

Lastmanagement auf Verteilnetzebene: Einsparpotenzial für Kunden und Netzbetreiber? Ein Beispiel in Deutschland

Marlene Gruber¹, Hubert Röder, Alfons Haber, Wolfgang Mayer

Wissenschaftszentrum Straubing, Petersgasse 18, 94315 Straubing, +49 9421/187-261,
m.gruber@wz-straubing.de, www.wz-straubing.de

Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, FG Betriebswirtschaftslehre Nachwachsender Rohstoffe, Petersgasse 18, 94315 Straubing, +49 9421/187-260, h.roeder@wz-straubing.de,
www.wz-straubing.de

Hochschule Landshut, FG Netzintegration, Schulgasse 22, 94315 Straubing,
+49 9421/187-170, alfons.haber@wz-straubing.de, www.wz-straubing.de

Hochschule Kempten, FG Regenerative Energien, Energiewirtschaft und Energiesysteme, Bahnhofstraße 61, 87435 Kempten, +49 831/2523-9528, wolfgang.mayer@hs-kempten.de,
www.hochschule-kempten.de

Kurzfassung:

Im vorliegenden Beitrag werden die monetären Einsparpotenziale durch Lastmanagement für verschiedene Kunden(-gruppen), Netzebenen und deren Verteilnetzbetreiber beispielhaft analysiert. Grundlage sind die realen Daten eines typischen städtischen Verteilnetzbetreibers in Deutschland mit rund 16.000 Netzkunden. Im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben werden Veränderungen des bestehenden Tarifsystems modelliert und die Auswirkungen auf Einsparpotenziale sowie Tarifkomponenten bewertet. Auf Basis der Untersuchungen kann ein Tarifmodell entwickelt werden, das unter der Prämisse der flächendeckenden Einführung von Smart Metern positive Anreize für ein Lastmanagement für alle Letztverbraucher und in weiterer Folge für die Netzbetreiber schafft.

Keywords: Einsparpotenzial, Lastmanagement, Loadshifting, Netzentgelte, Tarifsysteem, Verteilnetz, Wirtschaftliche Bewertung

1 Einleitung

Der voranschreitende Klimawandel, der die Existenzgrundlage der zukünftigen Generationen bedroht, die Gefahren der Atomkraftnutzung und die ungeklärte Frage nach der Endlagerung sind einige der bedeutenden Treiber, die zum aktuell stattfindenden Umbau der Energieversorgung in Deutschland geführt haben. Die deutsche Bundesregierung hat sich dabei ehrgeizige Ziele gesetzt. So soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf 60 % gesteigert und der Primärenergiebedarf um 50 % im Vergleich zu 2008 gesenkt werden [1]. Gesetzlich geregelt ist zudem der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 [2]. Mit dem aufgrund dessen schnellen Anstieg erneuerbarer Energien in Deutschland gehen starke Veränderungen des Einspeise- und Lastverhaltens in

¹ Jungautorin

den Verteilnetzen einher. Die dezentrale, fluktuierende Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom in verschiedene Spannungsebenen führt dazu, dass Steuerungsaufgaben von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Verteilnetzbetreiber übergehen sollen [3]. Mit Kunden, die nicht nur Strom beziehen, sondern auch selbst erzeugen, sind Spannungsänderungen und bidirektionale Lastflüsse nur zwei Beispiele für Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt.

Die Entwicklung und Einführung von sogenannten Smart Grids Technologien ermöglicht zum einen ein intelligentes Einspeise- und zum anderen ein gezieltes Lastmanagement, das hinsichtlich der zunehmend fluktuierenden Einspeisung einen Lösungsansatz zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz bietet. Die zentrale Fragestellung dieser Arbeit ist die monetäre Auswirkung eines umfassenden Lastmanagements auf die Netztarife für Kunden und Verteilnetzbetreiber in Verbindung mit resultierenden Anreizen.

2 Aufgabenstellung und Ziel

Der Praxispartner des Forschungsprojekts ist ein typischer städtischer Verteilnetzbetreiber mit rund 16.000 Netzkunden in Deutschland. Im Zuge des energiewirtschaftlichen Umbaus der Energieversorgung nehmen die Verteilnetzbetreiber weiterführende Aufgaben wahr, die ebenfalls für die wirtschaftliche Positionierung des Unternehmens wichtig sind. Unbenommen bleiben die bisherigen und zukünftigen Aufgaben für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung bei den Verteilnetzbetreibern.

Die Umsetzung der Energiewende und deren Herausforderungen sind u. a. die Rahmenbedingungen, innerhalb derer die Netzbetreiber ihre Weichen für die Zukunft stellen müssen. Ein umfassendes Lastmanagementsystem ist ein Lösungsansatz zur Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze. Die Aufgabenstellung dieses Beitrages ist die Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Lastmanagementsystems für Verteilnetzbetreiber und deren Kunden innerhalb der geltenden Gesetzeslage.

Zielsetzung ist zunächst die Analyse der monetären Einsparpotenziale in den unterschiedlichen Netzebenen bzw. für verschiedene Kunden(-gruppen) und deren Verifizierung. Das schlichte Vorhandensein von Einsparpotenzialen stellt allerdings noch keinen Anreiz dar, diese zu erschließen. Auf Basis der Analyse des Einsparpotenzials wird deshalb im Anschluss ein Tarifmodell entwickelt, das die Kunden motiviert ein Lastmanagementsystem zu installieren und Vorteile für den jeweiligen Verteilnetzbetreiber beim Betrieb seines Stromnetzes generiert.

3 Methodische Vorgehensweise

Die Untersuchung der monetären Einsparpotenziale teilt sich in zwei Teile auf. Bevor die statistische Modellierung der Tarifkomponenten durchgeführt werden kann, ist eine Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen notwendig. Deren Auswirkungen und Interdependenzen auf die wirtschaftliche Bewertung müssen ebenfalls abgebildet werden.

3.1 Stromnetzentgeltsystem in der deutschen Energiewirtschaft

Der Strommarkt in Deutschland ist staatlich reguliert und unterliegt damit einem engen gesetzlichen Rahmen. Um Elektrizität vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren, bedarf es Leitungen, die den Strom verteilen. Aus Kostenminimierungsaspekten ist es dabei ineffizient,

zu diesem Zweck parallel mehr als ein Netz für dasselbe Gebiet aufzubauen und zu betreiben. Mit dieser Eigenschaft zählt das Stromnetz zu den klassischen Beispielen für ein natürliches Monopol, bei dem Wettbewerber marktwirtschaftlich nicht effizient sind. [4] Aufgrund dessen besteht ein staatlicher Regulierungsbedarf auf diesem Teil des Strommarktes sowie grundsätzlich in leitungsgebundenen Märkten. Der Regulierungsbedarf am Elektrizitätsmarkt lässt sich in drei Aufgaben untergliedern: Netzzugangsregulierung, Entflechtung von Netzbetrieb und Stromvertrieb sowie Netzentgeltregulierung, die jeweils gesetzlich geregelt sind. Überwacht werden die Regulierungsmaßnahmen von der Bundesnetzagentur bzw. den zuständigen Landesregulierungsbehörden. [5 - 8]

Die vorliegende Arbeit befasst sich speziell den Kosten, die der Netzbetreiber seinen Kunden für die Nutzung des Netzes in Form von Netznutzungsentgelten in Rechnung stellt. Die grundlegenden gesetzlichen Regelungen zur Berechnung der Netzentgelte liefert die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) vom 25.07.2005. Daraus geht hervor, dass die Höhe der Netzentgelte auf Basis der Daten über die Netzkosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres ermittelt wird. Anzusetzen sind - ausgehend von der Gewinn- und Verlustrechnung - aufwands-gleiche Kostenpositionen, kalkulatorische Abschreibungen, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung sowie kalkulatorische Steuern. Davon abgezogen werden kostenmindernde Erlöse und Erträge. [8] Über die festgesetzten Netzentgelte wird „die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Betreibers des Versorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller vorgelagerter Netz- und Umspannebenen abgegolten“, siehe § 3 Abs. 2 StromNEV [8]. Das heißt, dass die Netzentgelte der verschiedenen Netzebenen anteilig entsprechend der Kostenstellen, unter Berücksichtigung der vorgelagerten Netzebenen, ermittelt und auf die Netznutzer aufgeteilt werden. Von den leistungsgemessenen Letztverbrauchern werden aktuell ein vom Verbrauch unabhängiger Jahresleistungspreis, der mit der Jahreshöchstleistung in Kilowatt multipliziert wird, und ein verbrauchsgebundener Arbeitspreis in Cent pro entnommener Kilowattstunde erhoben. Im Bereich der nicht leistungsgemessenen Kunden im Niederspannungsnetz werden vorzugsweise ein Grundpreis und ein verbrauchsabhängiger Arbeitspreis angesetzt. Des Weiteren regelt die Stromnetzentgeltverordnung, dass für jede Entnahmestelle Entgelte für die Strommessung, die Abrechnung und den Messstellenbetrieb getrennt nach Netz- und Umspannebenen zu erheben sind. [8] Speist ein Erzeuger dezentral in eine Netzebene ein, werden in den vorgelagerten Netzebenen gewälzte Kosten vermieden. Die vermiedenen Netzentgelte haben die Verteilnetzbetreiber an die Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen in Form eines Entgeltes auszusahlen, dem die „tatsächliche Vermeidungsarbeit in Kilowattstunden, die tatsächliche Vermeidungsleistung in Kilowatt und die Netzentgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene“ zugrunde liegen, vgl. § 18 StromNEV [8]. Diese Regelung gilt nicht, wenn die vermiedenen Netznutzungsentgelte der Betreiber bereits über das Erneuerbare-Energien-Gesetz oder das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz abgedeckt sind [8].

Die errechneten Netzkosten müssen der zuständigen Regulierungsbehörde vorgelegt und unter Anwendung der Anreizregulierungsverordnung genehmigt werden. In Form der Anreizregulierungsverordnung sorgt der Gesetzgeber dafür, dass der monopolistische Netzbetreiber keine überbeuerten Netzentgelte erheben kann, sondern lediglich einen festgesetzten maximalen Erlös zur Deckung seiner Kosten und Erzielung einer angemessenen Rendite aus den

Netzentgelten generieren darf und darüber hinaus einen Anreiz hat, Investitionen in das Stromnetz z. B. zur Effizienzsteigerung zu tätigen. [7]

Die so von der Regulierungsbehörde genehmigten Netzkosten werden anschließend von den Netzbetreibern in Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis für die jeweiligen Netzebenen aufgeteilt. Abbildung 1 stellt die Aufteilung der Tarifkomponenten des Netzentgelts der untersuchten Netzebenen eines typischen Verteilnetzbetreibers schematisch dar.

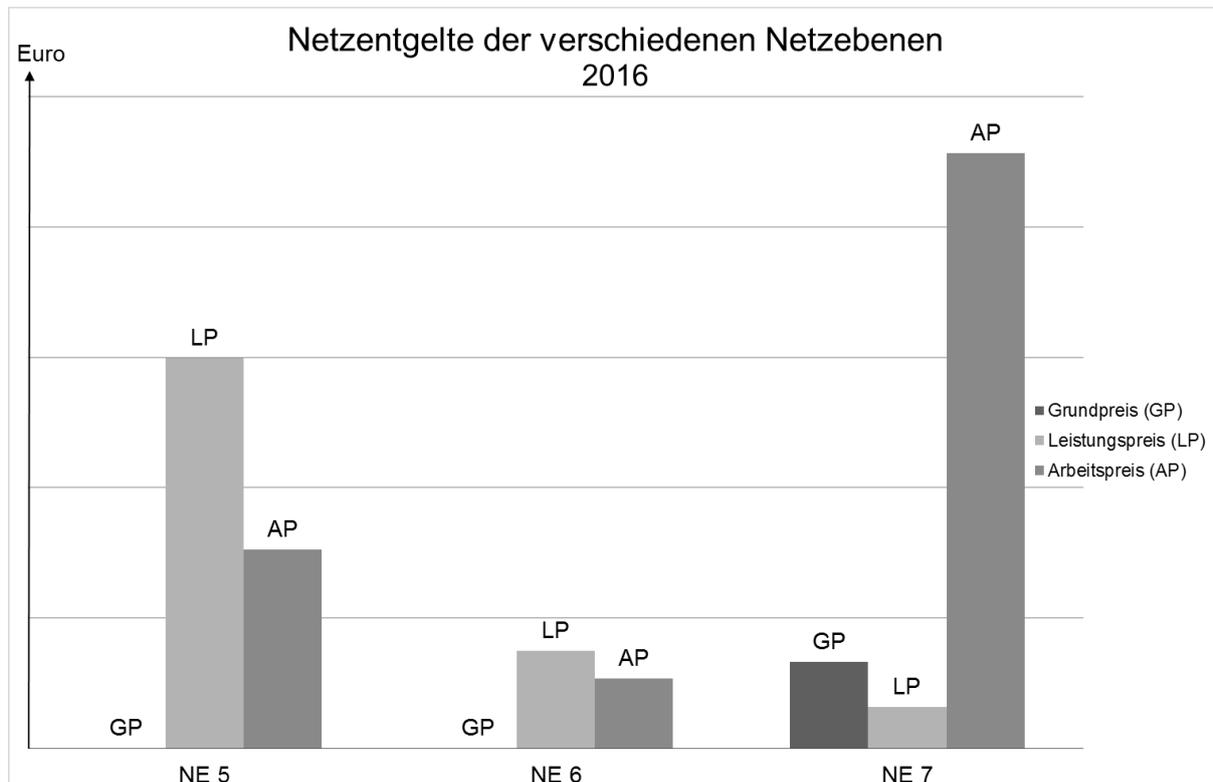


Abbildung 1: Aufteilung der Preiskomponenten der Netzentgelte des untersuchten Verteilnetzbetreibers in den verschiedenen Netzebenen. [Eigene Darstellung]

Aus der Abbildung 1 geht hervor, dass lediglich in der Netzebene 7, der Niederspannungsebene, ein Grundpreis erhoben wird. In derselben Netzebene ist der Anteil der Netzentgelte, die aus dem Arbeitspreis generiert werden, am höchsten. Im Gegensatz dazu spielt der Leistungspreis in dieser Spannungsebene eine untergeordnete Rolle. In den beiden Netzebenen darüber ist das Verhältnis zwischen Arbeits- und Leistungspreis umgekehrt.

3.2 Statistische Modellierung der Tarifkomponenten

Das Ziel der statistischen Modellierung der Tarifkomponenten ist es, die Auswirkungen der Veränderungen der Jahreshöchstlasten auf die Netzentgelte für die einsparenden Kunden (-gruppen), den Netzbetreiber und die Gesamtheit der Netzentgeltzahler im Versorgungsgebiet sichtbar zu machen.

Grundsätzlich gelten, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, folgende Zusammenhänge:

$$K_{LP,i} = P_{\max,i} * LP_x \quad (1)$$

Dabei sind

K_{LP} die Kosten für die Bereitstellung der elektrischen Leistung [€],
 P_{\max} die vom Kunden bezogene elektrische Jahreshöchstlast [kW],
 i der Netzkunde i ,
 LP der Leistungspreis der entsprechenden Spannungsebene [€/kW],
 x die Netzebene.

$$K_{AP,i} = Q_i * AP_x \quad (2)$$

Dabei sind

K_{AP} die Kosten für die bezogene elektrische Arbeit [€],
 Q die vom Kunden bezogene Menge elektrischer Arbeit eines Jahres [kWh],
 i der Netzkunde i ,
 AP der Arbeitspreis der entsprechenden Spannungsebene [€/kWh],
 x die Netzebene.

Gegenstand der Untersuchung sind die Netzentgelte 2016 der Netzebenen 5 bis 7 eines typischen Verteilnetzbetreibers in Deutschland sowie die bezogenen Strommengen und Höchstlasten der angeschlossenen Verbraucher aus dem Jahr 2014, da diese und die Gewinn- und Verlustrechnung desselben Jahres nach § 4 Abs. 2 StromNEV als Berechnungsgrundlage für die Netzentgelte 2016 dienen [8].

Der Netzbetreiber stellt die Lastverläufe der einzelnen Netzebenen bzw. verschiedener Kunden(-gruppen) und deren Tarifsysteem als reale Daten zur Verfügung. Diese werden als Modell abgebildet und die Veränderungen der einzelnen Parameter simuliert. Dabei wird davon ausgegangen, dass nicht die bezogene Arbeit, sondern die geforderten Jahreshöchstlasten reduziert werden. Grund dafür ist die Annahme, dass der Stromverbrauch aufgrund neuer Technologien und der Elektrifizierung des Verkehrssektors trotz Effizienzgewinnen zukünftig gleich bleiben bzw. ansteigen wird [9]. Die Lastmanagementbemühungen zielen folglich primär auf Maßnahmen zur Reduktion der kumulativen Lastspitze durch teilweise Verschiebung der Last (Loadshifting) ab, um Leistungsspitzen zu vermeiden.

Untersucht werden die Netzebenen 5 bis 7 als Ganzes sowie einzelne Beispielkunden, die auffällige Charakteristika aufweisen bzw. als Modellkunden für Vergleichsrechnungen dienen können. Dazu wird das jeweilige Einsparpotenzial eines Kunden mit der Kapitalwertmethode wirtschaftlich bewertet. Der Kapitalwert wird folgendermaßen definiert [10]:

$$C_0 = -A_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t} \quad (3)$$

Dabei ist

C_0 der Kapitalwert zum Kalkulationszeitpunkt [€],
 A_0 die Anfangsinvestition zum Kalkulationszeitpunkt [€],

- E alle Einzahlungen im Rahmen der Investition [€],
 A alle Auszahlungen im Rahmen der Investition [€],
 i der Kalkulationszinssatz [%],
 t das jeweilige Jahr der Betrachtung.

Der Betrachtungshorizont beträgt 10 Jahre in die Zukunft mit der Prämisse, dass es währenddessen keine regulatorischen Änderungen gibt. Der Kalkulationszinssatz wird aufgrund der aktuellen Niedrigzinsphase mit 2,5 % p.a. angesetzt. Die Anfangsinvestition in ein Lastmanagementsystem ist nicht bekannt. Stattdessen soll als Ergebnis hervorgehen, wie hoch die maximale Investitionssumme sein darf, damit der Kapitalwert größer gleich Null und die Investition somit vorteilhaft ist.

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, findet die Analyse der Einsparpotenziale im Kontext des regulierten Strommarktes Deutschlands statt. Die Anreizregulierungsverordnung gibt vor, wie hoch die Erlöse der Netzbetreiber aus den Stromnetzentgelten sein dürfen, damit ihre Kosten gedeckt sind und eine angemessene Rendite erzielt wird. Die Berechnung der maximal genehmigten Erlöse ist in Anlage 1 ARegV [7] durch die Formel der Erlösobergrenze definiert:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * (VPI_t / VPI_0 - PF_t) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (4)$$

Dabei ist

- EO_t die Erlösobergrenze aus Netzentgelten, die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet [€],
 $KA_{dnb,t}$ der dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil im Jahr t [€],
 $KA_{vnb,0}$ der vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteil im Basisjahr [€],
 V_t der Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen für das Jahr t,
 $KA_{b,0}$ der beeinflussbare Kostenanteil im Basisjahr [€], der den Ineffizienzen entspricht,
 VPI_t der Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t,
 VPI_0 der Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr,
 PF_t der generelle sektorale Produktivitätsfaktor im Jahr t [%],
 EF_t der Erweiterungsfaktor für das Jahr t,
 Q_t das Qualitätselement, das zu Erhöhung oder Reduzierung der Erlösobergrenze im Jahr t führt [€],
 VK_t der volatile Kostenanteil im Jahr t [€],
 VK_0 der volatile Kostenanteil im Basisjahr [€],
 S_t 1/5 des Saldos des Regulierungskontos im Jahr t [€].

Eine Reduzierung der bezogenen Jahreshöchstlast auf Kundenseite wirkt sich für den Netzbetreiber zunächst negativ auf die Erlöse aus den Netzentgelten aus. Laut der Formel zur

Berechnung der Erlösobergrenze wird diese Differenz jedoch über den Saldo des Regulierungskontos (S_i) kompensiert. Weicht der Saldo um mehr als 5 % von der in der Erlösobergrenze festgesetzten Höhe ab, ist der Netzbetreiber nach § 5 Abs. 3 ARegV zur Anpassung seiner Netzentgelte nach oben bzw. unten berechtigt bzw. verpflichtet [7]. Die Auswirkungen, die aus den Einsparungen einzelner Kunden(-gruppen) für die Gesamtheit der Netznutzer des Versorgungsgebietes resultieren, werden ebenfalls bei der statistischen Modellierung eruiert.

Aus den Ergebnissen lassen sich Strategien einerseits für die Endkunden und andererseits für den Netzbetreiber ableiten und die Fragen klären, welche Nutzergruppen Anreize haben, Lastmanagement zu betreiben und welche maximalen Beträge für den Aufbau eines entsprechenden Systems investiert werden können. Auf Basis der Untersuchungen wird ein Beispiel-Tarifmodell entwickelt, das die Nutzer anreizt ein Lastmanagementsystem zu installieren. Dadurch lassen sich für die Netzbetreiber neue Geschäftsmodelle im Rahmen der gesetzlichen Möglichkeiten erschließen, wie zum Beispiel die Installation von Stromspeichern in den Haushalten innerhalb des Netzgebietes.

4 Einsparpotenzial für Kunden und Netzbetreiber

4.1 Datengrundlage

Datengrundlage zur Untersuchung des Einsparpotenzials sind wie in Kapitel 3.2 erläutert die Netzlastgänge der Netzebenen 5 bis 7 sowie einzelner Kunden(-gruppen) und die entsprechenden Netzentgelte des Netzbetreibers. Tabelle 1 stellt die Netztarife für das Jahr 2016 dar:

Leistungspreissystem für Entnahme mit Leistungsmessung				
Spannungsebenen	Jahresbenutzungsdauer			
	< 2500 h/a		≥ 2500 h/a	
	Leistungspreis (LP 1)	Arbeitspreis (AP 1)	Leistungspreis (LP 2)	Arbeitspreis (AP 2)
	€/ kW	Ct / kWh	€/ kW	Ct / kWh
NE 5: Mittelspannung (MS)	3,30	3,61	77,82	0,62
NE 6: Umspannung MS/NS	5,15	3,69	83,59	0,55
NE 7: Niederspannung (NS)	5,88	3,68	79,79	0,73
Leistungspreissystem für Entnahme ohne Leistungsmessung				
Spannungsebene	Grundpreis		Arbeitspreis	
	€/ a		Ct / kWh	
NE 7: Niederspannung (NS)	20,00		4,11	

Tabelle 1: Netztarife eines typischen städtischen Verteilnetzbetreibers für das Jahr 2016. [Eigene Darstellung]

Unterschieden wird grundsätzlich zwischen der Entnahme mit und ohne Leistungsmessung, zwischen den verschiedenen Netzebenen und der Jahresbenutzungsdauer. Für Kunden der Netzebene 7 mit Elektro-Speicherheizungen wird ein Sondertarif mit lediglich 2,16 Ct/kWh als Arbeitspreis abgerechnet. In der Analyse werden die Endkunden mit einem individuellen Netzentgelt aufgrund § 19 StromNEV nicht mitbetrachtet, weil diese das Ergebnis verfälschen würden. Sowohl deren Leistungsbezug als auch ihre Netzkosten werden in den Berechnungen abgezogen.

Abbildung 2 stellt beispielhaft die reale Netzlast der Spannungsebene 7 über das Jahr 2014 des Praxispartners dar. Die reale Netzlast ist die Gesamtnetzlast einer Netzebene abzüglich

der Netzverluste, der Differenz aus der Übergabe an die nachgelagerte Netzebene und der Rückspeisung aus der nachgelagerten Netzebene. Netzkunden der Niederspannung sind hauptsächlich Haushalts- und kleinere Gewerbekunden.

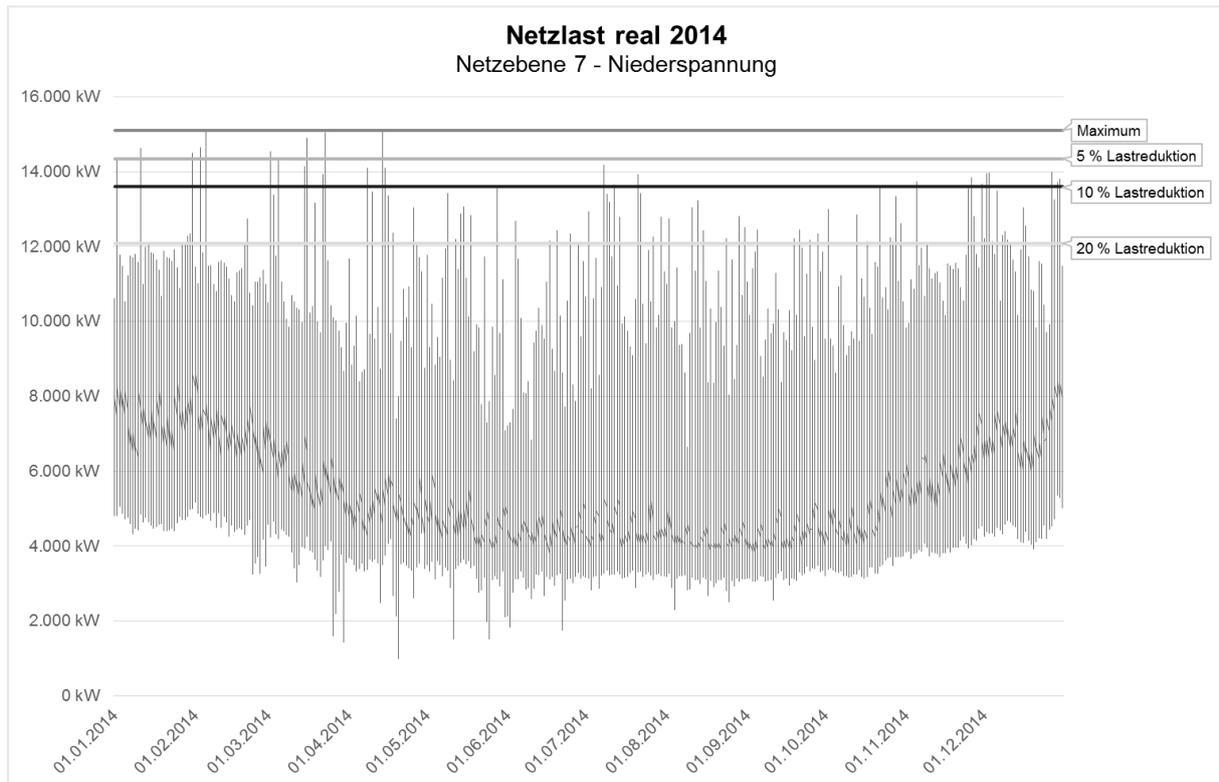


Abbildung 2: Netzlastgang der Netzebene 5 eines typischen städtischen Verteilnetzbetreibers für das Jahr 2014. [Eigene Darstellung]

In der Abbildung 2 ist der im Sommer geringere Strombedarf der Niederspannungskunden zu erkennen. Die Leistungsspitze liegt bei rund 15.000 kW am Montag, den 14.04.2014 um 12:45 Uhr. Dargestellt sind außerdem beispielhafte Reduktionen der kumulierten Jahreshöchstlast von 5 %, 10 % und 20 %.

Je nach Verhältnis zwischen Arbeitspreis und Leistungspreis an den Netzentgelten ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen auf die Gesamteinnahmen durch eine Lastreduktion. Wie in Abbildung 1 zu sehen, müssen die einzelnen Netzebenen individuell betrachtet werden. Ebenso unterschieden werden muss bei leistungsgemessenen Kunden zwischen einer Jahresbenutzungsdauer von kleiner 2.500 Stunden und einer Jahresbenutzungsdauer von größer gleich 2.500 Stunden. Wie in Tabelle 1 ersichtlich, unterscheiden sich die dafür angesetzten Tarife.

4.2 Einsparpotenziale in den verschiedenen Netzebenen

Unterstellt man für jede Netzebene, die in der Abbildung 2 angenommenen, anteiligen Leistungseinsparungen, ergeben sich folgende Erlösreduzierungen für den Netzbetreiber bzw. Einsparpotenziale für die Kunden der Netzebenen.

4.2.1 Netzebene 5 – Mittelspannung

Die kumulierte Jahreshöchstlast der Kunden mit einer Jahresbenutzungsdauer von weniger als 2.500 Stunden beträgt 4.000 kW, die der Kunden mit einer höheren Jahresnutzungsdauer 19.000 kW. Die Reduktion der Jahreshöchstlast durch Loadshifting entspricht einer eingesparten Spitzenlast von 200 kW bzw. 950 kW. Multipliziert mit dem dafür zu zahlenden Leistungspreis ergibt die jeweilige monetäre Einsparung.

Beispielberechnung:

Leistungseinsparung prozentual * Jahreshöchstlast_{NE 5, <2.500 h}

= Leistungseinsparung_{NE 5, <2.500 h} absolut

5 % * 4.000 kW = 200 kW

200 kW (A) * 3,30 €/kW (B) = 660 € (C)

Analog zur Beispielberechnung werden die Einsparpotenziale aller untersuchten Netzebenen und Kundengruppen ermittelt. Folgende Tabelle zeigt die Übersicht der entsprechenden absoluten Leistungsreduktionen und der jeweils dazugehörigen monetären Einsparung in der Mittelspannungsebene.

Einsparpotenzial Netzebene 5						
Leistungsreduktion prozentual	Jahresbenutzungsdauer					
	< 2500 h/a			≥ 2500 h/a		
	Leistungsreduktion (A)	LP 1 (B)	Einsparung (A * B = C)	Leistungsreduktion (A)	LP 2 (B)	Einsparung (A * B = C)
0%	0 kW	3,30 €/kW	0 €	0 kW	77,82 €/kW	0 €
5%	200 kW	3,30 €/kW	660 €	950 kW	77,82 €/kW	73.929 €
10%	400 kW	3,30 €/kW	1.320 €	1.900 kW	77,82 €/kW	147.858 €
20%	800 kW	3,30 €/kW	2.640 €	3.800 kW	77,82 €/kW	295.716 €

Tabelle 2: Einsparpotenzial der Netzebene 5. [Eigene Darstellung]

Deutlich zu sehen ist der signifikante Unterschied zwischen den Einsparpotenzialen aufgrund der unterschiedlichen Jahresbenutzungsdauern. 83 % der Jahreshöchstlast in der Netzebene 5 werden von Kunden mit einer Jahresbenutzungsdauer von mehr als 2.500 Stunden bezogen. In dieser Kundengruppe ist das Einsparpotenzial mit 77,82 €/kW 23,6 Mal höher als in der Kundengruppe mit einer Jahresbenutzungsdauer unter 2.500 Stunden. Der Leistungspreis beträgt hier lediglich 3,30 €. Werden 20 % der Jahreshöchstlast der Mittelspannungsebene eingespart, können die einsparenden Kunden ihre Netzkosten um 295.716 € im Jahr der Leistungersparnis reduzieren. Entsprechend weniger Erlöse erhält der städtische Netzbetreiber aus den Netzentgelten zur Deckung seiner Kosten und Erzielung einer Rendite. Insgesamt reduzieren sich die Netzeinnahmen der Spannungsebene um 13 % ceteris paribus.

Für einen typischen Kunden der Netzebene 5 mit einer durchschnittlichen Jahreshöchstlast von 950 kW und einer Jahresbenutzungsdauer ab 2.500 Stunden besteht folglich ein Anreiz ein Lastmanagement zu installieren, um Netzkosten einzusparen. Gelingt es ihm beispielsweise durch Loadshifting seine Jahreshöchstlast um 10 % zu reduzieren, spart sich der Kunde 7.393 € an Netzkosten ein. Zur Bewertung der maximalen Investitionskosten in ein Lastmanagementsystem wird die in Kapitel 3.2 beschriebene Kapitalwertformel (3) angewendet.

Beispielberechnung:

$$C_0 = -A_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t}$$

Zur Berechnung der maximalen Anfangsinvestition wird der Kapitalwert gleich Null gesetzt und nach A_0 aufgelöst.

$$A_0 = \sum_{t=1}^n \frac{(E_t - A_t)}{(1+i)^t}$$

Der Betrachtungshorizont beträgt 10 Jahre, der Kalkulationszinssatz 2,5 % p.a. Zur Berechnung des Kapitalwerts wird davon ausgegangen, dass die jährliche Lastreduzierung über die 10 Jahre gleich bleibt und es nicht zu regulatorischen Änderungen kommt.

$$A_0 = 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-1} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-2} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-3} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-4} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-5} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-6} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-7} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-8} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-9} + 7.393 \text{ €} * (1,025)^{-10} = 64.703 \text{ €}$$

Insgesamt darf die Investition (A_0) in den Aufbau des Lastmanagementsystems des Beispielkunden also maximal 64.703 € betragen. Die Berechnung der maximalen Investitionskosten der weiteren Kundengruppen und Netzebenen erfolgt analog.

Ist die Jahresbenutzungsdauer desselben Kunden geringer als 2.500 Stunden, spart er lediglich 314 € pro Jahr bei einer Leistungsreduktion von ebenfalls 10 %. Setzt man den Kapitalwert (C_0) wiederum gleich Null, beträgt die maximale Investition 2.744 € unter denselben Rahmenbedingungen.

4.2.2 Netzebene 6 – Umspannebene

Die abgerechnete Jahreshöchstlast in der Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannung betrug im Jahr 2014 insgesamt 7.500 kW, wobei 60 % auf die Kunden mit einer Jahresnutzungsdauer ab 2.500 Stunden entfielen. Die absoluten Leistungsreduktionen und deren monetäre Auswirkungen sind in Tabelle 3 dargestellt.

Einsparpotenzial Netzebene 6						
Leistungsreduktion prozentual	Jahresbenutzungsdauer					
	< 2500 h/a			≥ 2500 h/a		
	Leistungsreduktion (A)	LP 1 (B)	Einsparung (A * B = C)	Leistungsreduktion (A)	LP 2 (B)	Einsparung (A * B = C)
0%	0 kW	5,15 €/kW	0 €	0 kW	83,59 €/kW	0 €
5%	150 kW	5,15 €/kW	773 €	225 kW	83,59 €/kW	18.808 €
10%	300 kW	5,15 €/kW	1.545 €	450 kW	83,59 €/kW	37.616 €
20%	600 kW	5,15 €/kW	3.090 €	900 kW	83,59 €/kW	75.231 €

Tabelle 3: Einsparpotenzial der Netzebene 6. [Eigene Darstellung]

Wie in Netzebene 5 ist der Leistungspreis bei einer Jahresnutzungsdauer ab 2.500 Stunden signifikant höher als bei einer geringeren Jahresnutzungsdauer. Aufgrund der geringen Kundenanzahl und der damit verbundenen niedrigeren Gesamtbezugslast ist das Einsparpotenzial in der Umspannebene deutlich geringer als in der Mittelspannungsebene.

Der Durchschnittskunde der Netzebene 6 des städtischen Verteilnetzbetreibers bezieht eine Jahreshöchstlast von 290 kW. Ist seine Jahresbenutzungsdauer größer oder gleich 2.500

Stunden, kann er bei einer Leistungsreduktion um 10 % im Jahr 2.424 € an Netzkosten einsparen. Die maximalen Investitionskosten in ein Lastmanagementsystem dürfen 21.216 € betragen, um eine Amortisation in 10 Jahren sicherzustellen. Im Vergleich dazu dürfen die maximalen Investitionskosten eines Kunden mit einer geringeren Jahresbenutzungsdauer 1.307 € nicht übersteigen, da dessen Einsparpotenzial bei einer Leistungsreduktion um 10 % lediglich bei 149 € pro Jahr liegt.

4.2.3 Netzebene 7 – Niederspannung

In den Netzebenen der Mittel- und der Umspannung muss der Stromverbrauch der Endkunden leistungsgemessen werden [6]. Das ist in der Netzebene 7 nicht der Fall. Die Stromlieferung an Letztverbraucher wird erst ab einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh Strom, wie in § 12 StromNZV geregelt, über die registrierende Lastgangmessung (RLM) abgerechnet. Deshalb werden für die nicht leistungsgemessene Kundengruppe der Netzebene 7 sog. Standardlastprofile (SLP) zur Abschätzung des Lastverlaufs verwendet. Die Gruppe der SLP-Kunden erbringt beim Beispiel-Netzbetreiber 88 % der Netzerlöse aus der Niederspannungsebene. Lediglich 12% der Netzkosten aus der Netzebene 7 entfallen auf die RLM-Kunden.

Da die bezogene Jahreshöchstlast bei SLP-Kunden nicht gemessen wird, kann kein Leistungspreis angesetzt werden. Stattdessen werden die Netzentgelte, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, in Form eines Arbeitspreises und eines Grundpreises abgerechnet. Das heißt, dass für die meisten Kunden der Netzebene 7 eine Lastreduktion aktuell keine Auswirkung hat, da diese mit einem Mischpreis pro Kilowattstunde abgerechnet werden, der sich lediglich auf die bezogene Arbeit, nicht aber auf die bezogene Leistung bezieht. Lastmanagement auf Niederspannungsebene wird voraussichtlich erst mit der flächendeckenden Einführung von Smart Metern und einer veränderten Preisstruktur interessant.

Für die leistungsgemessenen Kunden der Niederspannung gelten die Einsparpotenziale, die in Tabelle 4 dargestellt sind.

Einsparpotenzial Netzebene 7 - RLM-Kunden						
Leistungsreduktion prozentual	Jahresbenutzungsdauer					
	< 2500 h/a			≥ 2500 h/a		
	Leistungsreduktion (A)	LP 1 (B)	Einsparung (A * B = C)	Leistungsreduktion (A)	LP 2 (B)	Einsparung (A * B = C)
0%	0 kW	5,88 €/kW	0 €	0 kW	79,79 €/kW	0 €
5%	75 kW	5,88 €/kW	441 €	100 kW	79,79 €/kW	7.979 €
10%	150 kW	5,88 €/kW	882 €	200 kW	79,79 €/kW	15.958 €
20%	300 kW	5,88 €/kW	1.764 €	400 kW	79,79 €/kW	31.916 €

Tabelle 4: Einsparpotenzial der RLM-Kunden in der Netzebene 7. [Eigene Darstellung]

Beispielsweise bezieht ein RLM-Kunde der Netzebene 7 eine Jahreshöchstlast von 110 kW. Bei einer Jahresbenutzungsdauer von größer gleich 2.500 Stunden spart er bei einer Lastreduktion um 10 % 878 € im Jahr ein. Die maximalen Investitionskosten in ein Lastmanagementsystem betragen 7.682 € bei einer Amortisationszeit von 10 Jahren.

Liegt die Jahresbenutzungsdauer desselben Kunden unter 2.500 Stunden, beträgt das jährliche Einsparpotenzial 65 €, die entsprechende maximale Investitionssumme 566 €.

4.3 Auswirkungen der Einsparung auf das Tarifsysteem

Wie in Kapitel 3.1 erläutert, garantiert § 5 ARegV dem Netzbetreiber die Deckung der genehmigten Netzkosten im Rahmen der Erlösobergrenze [7]. Sinken die Erlöse aus den Netzentgelten beispielsweise aufgrund der in den vorangegangenen Kapiteln angenommenen Lastverschiebungen insgesamt um mehr als 5 %, ist der Netzbetreiber berechtigt seine Netzentgelte nach oben zu korrigieren. Bei gleichbleibenden Gesamtkosten für den Netzbetreiber wird sich das Tarifsysteem aufgrund dessen ändern. Die in Kapitel 4.2 berechneten Einsparpotenziale der Beispielkunden gelten folglich nur unter der Prämisse, dass die gesamte Lastreduktion des Jahres zu einer Senkung der Netzerlöse um weniger als 5 % führt. Der Fehlbetrag muss ansonsten auf die Tarifkomponenten verteilt werden, die infolge dessen ansteigen. Für die Gesamtheit der Endverbraucher steigen die Netzentgelte; das Kostenreduktionspotenzial der Einsparer sinkt entsprechend der Verteilung des Fehlbetrags auf den Arbeits- oder Leistungspreis.

Die Reduktion der Erlöse aus den Netzkosten um insgesamt 5 % entspricht einem Betrag von ca. 283.000 €. Wie aus den Tabellen 1 bis 3 hervorgeht ist diese Grenze in den unterschiedlichen Netzebenen und Kundengruppen unterschiedlich leicht erreichbar. Zur Beurteilung der Auswirkungen des Lastmanagements auf die Tarifkomponenten wird deshalb der im Jahr 2014 durchschnittlich erlöste Leistungspreis von 60,12 € angesetzt, um die Reduktion der Last zu berechnen, die eine prozentuale Senkung der Netzerlöse jeweils verursacht. Im Folgenden wird die Einsparung der Gesamtnetzerlöse um 1 % bis 20 % modelliert, um die Auswirkungen auf die Tarifkomponenten und damit auf das Einsparpotenzial der Kunden darzustellen. Der entstehende Fehlbetrag wird prozentual nach der derzeitigen Erlösverteilung auf die unterschiedlichen Tarifkomponenten aufgeteilt, um die Erhöhung der Netztarife bewerten zu können. Abbildung 3 zeigt die Vorgehensweise bei der Verteilung des Fehlbetrags auf die Tarifkomponenten Arbeitspreis (AP), Leistungspreis (LP) und Grundpreis (GP). Bei der Netzebene 7 wird aufgrund der bestehenden Tarifstruktur zusätzlich zwischen Tarifkunden (TK) und Kunden mit Elektro-Speicherheizungen (ESH) unterschieden.

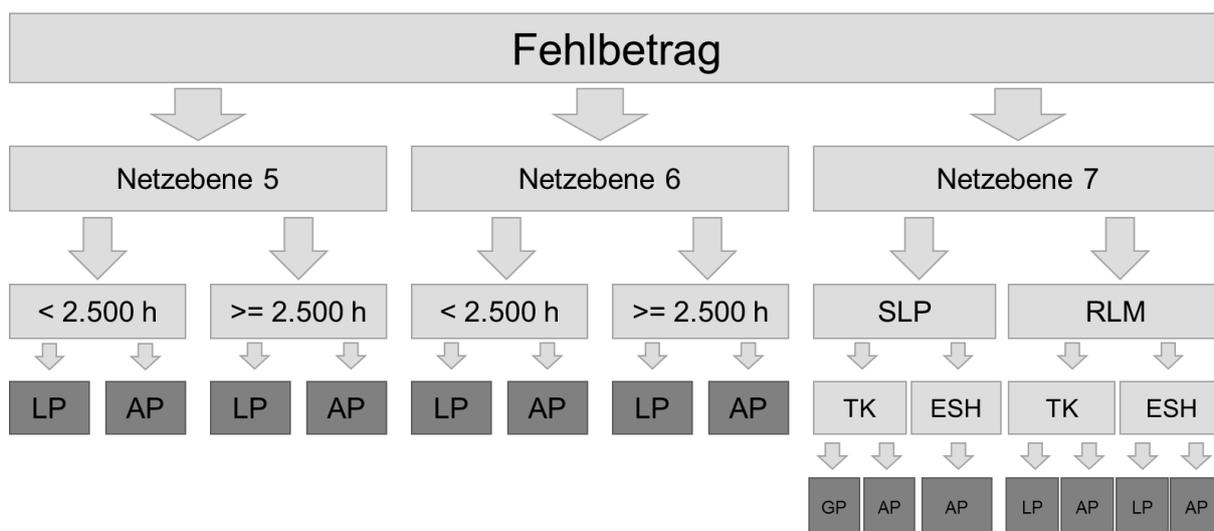


Abbildung 3: Verteilung des Fehlbetrags auf die Tarifkomponenten. [Eigene Darstellung]

Als Beispiel für die Auswirkungen der Tarifveränderungen sei folgendes Beispiel gewählt: Der Durchschnittskunde der Netzebene 5 (analog Kapitel 4.2) mit einer Jahreshöchstlast von

950 kW reduziert seinen Leistungsbedarf um 5 %, 10 % bzw. 20 %. Zusätzlich senken weitere Kunden ihren Leistungsbezug, der in Form der Gesamtnetzerlöse dargestellt wird. Aus der Abbildung 4 geht hervor, dass das jährliche Einsparpotenzial des einzelnen Kunden durch Lastmanagement mit der Reduktion der gesamten Bezugsleistung sinkt. Reduzieren mehrere bzw. alle Endkunden ihren Leistungsbezug, geht die Einsparung für den Einzelnen gegen Null bzw. kann sogar negativ werden. Außerdem steigen die Netztarife für die Endkunden ohne Leistungseinsparung, bei gleichbleibenden Kosten des Netzes, an. Abbildung 4 stellt den Zusammenhang der modellierten Veränderungen dar.

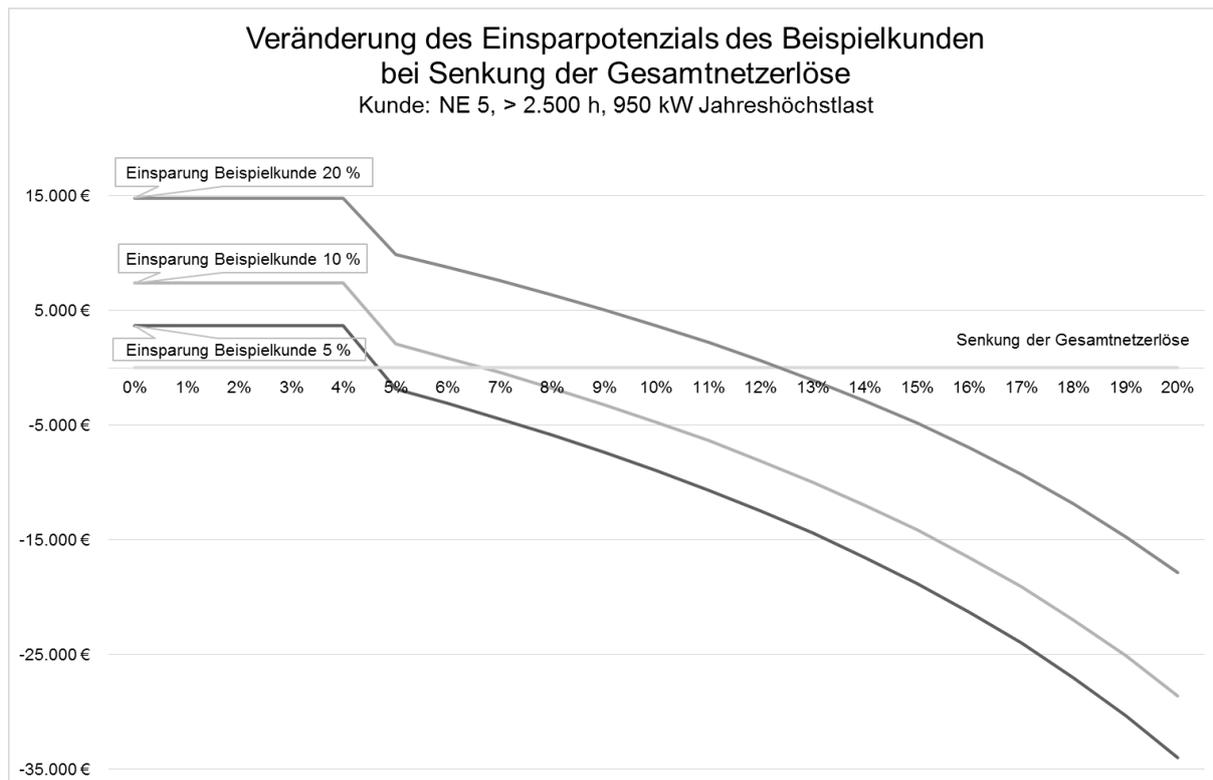


Abbildung 4: Veränderung des Einsparpotenzials des Beispielskunden der Netzebene 5 bei Senkung der Gesamtnetzerlöse durch Lastmanagement. [Eigene Darstellung]

Das Ziel des Einzelnen ist folglich, sich besser zu stellen als die Gesamtheit aller Endkunden. Derselbe Zusammenhang gilt für die Verteilnetzbetreiber im Gesamtsystem. Reduziert ein Verteilnetzbetreiber innerhalb seines Versorgungsgebietes den Leistungsbezug aus der vorgelagerten Netzebene (NE 4), ist das nur bis zu einer bestimmten Grenze vorteilhaft. Reduzieren auch die anderen Verteilnetzbetreiber ihren Leistungsbezug aus der Netzebene 4, sinken für alle die Einsparpotenziale, weil sich auch hier das Tarifsysteem ändern und dadurch die vorhandenen Netzkosten kompensiert werden müssen.

5 Fazit und Ausblick

Das Potenzial für Kunden durch Lastmanagement Netzkosten einzusparen, ist unter Berücksichtigung der reduzierten Leistung sehr unterschiedlich auf die Kundengruppen verteilt. Vor allem für leistungsgemessene Endverbraucher mit einer Jahresbenutzungsdauer ab 2.500 Stunden besteht in den Netzebenen 5 bis 7 ein monetäres Einsparpotenzial, das sich durch

Lastmanagementmaßnahmen realisieren lässt. Einsparbemühungen nicht leistungsgemessener Kunden, beispielsweise durch Loadshifting, wirken sich voraussichtlich erst mit einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern für alle Letztverbraucher und der damit verbundenen Möglichkeit der Abrechnung nach bezogener Leistung monetär aus. Die maximale Investitionssumme in ein Lastmanagementsystem ist zum einen abhängig von der vom Kunden bezogenen Jahreshöchstlast und der erzielten Leistungsreduktion und zum anderen von der Reduktion der gesamten Netzerlöse des Netzbetreibers, die durch die Gesamtheit der Kunden herbeigeführt wird.

Wie eingangs festgestellt, stellt das schlichte Vorhandensein eines Einsparpotenzials noch keinen Anreiz dar, dieses zu realisieren. Aufgrund dessen wird im Anschluss an die vorliegenden Untersuchungen ein Tarifmodell entwickelt, das unter der Prämisse der Einführung von Smart Metern für alle Letztverbraucher Anreize für die Kunden zum Lastmanagement schafft. Verteilnetzbetreiber haben so ihrerseits die Möglichkeit, Kosten für den Bezug von Strom aus den vorgelagerten Netzebenen einzusparen und durch die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle Mehrwerte für ihre Kunden zu schaffen, wodurch die Kundenbindung gefestigt und die Kundengewinnung angeregt werden kann.

Ziel der Entwicklung eines Tarifmodells ist neben der kollektiven Reduktion von elektrischer Leistung (bezogen auf die Last) die verursachergerechte Aufteilung der Netzkosten auf die Letztverbraucher. Entscheidend für die Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze ist der Zeitpunkt des Leistungsbezugs. Der Einbau von Stromspeichern durch den Verteilnetzbetreiber in Liegenschaften des Versorgungsgebiets kann ein Ansatz für ein neues Geschäftsmodell sein, wenn dieses die Leistungsspitzen im Netz reduziert. So lassen sich Leistungsverchiebungen realisieren ohne dass Kunden ihr Nutzerverhalten signifikant ändern müssen. Das Einsparpotenzial des Einzelnen nimmt, wie in Kapitel 4.3 erläutert, mit der Einsparung der Gesamtheit der Netzkunden ab. Aufgrund dessen wird das Tarifmodell zweistufig aufgebaut werden. Zum kritischen Zeitpunkt werden die Energiebeschaffungskosten in den Fokus des Tarifmodells und damit der Lastmanagementbestrebungen gestellt.

Weiterführend untersucht werden kann in zukünftigen Forschungsarbeiten die Anwendbarkeit und die Auswirkungen des entwickelten Tarifmodells beispielsweise in Form von Versuchen im Reallabor. Nicht Teil dieser Analyse war die technische Realisierbarkeit der Lastmanagementpotenziale bei den unterschiedlichen Kunden(-gruppen). Ansätze zur Bewertung von Lastverschiebepotenzialen liefern beispielsweise Klobasa [3] und Becker [11] in Form von Lastmanagementfaktoren.

Vor der Einführung eines derartigen Tarifmodells muss die technische Umsetzbarkeit, insbesondere mit den unterschiedlichen Marktteilnehmern und Speicherbetreibern, ausreichend bewertet werden.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg).
- [2] Atomgesetz idF vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565) zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1843, 2930); Online unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/atg/BJNR008140959.html> (Stand: 10. Januar 2017)
- [3] Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. Zürich: Eidgenössische Technische Hochschule.
- [4] Böttcher, J. (2014). Stromleitungsnetze. Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag.
- [5] Energiewirtschaftsgesetz idF vom 07. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621) zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106); Online unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html (Stand: 18. Januar 2017)
- [6] Stromnetzzugangsverordnung idF vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243) zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034); Online unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzzv/BJNR224300005.html> (Stand: 10. Januar 2017)
- [7] Anreizregulierungsverordnung idF vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529) zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. September 2016 (BGBl. I S. 2147); Online unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html> (Stand: 10. Januar 2017)
- [8] Stromnetzentgeltverordnung idF vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225) zuletzt geändert durch Artikel 8 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106); Online unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html> (Stand: 10. Januar 2017)
- [9] Fraunhofer IWES (2015): Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- [10] Erdmann, G.; Zweifel, P. (2010): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. Berlin: Springer-Verlag.
- [11] Becker, G. (2009): Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten. Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz. Wieselburg: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.)