines Jahresprofils, im Verlauf der Zeit kann sich das Lastprofil durch Änderungen in Betriebsabläufen oder Wachstum des Betriebs jedoch verändern. Um den Einfluss davon auf die resultierenden Strombezugskosten bei Nutzung eines Batteriespeichers zum Peak Shaving zu untersuchen, wird eine lineare Skalierung der Lastprofile nach Formel 6 vorgenommen und analysiert, inwiefern eine gezielte Über- oder Unterdimensionierung des Batteriespeichers (Formel 7) angeraten erscheint.

$$P_{NVP,skaliert}(t) = P_{NVP}(t) \cdot f_{NVP} \quad (6)$$

$$E_{BSS,skaliert} = E_{BSS} \cdot f_{BSS} \quad (7)$$

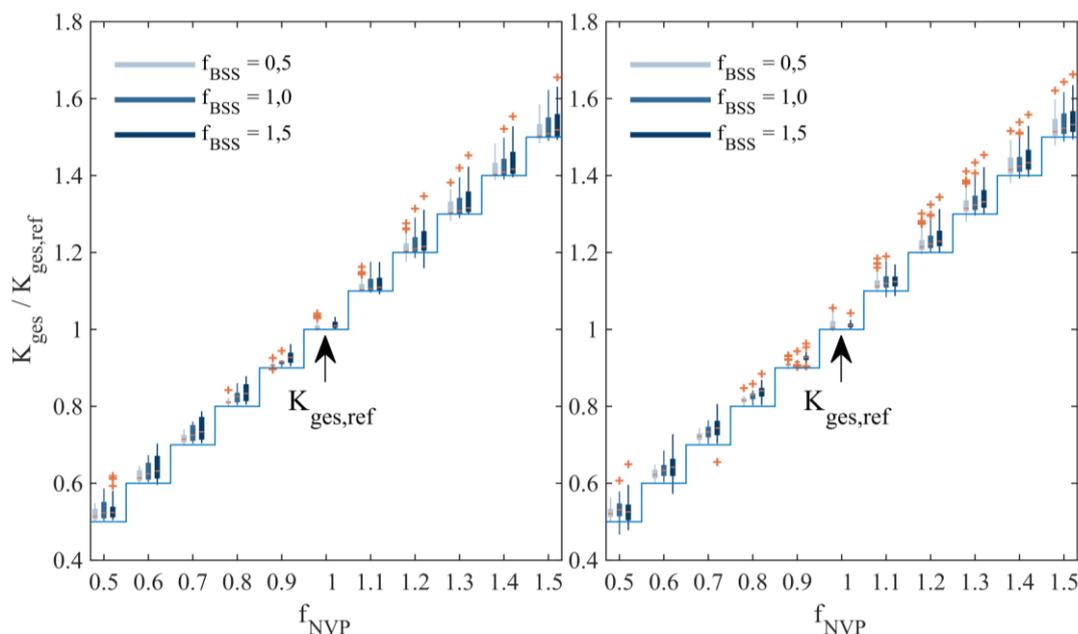


Abbildung 5 Sensitivität der Strombezugskosten auf Änderungen im Lastverhalten bzw. der Dimensionierung des Batteriespeichers für Tarifsystem HoU_{med} unter Berücksichtigung von $k_{BSS,FutA}$ (links) bzw. $k_{BSS,FutB}$ (rechts)

Abbildung 5 stellt dazu den Quotienten der Kosten bei Skalierung der Lastprofile (K_{ges}) und den Kosten im Auslegungsfall der jeweiligen Kundenprofile ($K_{ges,ref}$) dar. Dies gibt Aufschluss darüber, wo Kosten durch eine Fehldimensionierung überproportional steigen, als Vergleich

dient die eingezeichnete Treppenfunktion, die die mit f_{NVP} skalierten Strombezugskosten darstellt.

Dabei zeigt sich, dass nahezu jede Abweichung vom Auslegungsfall zu steigenden Kosten führt, die Kostensteigerungen sich jedoch in einem relativ engen Korridor bewegen, da sich alle Profile in einem Bereich der linearen Kostenreduktion bewegen. Es werden keine Schwellwertregelungen wie es beispielsweise bei Inanspruchnahme individueller Netzentgelte nach §19 StromNEV zur Kostenoptimierung genutzt, welche dann bei Fehldimensionierungen nicht mehr erfüllt werden könnten und damit zu stark steigenden Kosten führen würden. Somit kann festgestellt werden, dass die Strombezugskosten gegenüber linearen Skalierungen im Lastprofil auch bei Nutzung von Peak Shaving relativ robust sind und sich die Investitionskosten in einen Batteriespeicher nicht stark negativ auswirken. Dies gilt jedoch nur solange keine kritischen Schwellwerte erreicht werden müssen, um den optimalen Auslegungsfall zu treffen.

3.2 Sensitivitätsanalyse: Schwellwerte des Benutzungstuentarifs

Die aktuellen Rahmenbedingungen sehen die Unterteilung der Netzentgeltstruktur bei 2500 Volllaststunden vor. Inwiefern eine Verschiebung dieser Schwelle zu mehr oder weniger Anreizen für die Umsetzung von Peak Shaving führt, zeigen Abbildungen 6 und 7. Diese stellen die Unterschiede in der Dimensionierung der Batteriespeicher für Peak Shaving dar und vergleichen die Strombezugskosten nach der Spitzenlastoptimierung.

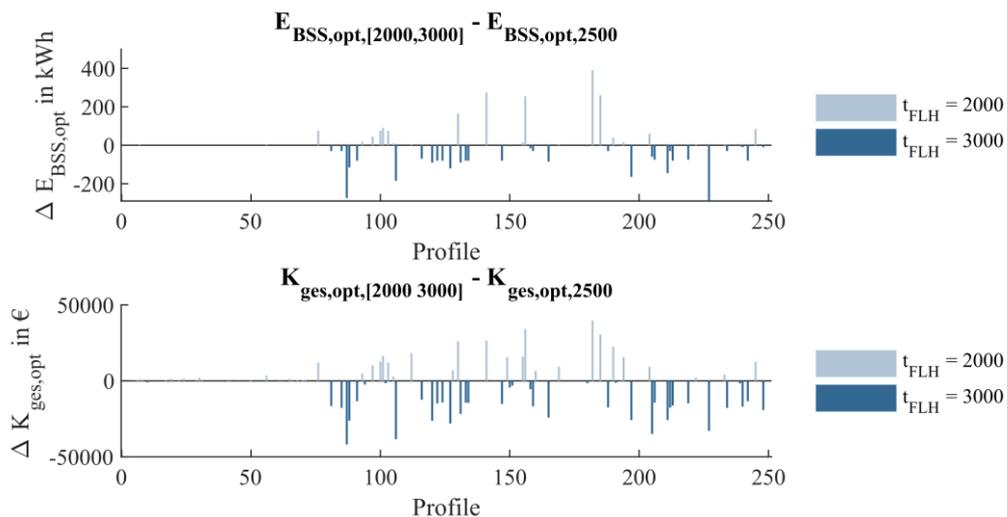


Abbildung 6 Sensitivität hinsichtlich der Grenze des HoU-Tarifs ($HoU_{med}, k_{BSS, FutA}$)

Dabei zeigt sich, dass eine Anhebung der Grenze auf 3000 Volllaststunden bei vielen Profilen zu kleineren Batteriegrößen führt, also die Spitzenlastreduktion deutlich geringer ausfällt. Dies erschließt sich, wenn man berücksichtigt, dass (wie bereits in Kapitel 3 dargestellt) ausschließlich die Profile, die einen hohen Leistungspreis entrichten müssen (Domäne oberhalb des Schwellwertes) bereit sind in Peak Shaving zu investieren. Durch die Erhöhung des Schwellwertes sind folglich weniger Profile oberhalb davon und erfahren einen Anreiz zur Spitzenlastreduktion. Entsprechend umgekehrt verhält es sich bei einer Verschiebung des Schwellwertes auf 2000 Volllaststunden: Mehr Kunden müssen einen hohen Leistungspreis entrichten und werden so motiviert, ihre Spitzenleistung zu reduzieren. Um möglichst vielen

Kunden entsprechende Anreize zu setzen, wäre somit eine Verschiebung des Schwellwertes zu niedrigeren Werten eine Möglichkeit, die es weiter zu überprüfen gilt.

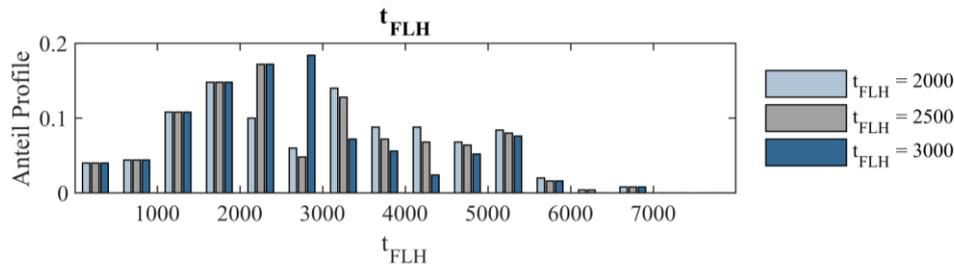


Abbildung 7 Veränderungen in den Volllaststunden bei Verschiebung des Schwellwertes

3.3 Sensitivitätsanalyse: Entfall der Mindestenergiemenge für individuelle Netzentgelte

Wie bereits in Abschnitt 3 dargestellt, limitiert die Forderung nach einer Mindestbezugsmenge von 10 GWh je Abrechnungsjahr für die Gewährung individueller Netzentgelte die Möglichkeit kleinerer Kunden mit Peak Shaving die Strombezugskosten zu reduzieren. Daher soll an dieser Stelle der Entfall dieser Forderung und die Auswirkungen auf die Bereitschaft zum Spitzenlastmanagement betrachtet werden (Abbildung 8).

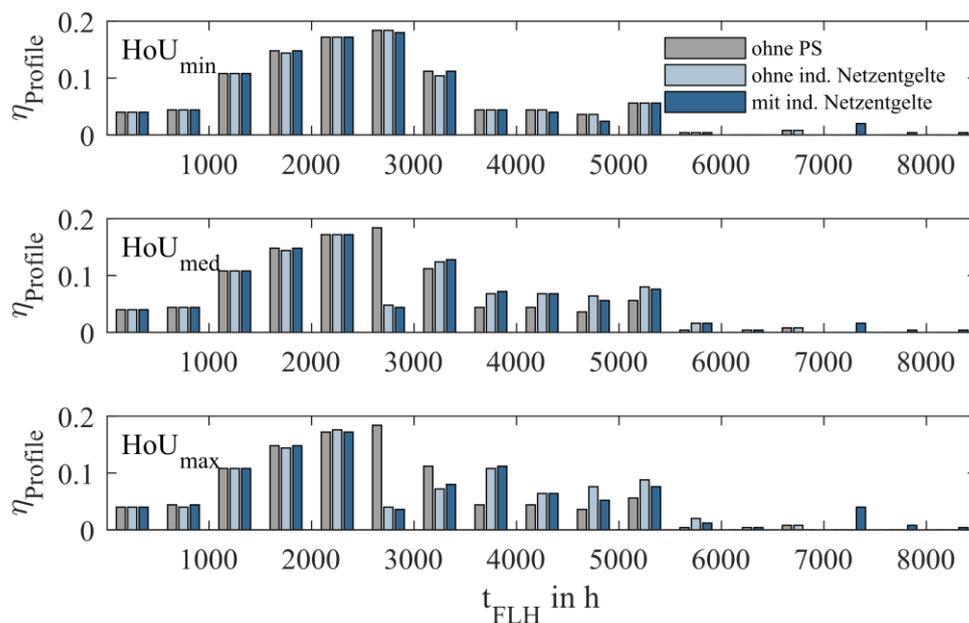


Abbildung 8 Verschiebungen in der Bereitschaft zu Peak Shaving durch die Anwendung individueller Netzentgelte angelehnt an §19 StromNEV ($k_{BSS,FutA}$)

Die nun bestehende Möglichkeit zur drastischen Reduktion der Netzentgelte wird von 3 % (HoU_{min} & HoU_{med}) bzw. 5 % (HoU_{max}) aller Kunden genutzt. Dies betrifft vorrangig Lastprofile, welche bereits vorher schon mit mehr als 4500 Volllaststunden bereits einen relativ gleichmäßigen Leistungsbezug aufweisen. Folglich entsteht ein überschaubares zusätzliches Potential durch die Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen an dieser Stelle. Limitierend wirkt sich hier der typischerweise sehr unregelmäßige Verlauf der Kundenprofile aus, die zum Erreichen der 7000 h Grenze eine immens große Batteriekapazität erfordern

würden. Eine Möglichkeit, die Investitionskosten zu senken wäre z.B. die Kombination mit einer Eigenerzeugungsanlage, die kostengünstiger auch längerfristig Leistung bereitstellen kann. Dies wird an dieser Stelle jedoch nicht weiter betrachtet.

4 Lastintegrationspotential

Wie in Abschnitt 3 gezeigt wurde, entstehen durch Peak Shaving für den individuellen Kunden nicht unerhebliche finanzielle Einsparungsmöglichkeiten. Inwiefern sich diese auch positiv auf den Verteilnetzbetrieb auswirken, wird anhand des in Abbildung 9 gezeigten synthetischen Mittelspannungsstrangs mit unterlagerten Niederspannungsnetzen anhand der integrierbaren Last untersucht.

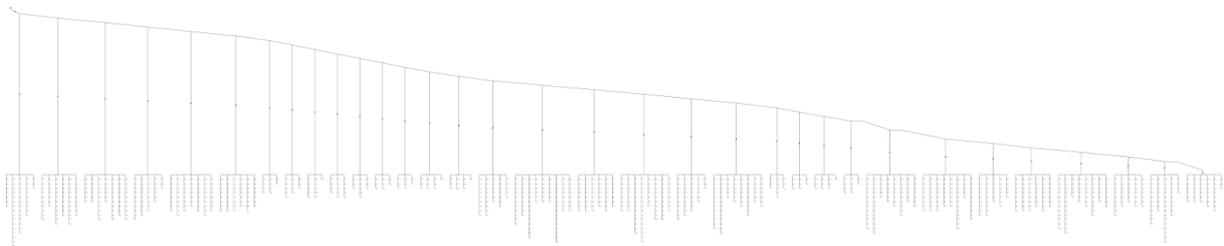


Abbildung 9 Verwendeter Mittelspannungsstrang mit unterlagerten Niederspannungsnetzen [28]

Als integrierbare Last wird in diesem Kontext die anschließbare Spitzenleistung von Industriekunden verstanden, bei der im Starklastfall keine Grenzwertverletzungen im Netz auftreten. Als Grenzwerte werden die maximale Auslastung der Leitungen sowie Transformatoren (maximal 100% Nennstrom) und die Spannungswerte aller Knoten (minimal 0,9 pu der Nennspannung nach DIN EN 50160 [29]) verwendet. Als Ausgangsnetz für die Integration der Gewerbekunden wird der Starklastfall der Haushalte verwendet. Dieser ist definiert als der Zeitpunkt, an dem der maximale Leistungsbezug durch die im Netzmodell integrierten Haushaltskunden erreicht wird. Durch die hinterlegten Profile wird dabei inhärent ein realistischer Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt.

Im Starklastfall wird anschließend in einem stochastischen Prozess zufällig ein RLM Kunde aus der Grundgesamtheit der verfügbaren Profile gezogen und ein zufälliger Anschlussknoten ermittelt, an welchem der Kunde unter Berücksichtigung seiner maximalen Spitzenleistung $\max(P_{NVP}(t))$ eingebunden wird. Dies wird wiederholt bis eines der Abbruchkriterien erreicht wird. Dieser Prozess wird im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation 10.000-mal wiederholt und ausgewertet. Mit dieser Vorgehensweise sind im Median Gewerbekunden mit einer Spitzenleistung von 7,55 MW integrierbar (Abbildung 10).

Ein Zusammentreffen aller zeitgleichen Spitzenleistungen tritt in der Praxis üblicherweise nicht auf, sodass das Integrationspotential an dieser Stelle unterschätzt wird und im Jahresverlauf in der Regel niedrigste Spannungen von ca. 95% der Nennspannung erreicht werden, was in jedem Fall einem sicheren Netzbetrieb entspricht.

Um nun den Einfluss von Peak Shaving zu evaluieren, werden die Gewerbekunden jeweils mit ihrer optimalen Peak Shaving Grenze $P_{NVP,max}$ in der Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt und erneut das Integrationspotential bis zum Erreichen des Abbruchkriteriums bestimmt. Für

Abbildung 11 werden dann wiederum die unbeeinflussten Spitzenleistungen aufsummiert um das zusätzliche Integrationspotential bewerten zu können. Dabei zeigt sich, dass in fast allen berücksichtigten Szenarien kein signifikanter Zugewinn im Lastintegrationspotential entsteht. Nur in Regionen mit hohen Netzentgelten und unter Berücksichtigung zukünftig zu erwartender Speicherpreise ($k_{BSS,FutB}$) entsteht ein merkliches Potential zur gesteigerten Lastintegration.

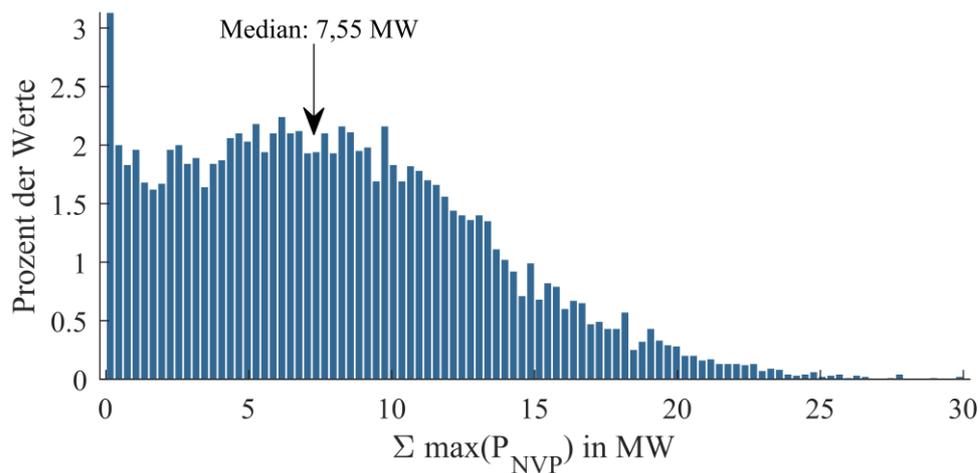


Abbildung 10 Lastintegrationspotential für Industriekunden (ohne Peak Shaving) in das bereits mit Haushaltskunden besetzte Referenznetz (auf Grundlage von 10.000 Verteilungen)

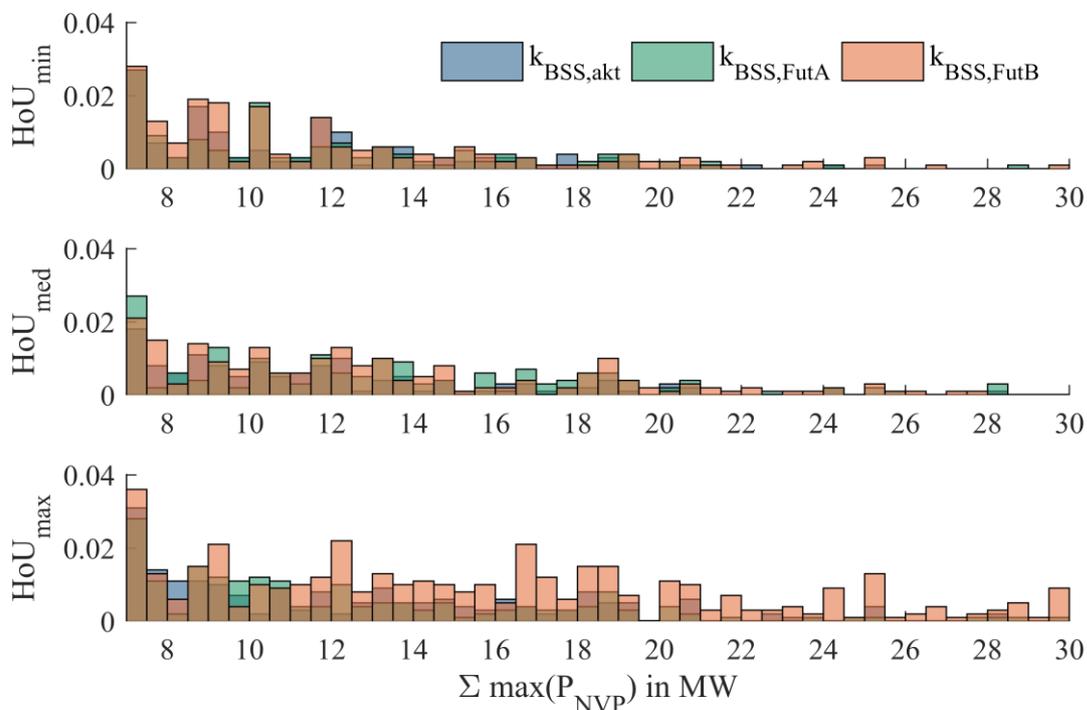


Abbildung 11 Integrationspotential für Industriekunden unter Berücksichtigung von Peak Shaving (1000 Verteilungen je Szenario, Darstellung limitiert auf Bereiche oberhalb des Medians im unbeeinflussten Fall)

Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber ist Peak Shaving folglich nur dann vorteilhaft, wenn damit direkt ein lokaler Engpass behoben wird, beispielsweise eine Stichleitung zur Versorgung eines speziellen Gewerbekunden. Darüber hinaus sind keine signifikanten Vorteile bei der Umsetzung von Lastspitzenmanagement bei kleinen und mittleren Kunden zu erwarten.

Dem gegenüber stehen jedoch sinkende Einnahmen aus dem Geschäft mit RLM-Kunden (-9 % bei $k_{BSS,FutA,HoU_{med}}$), da die jeweiligen Einsparungen der Industriekunden sich entsprechend als fehlende Erlöse beim Netzbetreiber niederschlagen. Hier muss zukünftig evaluiert werden, wie diese sinkenden Einnahmen kompensiert werden sollen: Dazu steht eine stärkere Fokussierung auf den Arbeitspreis einerseits oder aber eine Kompensation durch die nach Standardlastprofil abgerechneten Kunden zur Diskussion. Alternativ ist auch eine Umgestaltung der Netzentgeltstruktur für Gewerbekunden denkbar: Eine rein lineare Struktur der Netzentgelte mit Entfall der 2500-Stunden-Grenze motiviert auch kleinere Kunden ihre Spitzenleistung weiter zu reduzieren und schafft so ein größeres Lastintegrationspotential, was einen Mehrwert für den Verteilnetzbetreiber darstellt und so die sinkenden Einnahmen zumindest ansatzweise kompensiert.

5 Fazit

Die Nutzung von Batteriespeichern für Peak Shaving ist für kleine und mittlere Gewerbekunden bei aktuellen Batteriepreisen nur in Ausnahmefällen und ausschließlich in Regionen mit hohen Netzentgelten rentabel. Voraussetzung dafür ist derzeit immer eine Eingruppierung in den Bereich oberhalb von 2500 Benutzungsstunden, da dort die höheren Leistungspreise eine Rentabilität begünstigen.

Mit sinkenden Speicherpreisen steigt der finanzielle Anreiz für Kunden mit registrierender Leistungsmessung die Spitzenleistung zu reduzieren, dies ist mit teils erheblichen finanziellen Einbußen beim Verteilnetzbetreiber verbunden, ohne dass dem ein Gegenwert in Form eines höheren Lastintegrationspotentials entgegensteht. Hierfür müssen Lösungsansätze erarbeitet werden, um nicht in Zukunft die Last der Netzentgelte einseitig auf die Kunden abzuwälzen, die nach Standardlastprofilen abgerechnet werden.

6 Literatur

- [1] *Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3988) geändert worden ist: StromNZV, 2017.*
- [2] Westnetz GmbH, *Entgelte für Netznutzung*. [Online] Verfügbar unter: <https://iam.westnetz.de/-/media/westnetz/documents/ueber-westnetz/unser-netz-netzentgelte-strom/preisblaetter-westnetz-strom-2018-01-01.pdf?la=de-DE>. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [3] WEMAG Netz GmbH, *Preisblatt, gültig ab 01.01.2018*. [Online] Verfügbar unter: https://www.wemag-netz.de/export/sites/netz/zentrale_dokumente/Preisblatt_NNE_2018_180801.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [4] TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, *Preisblatt L: Netzentgelte für Entnahmestellen mit Viertelstunden-Leistungsmessung*. [Online] Verfügbar unter: https://www.thueringer-energienetze.com/Dateien/Dokumente/Netznutzung/TEN_Preisblatt_L_010118.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [5] SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, *Anlage a zu Netznutzungsvertrag Strom: Preisblätter*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.swm-infrastruktur.de/dam/swm->

- infrastruktur/dokumente/strom/netzzugang-bedingungen/netznutzungsvertraege/nnv-anlage-a-preisblaetter.pdf. Zugriff am: Dez. 15 2018.
- [6] swa Netze GmbH, *1 27.12.2017 Preisblatt: Entgelte für Netznutzung Entgelte für Netznutzung (Strom), gültig ab 01.01.2018*. [Online] Verfügbar unter: https://www.swa-netze.de/downloads/Preisblatt_2018.pdf. Zugriff am: Feb. 04 2019.
- [7] Schleswig-Holstein Netz AG, *Preisblätter Netzentgelte Strom*. [Online] Verfügbar unter: https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Netzentgelte/Strom/Allgemeine-Netzentgelte/2018_netzentgelte/shn_finale_preisblaetterab01012018.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [8] Pfalzwerke Netz AG, *Stand 20.12.2017 Pfalzwerke Netz AG Seite 1 von 4 Entgelte für den Netzzugang nach § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG zum Elektrizitätsversorgungsnetz der Pfalzwerke Netz AG*. [Online] Verfügbar unter: https://www.pfalzwerke-netz.de/documents/Informationen_und_Downloads/Preisblatt_PW_Netz_AG_NNE_2018.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [9] NEW Netz GmbH, *Preisblatt Netznutzung Strom*. [Online] Verfügbar unter: https://www.new-netz-gmbh.de/fileadmin/user_upload/new-netz-gmbh.de/Dokumente/Marktpartner/Preisblatt/2018_Preisblatt_Netznutzung_Strom.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [10] Netze BW GmbH, *Preise für die Nutzung des Stromverteilnetzes der Netze BW GmbH*. [Online] Verfügbar unter: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/Tm4mo4QtEY8Omyc4eyUmy/416615d29f99a0aefd3828a8742df7d4/Preise_2018_NN_Strom_NetzeBW_V1.4.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [11] MVV Netze GmbH, *Netzentgelte Strom der MVV Netze GmbH für das Netzgebiet Mannheim*. [Online] Verfügbar unter: https://www.mvv-netze.de/netze/web/media/medien/dokumente/netzzugang_2/netzzugangstrom/netzentgeltema/MVV_Netze_endgueltigePreisblaetter_Strom_2018_Ma.pdf. Zugriff am: Dez. 15 2018.
- [12] Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, *Preisblatt 1 - Netzentgelte für Entnahmen mit Leistungsmessung*. [Online] Verfügbar unter: https://www.mitnetz-strom.de/Media/docs/default-source/datei-ablage/ne_2018_mns_pb1_rlm.pdf?sfvrsn=1c02acf9_4. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [13] MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, *Preisblatt*. [Online] Verfügbar unter: https://www.main-donau-netz.de/static-resources/content/vp_mdn/resources/doc/Preisblatt1_KmL_2019_vorl.pdf. Zugriff am: Dez. 15 2018.
- [14] infra fürth gmbh, *Preisblatt der Netznutzungsentgelte für Kunden mit registrierender Leistungsmessung*. [Online] Verfügbar unter: https://sharepoint.infra-fuerth.de/unbundling/Veroeffentlichungen/Strom/Entgelte/Historische_Entgelte/Aktuelles_Preisblatt.pdf. Zugriff am: Dez. 15 2018.
- [15] EWE NETZ GmbH, *Netzentgelte Strom 2018*. [Online] Verfügbar unter: https://www.ewe-netz.de/~media/ewe-netz/downloads/2018_04_03_ewe_netz_nne_strom_2018.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [16] E.DIS Netz GmbH, *Preisblätter Netzentgelte Strom der E.DIS Netz GmbH*. [Online] Verfügbar unter: https://www.e-dis-netz.de/content/dam/revu-global/e-dis-netz/dokumente/Preisblaetter_Netzentgelte_Strom_20180101.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [17] Bayernwerk Netz GmbH, *Preisblatt Netzentgelte Strom*. [Online] Verfügbar unter: https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/netz/netzzugang/20171004_Preisblaetter_Strom_2018_gesamt.pdf. Zugriff am: Feb. 04 2019.
- [18] Avacon Netz GmbH, *Preisblätter - Netzentgelte Strom*. [Online] Verfügbar unter: [---

Seite 12 von 13](https://www.avacon-netz.de/content/dam/revu-global/avacon-netz/documents/ReVU-</p></div><div data-bbox=)

- Netz/Netzinformationen/Netzentgelte/Strom2018/avang_strom_01_01201814122017.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [19] LEW Verteilnetz GmbH, *Entgelte für Netznutzung*. [Online] Verfügbar unter: https://www.lew-verteilnetz.de/media/7991/preisblatt_1-10_2018.pdf. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [20] *Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist: StromStG, 2017.*
- [21] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, *Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV für 2018*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht/-19-StromNEV-Umlage-2018>. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [22] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, *Offshore-Haftungsumlage für 2018 nach § 17f EnWG*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Offshore-Netzumlagen-Uebersicht/Offshore-Haftungsumlage-2018>. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [23] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *EEG-Umlage 2018 beträgt 6,79 ct/kWh, 2017.*
- [24] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, *Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht/AbLaV-Umlage-2018>. Zugriff am: Feb. 05 2019.
- [25] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *KWKG-Umlage: Wie hoch ist die Umlage zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)?* [Online] Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/KWK_Umlage.html. Zugriff am: Feb. 18 2019.
- [26] M. Müller *et al.*, „Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe“, *Journal of Energy Storage*, Jg. 9, S. 1–11, 2017.
- [27] *Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV): KAV, 1992.*
- [28] C. Aigner und R. Witzmann, „Influence of Power System Planning Criteria on Hosting Capacity of Distribution Grids with High DER-Penetration“ in *NEIS 2018: Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems Hamburg, 20 – 21 September 2018*, Hamburg, 2018.
- [29] *DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, DIN EN 50160, 2011.
- [30] *Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) geändert worden ist: StromNEV, 2005.*