

PREISSYSTEME VON ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN

Weiterentwicklung der gewachsenen Tarifstrukturen zu einfacheren,
konsistenten und rechtkonformen Preissystemen

Sven Schlittler

EMBA, Leitender Berater Strategie & Organisation
EVU Partners AG, Aarau, sven.schlittler@evupartners.ch

Markus Flatt

Dr. oec. HSG, Partner, Leiter Finanzen & Regulierung
EVU Partners AG, Aarau, markus.flatt@evupartners.ch

28. März 2016

Lead

Die Produkt- und Preisstrukturen von Energieversorgungsunternehmen sind heute vielfach Ergebnis einer historischen (technisch geprägten) Entwicklung und regulatorischer Vorgaben. Die Bedürfnisse der unterschiedlichen Kundengruppen werden heute vielfach erst bedingt reflektiert. Mit neuen Entwicklungen, insbesondere im Zusammenhang mit Eigenverbrauch und Rücklieferung („Prosumer“), wurden die Anforderungen an konsistente Preissysteme bei Energieversorgungsunternehmen zusätzlich erhöht. Entgegengesetzt besteht der energiewirtschaftliche Anspruch in Endkundenpreisen auch zunehmend Marktsignale zu reflektieren, um die Wettbewerbsfähigkeit in einem zunehmend kompetitiven Umfeld zu erhalten. Ein Versuch einer Einordnung.

1 EINLEITUNG

Die Energiewirtschaft war lange Zeit eine vom Wettbewerb überwiegend geschützte Branche. Den Energieversorger „wählte“ man mittels einer Verlagerung des eigenen Wohn-, resp. Geschäftssitzes in das entsprechende Versorgungsgebiet. Dabei wurde der „Endverbraucher“ mit dem Anschluss an das entsprechende Verteilnetz einer Tarifgruppe zugeordnet. Grosse Erklärungen waren nicht nötig, Wahlrechte bestanden nicht. Die Tarife hiessen beispielsweise „NS_DT_WP1“ oder „MS_BD plus_LGM“ oder ähnlich. Vielfach sind die entsprechenden Tarifstrukturen bei den Versorgern historisch gewachsen und Veränderungen bei den Kosten, insbesondere bei der Beschaffung von Energie, wurden einfachheitshalber jeweils proportional und oftmals unabhängig von der zugrundeliegenden Bezugsstruktur an die Endverbraucher weitergegeben. Seit der Teilliberalisierung des Schweizer Strommarkts im Jahr 2009 sind Stromkonsumenten mit einem Jahresverbrauch von über 100 MWh berechtigt, ihren Energieanteil von einem beliebigen Lieferanten auf dem freien Markt zu beziehen. Die Möglichkeit, dass die Endverbraucher den Energielieferanten nun seit rund acht Jah-

ren auswählen können, führt zu einer zunehmend spürbaren Veränderung im Verhalten der Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Umgang mit ihren Endverbrauchern. Gleichzeitig ermöglichen technologische Fortschritte den Endverbrauchern plötzlich dezentral selber einen Anteil ihres Energiebedarfs zu produzieren oder zusätzlich mit entsprechenden Anlagen sogar am Regenergiemarkt teilzunehmen. Aus Endverbrauchern sind in den letzten Jahren, insbesondere im Strommarkt, Kunden mit unterschiedlichsten und teilweise anspruchsvollen Bedürfnissen geworden.

Es ist daher nur logisch, dass dabei „flexiblere“ an den Bedürfnissen der Kunden ausgerichtete Produkte und die Marktpositionierung eines Unternehmens eine zunehmend zentrale Rolle spielen. Insbesondere die daraus resultierende Preisfestlegung der Produkte, resp. die Frage, welchen Mehrwert für welche Zusatzleistung der Kunde zu bezahlen bereit ist, werden die EVU künftig fordern, wenn sie sich weiterhin erfolgreich im Markt positionieren wollen.

Im vorliegenden Artikel sollen die derzeitigen Rahmenbedingungen und mögliche künftige Entwicklungen mit Einfluss auf die Preissysteme am Beispiel der Stromversorgung gewürdigt werden.

2 „PRICING CUBE“ - PREISLICHER ORDNUNGSRAHMEN EINES EVU

Ausgehend von einer übergeordneten Sicht lassen sich die Preissysteme eines EVU vereinfacht nach den einzelnen Preiskomponenten Netznutzung, Energielieferung und Abgaben (1) strukturieren. Diese werden durch die verschiedenen Vorgaben oder Rahmenbedingungen zur Preisfestsetzung (2) massgeblich beeinflusst.

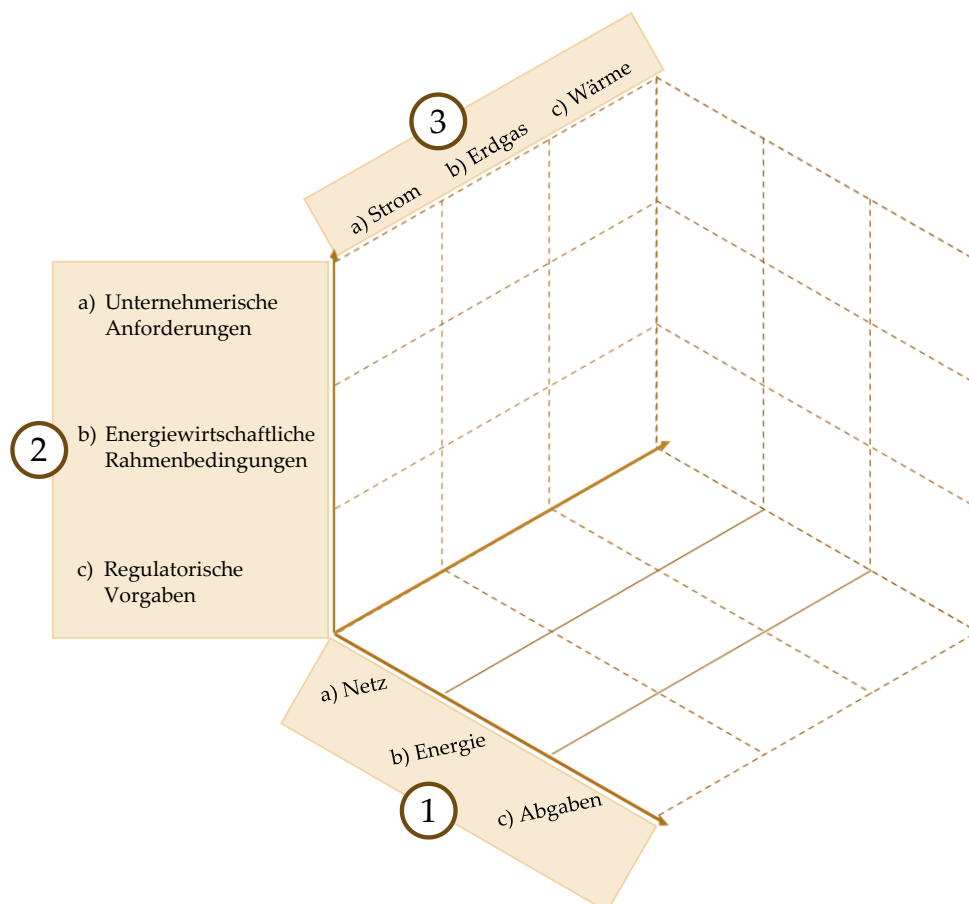


Abbildung 1 - „Pricing Cube“ als Ordnungsrahmen der Preissetzung von EVU mit den Achsen Preiskomponenten (1), Pricingkriterien (2) und Anwendungsbereiche (3).

Während die regulatorischen Vorgaben im Kontext der jeweiligen Tarifierung für alle Unternehmen verbindlich sind, bestehen sowohl bei den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen als auch bei den unternehmerischen Anforderungen erhebliche Freiheitsgrade hinsichtlich deren Ausgestaltung. Die dritte Dimension (3) beschreiben die möglichen Geschäftsfelder des Energiegeschäfts eines Querverbundunternehmens (vorliegend Strom, Erdgas, Wärme als Beispiele), in welchen vergleichbare und konsistente Preissysteme zur Anwendung kommen sollen.

Nachstehend wird der „Pricing Cube“ vereinfachend aus Sicht eines reinen Stromversorgungsunternehmens angewendet bzw. die relevanten Inhalte der einzelnen „Cubes“ reflektiert. Die Anwendung der Pricing-Logiken auf die dritte Dimension verschiedener Anwendungsbereiche (z.B. Gas, Wärme, etc.) wird vorliegend nicht weiter ausgeführt. Letztlich stellt natürlich die konsistente Anwendung von Pricing-Vorgaben innerhalb des gesamten „Pricing Cubes“ auf mehrere Anwendungsbereiche und unter Berücksichtigung unterschiedlicher regulatorischer Vorgaben die Kunst eines erfolgreichen und kundenorientierten Querverbundunternehmens dar.

3 ANWENDUNG DES „PRICING CUBES“ AUF DIE PREISKOMPONENTEN EINES STROMVERSORGERS

3.1 NETZNUTZUNGSENTGELTE

Netznutzungsentgelte sind eine relevante Grösse der Energiewirtschaft, welche nicht nach wettbewerblichen Kriterien ausgestaltet werden. Hintergrund ist die Vermeidung von Parallelstrukturen, welche aus einer volkswirtschaftlichen Gesamtsicht zu vermeiden sind. Zudem werden die Netznutzungsentgelte massgeblich durch die eigene Netztopologie, resp. die angeschlossene Kundenstruktur beeinflusst. Die daraus entstehenden natürlichen Monopole werden dabei umfassend reguliert. Um den Netzbetreibern Anreize für die Werterhaltung der Netze zu geben, wird eine angemessene Kapitalverzinsung zugestanden. Ein Netznutzungsprodukt gilt für eine Netzebene und eine bestimmte, definierte Kundengruppe. Es umfasst mindestens ein Preiselement (Arbeitspreis, Leistungspreis, etc.). Der Produktpreis beinhaltet die erbrachten und vorgehaltenen Leistungen und Kosten des Verteilnetzbetreibers zur Sicherstellung des Energietransportes durch sein Netz, inkl. Transportleistungen, Systemdienstleistungen und Kosten der vorgelagerten Netze. Bei mehreren Produkten pro Netzebene sind diese und die Kundenzuordnung diskriminierungsfrei zu gestalten und nach sachlichen Kriterien zu begründen.

Regulatorische Vorgaben des Stromversorgungsgesetzes (StromVG)

Im Bereich der Netznutzung bestehen klare Anforderungen an die Kostenzuweisung und gewisse Freiheitsgrade im Bereich der produktseitigen Segmentierung. Dabei sind die Netznutzungsentgelte im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben festzulegen (insbesondere Art. 14 Abs. 3 StromVG und Art. 18 Abs. 2 StromVV) und müssen die von den angeschlossenen Netzkunden verursachten Kosten widerspiegeln (sog. Verursacherprinzip, Art. 14 Abs. 3 lit. a StromVG). Zwischen den einzelnen Netzebenen werden die sogenannten wälzbaren Kosten zu 30% anhand der Energiemenge und zu 70% anhand der Leistung entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleitungen zugewiesen.¹ Eine Differenzierung der Netzkunden in Kategorien (Kundengruppen) innerhalb einer Spannungsebene nach vordefinierten Kriterien ist möglich und insbesondere zur Sicherstellung der verursachergerechten Kostenanlastung auch notwendig. Das Netznutzungsentgelt muss bei Spannungsebenen unter 1 kV für Netzkunden in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung zu mindestens 70 Prozent ein nicht-degressiver Arbeitspreis

¹ StromVV Art. 16 Abs.2.

(Rp./kWh) sein.² Diese Vorgabe orientiert sich dabei mehr an energiepolitischen Überlegungen als an der effektiven Kostenstruktur eines Verteilnetzbetreibers. Dabei besteht die Gefahr, dass dies innerhalb des gleichen Netznutzungsprodukts zu einer gewissen Entsolidarisierung führen kann, indem beispielsweise die verbrauchsunabhängigen Kosten (bspw. Messung) überproportional durch die grösseren Kunden getragen werden. Diese auf den ersten Blick durchaus gewünschte Wirkung sollte in einer langfristigen Perspektive durch den zu erwarteten signifikanten Ausbau der dezentralen Produktion und den daraus resultierenden Veränderungen nochmals kritisch hinterfragt werden.

Die Kosten für das Messwesen sind grundsätzlich Bestandteil der Netznutzungsentgelte³. Diese können gemäss einer Branchenempfehlung⁴ entweder in eigenständige Messtarife separiert oder auch integriert in den übrigen Preiselementen der Netznutzung gegenüber den Endkunden verrechnet werden. Dabei ist anzumerken, dass bei einer integrierten Verrechnung innerhalb einer Tarifgruppe einheitliche oder aus Sicht Kosten vergleichbare Zählertypen zur Anwendung gelangen sollten, um die einzelnen allenfalls unterschiedlich gemessenen Kunden nicht zu diskriminieren. Bei beiden Verrechnungsarten sollen zudem die Vollkosten nachvollziehbar und sachgerecht hergeleitet werden.

Der Verteilnetzbetreiber stellt die Produkte der Netznutzung nach den spezifischen Gegebenheiten seines Netzes zusammen. Die realisierten Erlöse dürfen die anrechenbaren Kosten im Netzbereich nicht überschreiten. Allfällige Über-/Unterdeckungen sind für zukünftige Entgeltperioden anzurechnen (Deckungsdifferenzen).

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die regulatorischen Vorgaben orientieren sich stark an den zugrunde liegenden energiewirtschaftlichen Grundsätzen. Der Freiheitsgrad bezüglich der Ausgestaltung von Netzprodukten innerhalb der gleichen Netzebene ist relativ gross, sofern vergleichbare Kunden nicht diskriminiert werden.⁵ Empfohlen wird, dass die einzelnen Produkte primär nach technischen Merkmalen (bspw. Art der Messung, Bezugsverhalten, etc.) ausgestaltet werden sollen.⁶ Dabei kann mit Hilfe unterschiedlicher Preiselemente (bspw. Arbeits-, Leistungs-, Grundpreise) ein grosser Einfluss auf den spezifischen Preis in Abhängigkeit zum individuellen Benutzungsverhalten (bspw. zeitliche Netzbelastung, Nutzungsdauer) erreicht werden. So ergeben sich beispielsweise Anreize für eine Verlagerung des Verbrauchs in Schwachlastzeiten in Abhängigkeit zur Ausgestaltung (Spreizung) zwischen den HT/NT-Tarifen und/oder saisonalen Tarifen. Neben den Endkunden können auch die Verteilnetzbetreiber selber von einem solchen Verlagerungseffekt profitieren, weil dadurch die eigenen Kosten für das vorgelagerte Netz optimiert werden können.

Grundsätzlich stellt der verbrauchsabhängige Arbeitspreis das gängigste gemessene Preiselement dar und ist somit das Mittel der Wahl für die Kundengruppe wie die Haushaltungen und Gewerbe, bei welchen aus Kostengründen bisher tendenziell auf eine Leistungsmessung verzichtet wird. Hingegen stellt die zeitgleiche Jahreshöchstlast einer der relevantesten wenn auch exogenen, d.h. nicht

² StromVV Art. 18 Abs. 2.

³ StromVV Art. 7 Abs. 3.

⁴ Vgl. VSE (2014) Branchenempfehlung Messkosten.

⁵ StromVV Art. 18 Abs. 2.

⁶ Vgl. VSE (2009) Leitfaden zu Preisstrukturen in einem geöffneten Strommarkt.

durch den VNB direkt beeinflussbaren Kostentreiber im Netzbereich dar.⁷ Daher wird auch empfohlen, sofern finanziell vertretbar, möglichst über einen breiten Bereich der Kunden, insbesondere bei Kunden mit spezieller Bezugsstrukturen, eine Leistungs- bzw. Lastgangmessung zu installieren. Spätestens mit dem flächendeckenden Einsatz von Smart Metern, dürfte der Leistungspreis auch in der Stromversorgung deutlich an Relevanz gewinnen.

Für die Ermittlung der zugrundgelegten Leistung für nichtlastganggemessene Kunden kann entweder die Leistungsdifferenzen zwischen den gemessenen und der tatsächlichen Höchstlast oder die anwendungsspezifischen Standardlastprofile verwendet werden. Alternativ könnten auch zur Vermeidung unnötiger Transaktionskosten für die Ausrüstung mit einer Leistungs- bzw. Lastgangmessung künftig – sofern die regulatorischen Vorgaben entsprechend angepasst werden – die technisch angeschlossene Leistung unter Würdigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors als Basis für die Kostenermittlung, resp. als Grundlage für ein neues Preiselement dienen. Diese würde es erlauben, einen relevanten Anteil der Netznutzungskosten anhand der gemessenen (i.d.R. monatlichen) oder synthetisch ermittelten Höchstlasten mit dem Leistungspreis verursachergerecht und gleichzeitig sehr einfach zu verrechnen. Davon würden insbesondere (gemessene) Kunden mit einem ausgeglichenen und gleichmässigen Energiebezug profitieren.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die grundsätzliche Frage, ob durch den geplanten Ausbau der stochastischen Produktion, resp. der daraus resultierenden höheren Versorgungsautarkie (Eigenbedarf), die heutigen Rahmenbedingungen noch den künftigen Anforderungen entsprechen. Insbesondere stellt sich die Frage, in wie weit Kunden mit einer Produktionsanlage <10kV, welche heute primär über ein arbeitsabhängiges Netznutzungsentgelt beliefert werden, zu einer Entsolidarisierung zwischen den Netznutzern führen. Unter dem Aspekt, dass im Netz ein wesentlicher Kostentreiber die zugrunde gelegten Kapazitäten sind, sollte die Möglichkeit bestehen, dass ein signifikanter Anteil der Netzkosten künftig für alle Segmente mittels einer leistungsabhängigen Komponente verrechnet werden darf. Dabei sollte aber zwingend darauf geachtet werden, dass ein teilautonomer Kunde durch das Preissystem nicht systematisch benachteiligt wird und diesem trotz einer hohen sowie auch politisch beabsichtigten Versorgungsautarkie insgesamt höhere Kosten resultieren.⁸

Exkurs: Praktische Wirkung von Tarifen am Beispiel eines EVU

In Abbildung 2 wird beispielhaft der Verlauf des spezifischen Preises anhand der Verbrauchsmengen für unterschiedliche Netzentgelte dargestellt. Dabei wurden die relevanten Netznutzungsentgelte⁹ der Netzebene 7 des Jahres 2015 eines EVU als Grundlage verwendet. Die Produkte (A) und (B) umfassen Kunden unterschiedlicher Segmente, welche über keine Lastgang-, resp. Leistungsmessung verfügen. Für die beiden leistungsabhängigen Produkte (C) für Kunden mit Benutzungsdauer kleiner als 3000h und (D) mit einer Benutzungsdauer grösser als 3000h würde jeweils zur Reduktion der Komplexität eine fixe Benutzungsdauer angewendet. Dabei wurde für das Produkt (C) eine Benutzungsdauer von 2950h und für Produkt (D) eine von 3050h zugrunde gelegt. Als Ergänzung wurde der Einfluss der Benutzungsdauer auf den spezifischen Preis in Abbildung 3 dargestellt. Zudem wurden die Spannweiten der zeitabhängigen Preiselemente (HT/NT) nur für das Produkt (A) bis 20 MWh eingeblendet.

⁷ Vgl. Bundesnetzagentur (2006) Analyse der Kostentreiber in Strom- und Gasnetzen zur Identifikation geeigneter Benchmarkingparameter aus technischer und wirtschaftlicher Sicht.

⁸ Vgl. Rechsteiner (2016) Diskriminierende Tarifstrukturen. Gutachten im Auftrag von Swisssolar.

⁹ Daneben existieren noch weitere Netzentgelte (bspw. für temporäre Anschlüsse), welche aus Gründen der Komplexität nicht dargestellt wurden.

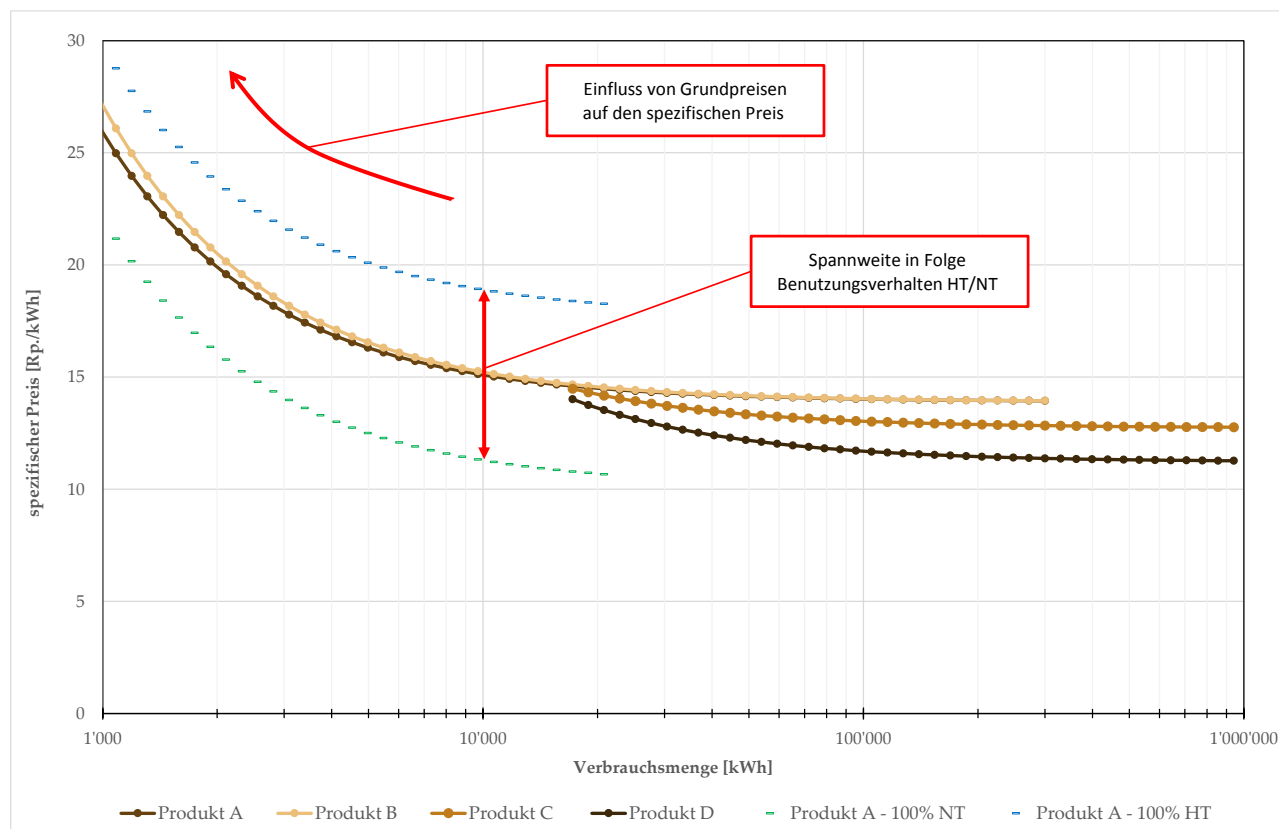


Abbildung 2 – Schematischer Preisverlauf am Beispiel von effektiven Tarifen (Energie und Netz) eines EVU auf der Netzebene 7

Wie in obenstehender Abbildung erkennbar ist, hat ein Grundpreis¹⁰ insbesondere im Absatzbereich von Haushaltungen einen massgeblichen Einfluss auf den resultierenden spezifischen Preis. In der Regel werden mit dem Grundpreis fixe Kosten teilgedeckt, welche vom eigentlichen Energieverbrauch unabhängig anfallen (bspw. Verrechnung, Messung). Während der Kunde den Grundpreis i.d.R. nicht umgehen kann, besteht jedoch beim individuellen beeinflussbaren zeitlichen Benutzungsverhalten ein signifikantes Einsparpotential.¹¹ Zudem ist ersichtlich, dass sich die Produkte (A) und (B) nur durch einen unterschiedlichen Grundpreis unterscheiden, welche ab einer Bezugsmenge ab 10 MWh eine vernachlässigbare Wirkung auf den spezifischen Preis hat. Im vorliegenden Beispiel wurde dem EVU deshalb empfohlen, die Produkte (A) und (B) zusammenzulegen und dadurch die bestehende Produktstruktur bereits erheblich zu vereinfachen.

Im Bereich der lastgang-, resp. leistungsgemessenen Kunden kann zwischen den beiden Produkten C und D eine Schieflage beobachtet werden. Weil in der Regel keine Ex-Post-Betrachtung bezüglich der korrekten Produkteinreihung der Kunden durchgeführt wird, besteht die Gefahr von Diskriminierungen einzelner Kunden¹², welche zwischen den Anforderungen von einzelnen Netznutzungsentgelten hin- und herwechseln. Zudem besteht die Gefahr, dass sich die Verschlechterung der mittleren Benutzungsdauer eines Entgelts in Folge der Kostenwälzung auch auf die Netzentgelte anderer Kunden auswirken kann. Daher wird empfohlen entweder die Produkteinreihung der Kunden

¹⁰ Verwendeter Grundpreis: CHF 10/Monat.

¹¹ Beim ausgewählten VNB beträgt das Einsparpotential für eine Abnahmemenge von 4'500 kWh (H4) durch eine vollständige Verschiebung von HT- zu NT-Zeiten von rund CHF 342 resp. rund 37%.

¹² Bspw. besteht bei einer identischen Verbrauchsstruktur Verbrauch 500 MWh und einer Benutzungsdauer von 3000h eine Kostendifferenz zwischen den Produkten (C) und (D) von rund CHF 7'070, resp. rund 12%.

regelmässig zu überprüfen oder aber auf eine Produktunterteilung in Abhängigkeit der Benutzungsdauer zu verzichten. Das kapazitätsabhängige Preiselement führt auch ohne „künstliche“ Unterteilung zu einer ausgeprägten Sanktionierung von schlechten Benutzungsdauern.

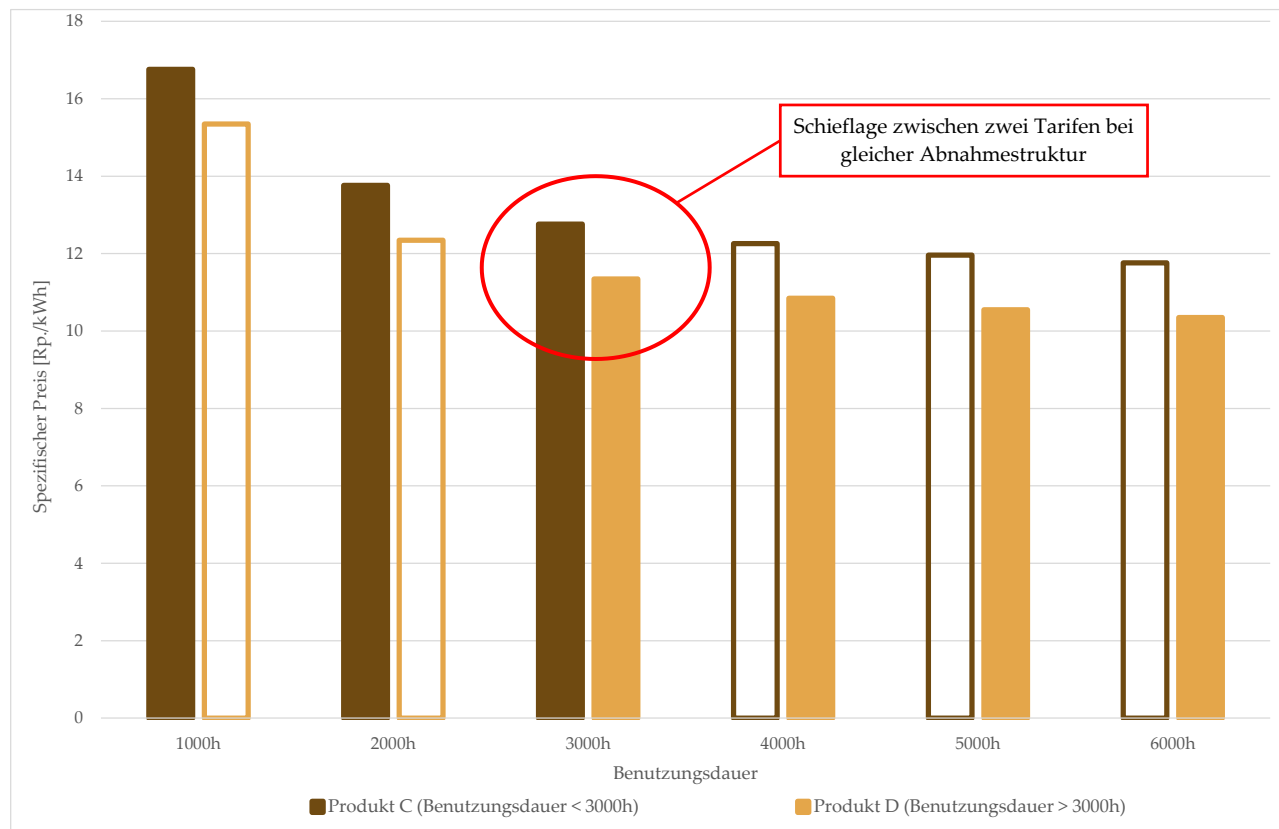


Abbildung 3 – Auswirkungen auf den spezifischen Preis unterschiedlicher Benutzungsdauern bei lastgang-, resp. leistungsgemessenen Kunden

Unternehmerische Ziele

Aus unternehmerischer Sicht sind insbesondere vertriebliche und finanzielle Aspekte bei der Bestimmung der Netznutzungsentgelte von Relevanz.

Aus Sicht des Vertriebs stehen bei der Netznutzung aufgrund der fehlenden Marktsituation primär zwei Bedürfnisse im Vordergrund:

1. Die eigenen Netznutzungsentgelte sollen einerseits möglichst einfach und klar aufgebaut und strukturiert sein, so dass jeder Kunde von sich aus weiss, welches Entgelt er für den Anschluss sowie für die Nutzung des Netzes bezahlen muss. Auf technische Bezeichnungen oder Abkürzungen ist wenn immer möglich zu verzichten. Aus Netztarifen gilt es für die Kunden ansprechende Produkte zu schaffen, selbst wenn der Kunde selbst vielfach keine Wahlmöglichkeit besitzt.
2. Die Netzentgelte sollen so tief wie möglich sein, um die eigene Wettbewerbsfähigkeit im Gesamtpreisvergleich („all-in“) nicht zu gefährden. Während die Entflechtung von Netz und Energielieferung bei den EVU langsam etabliert wird, nimmt der Kunde diese Realität nur bedingt zur Kenntnis. Für ihn ist nach wie vor der Gesamtpreis von zentraler Relevanz. Vergleichsweise zu hohe Netzentgelte können dabei auch negative Effekte auf die Kundenbindung und damit auf Kundenwechselraten im Bereich Energie haben.

Finanziell hat das EVU für die Festlegung der Netznutzungsentgelte trotz weitgehender regulatorischer Vorschriften Ermessensspielräume, welche es mit klaren, internen Vorgaben auszufüllen

gilt. Nicht selten stellt man fest, dass es im Bereich der Kostenzuweisung und Kostendefinition einfach so gehandhabt wird, wie es immer getan wurde. Dies insbesondere in Situationen, wo die finanzielle Lage eine pragmatische finanzielle Führung in der Vergangenheit noch zugelassen hat und klare finanzstrategische Vorgaben oft fehlten.

Wie bereits erläutert, geben Gesetz und Verordnung im Bereich Strom zum Beispiel die sogenannte „Kostenwälzung“ der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten sowie der Vorliegernetzkosten auf die einzelnen Netzebenen vor. Dies stellt zwar im Prinzip eine erste netztechnische Segmentierung der Kunden sicher, erfüllt aber die Anforderungen an eine differenzierte Produktgestaltung innerhalb einer Netzebene noch nicht. Es kann daher empfohlen werden, diese „vorgegebene“ Kostenwälzung auch für Produkte innerhalb der gleichen Netzebene anzuwenden, um eine konsistente Kostenverteilung auf die einzelnen Netzprodukte sicherzustellen. Demgegenüber stehen die direkten Kosten (bspw. SDL) oder indirekte Vertriebskosten und Verwaltungskosten des Netzes, welche direkt auf die einzelnen Produkte verursachergerecht zugeordnet oder mit schriftlich festzulegenden Schlüsseln angemessen verteilt werden können. Die Fähigkeit eines EVU, seine einzelnen Preiselemente eines Netznutzungsentgelts kostenbasiert herzuleiten, wird vermehrt – sei es berechtigt oder nicht – von der Regulierungsbehörde ElCom eingefordert. Gerade die Zusammensetzung und Höhe der Grundpreise, deren Abgrenzung zu Messpreisen für Kunden mit Lastgangmessung sowie die Einführung von Leistungspreisen sind regelmässig Gegenstand von Diskussionen oder Verfahren mit der ElCom, sei es von Amtes wegen oder infolge von Kundenbeschwerden. Entsprechend ist es für ein EVU wichtig, eine konsistente und erklärbare Logik zwischen der regulatorisch vorgegebenen Kostenträgerrechnung pro Netzebene und den einzelnen Produkten bzw. deren Bestandteilen aufzubauen. Je einfacher dabei die Produktstruktur ist, umso einfacher sind die dazu notwendigen Algorithmen. Die Anwendung des Pareto-Prinzips ist den korrekten netz- und energiewirtschaftlichen Methoden voranzustellen.

Letztlich ist auch die Kostenbasis selbst vom EVU abschliessend zu definieren. Im Rahmen der Gemeinkosten sind nachhaltige Abwägungen, insbesondere bei der Aufteilung der Kosten integrierter Vertriebs- und Verwaltungsstrukturen zwischen Netz und Energie, notwendig. Die Effekte von zunehmenden Kundenverlusten im Energiegeschäft dürfen dabei nicht ausser Acht gelassen werden. Weiter ist die Kapitalverzinsung seitens der Regulierung nur gegen oben begrenzt. Eine tiefere Gewinnerwartung kann je nach Unternehmensform und -zweck durchaus Sinn machen. Die entsprechenden Gewinnverzichte gilt es im Kontext der tendenziell teureren Ersatzinvestitionen von bestehenden Netzen jedoch langfristig zu beurteilen. Die rein politisch motivierte Entlastung der Endkunden mittels entsprechender Preisnachlässe im Bereich der Netznutzung ist kritisch zu hinterfragen, da damit letztlich insbesondere marktzugangsberechtigte Grosskunden profitieren, welche die Belieferung durch Dritte früher oder später dennoch realisieren dürften. Eine Generierung angemessener Gewinne und deren anteilige Verwendung zum Wohle der Bevölkerung dürfte in solchen Fällen das deutlich nachhaltigere Konzept darstellen.

Aus Sicht des Unternehmens besteht hinsichtlich der kundenseitigen Information, der Ermittlung der einzelnen Kostenelemente sowie auch zur Vermeidung von „tariflichen Schieflagen“ das Bedürfnis nach einfachen und nachvollziehbaren Produktstrukturen. Dabei sollte im Fokus stehen, die Anzahl der Produkte auf ein notwendiges Minimum zu reduzieren.

3.2 ENERGIELIEFERPREISE

Die Energielieferpreise umfassen im Wesentlichen die Kosten für die Strombeschaffung, die daraus resultierenden Risiken und die sogenannte Vertriebsbruttomarge des Anbieters, welche die Deckung der eigenen Vertriebs- und Verwaltungsgemeinkosten und die Erzielung eines angemessenen Gewinns umfasst.

Regulatorische Vorgaben des Stromversorgungsgesetzes (StromVG)

Die wesentlichste regulatorische Anforderung im Bereich der Energiepreise betrifft die Definition des Marktzugangs. So können Endkunden mit einem Jahresbezug von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte auf eigenen Wunsch hin von der regulierten Grund- in die freie Marktversorgung wechseln. Dabei können Verbrauchsstätten auch summierte Energiemengen von verschiedenen Messpunkte umfassen, sofern diese der gleichen örtlichen und wirtschaftlichen Einheit angehören.¹³

Während die Preisbildung für die Marktkunden konsequenterweise dem Markt überlassen wird, gelten für die Bildung von Energiepreisen in der Grundversorgung minimale spezifische regulatorische Vorgaben, welche unter Berücksichtigung der anrechenbaren Bruttomarge hohe Freiheitsgrade in deren Ausgestaltung ermöglichen. Eine zentrale Aussage ist, dass sich die Energiepreise in der Grundversorgung an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion oder an den langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers orientieren sollen.¹⁴ Diese anfänglich für Endkunden sehr vorteilhafte und von den EVU als gesetzeswidrig bestrittene Bestimmung hat sich mittlerweile aufgrund des Marktpreisumfelds zum „Rettungsanker“ vieler EVU mit Eigenproduktion entwickelt. Gemäss gesetzlichen Vorgaben ist jedoch auch klar, dass die EVU unabhängig von ihrer Eigenproduktion ihren eigenen Vorteil des freien Marktzugangs stellvertretend und anteilmässig auch für ihre nicht marktzugangsberechtigten Endkunden einsetzen müssen.¹⁵

In den übrigen regulatorischen Vorgaben sind die „Elektrizitätstarife“ in der Regel als Ganzes beschrieben. Somit ist zu vermuten, dass die regulatorischen Vorgaben der Netznutzung generell auch für die Energiepreise in der Grundversorgung gelten. Dabei gilt insbesondere, dass die Produkt- und Kundensegmentierung sowie die Kostenzuordnung diskriminierungsfrei und nach sachlichen begründbaren Kriterien erfolgen müssen. Eine viel diskutierte Vorgabe fand sich im Bereich der angemessenen Vertriebsbruttomarge, welche durch die ElCom mittels Aufgreifgrenze von CHF 95 pro Endkunde (definiert als Rechnungsempfänger) im Sinne eines „Benchmark“ festgelegt und in verschiedenen Fällen auch verfügt wurde. Diese Methodik wurde mittlerweile durch das Bundesverwaltungsgericht infolge fehlender Einhaltung der Anforderungen eines Effizienzvergleichs als unzulässig zurückgewiesen.¹⁶ Eine abschliessende Bemessungsgrundlage für die Energielieferpreise in der Grundversorgung besteht daher aktuell nicht.

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Der Hauptbestandteil der Energiepreise ist massgeblich abhängig von den Beschaffungskosten für die elektrische Energie, welche sich im Prinzip entweder aus dem Zukauf an den Handelsmärkten meistens über einen Zwischenhändler oder aus dem eigenen Kraftwerkportfolio ergeben. Die gehandelten Strompreise widerspiegeln dabei die aktuelle oder im langfristigen Kontext erwartete

¹³ StromVV Art. 11 Abs. 1.

¹⁴ Strom VV Art. 4 Abs. 1.

¹⁵ StromVG Art 6 Abs. 5.

¹⁶ Vgl. EVU Partners AG (2015) Rechtsunsicherheit bei der Grundversorgung bleibt bestehen. Abrufbar unter www.evupartners.ch.

Angebots- und Nachfragesituation an den Märkten und ist massgeblich abhängig vom Merit-Order-Verfahren, welches besagt, dass die Grenzkosten des zur Bedarfsdeckung gerade noch gebrauchten Kraftwerks den gehandelten Strompreis definiert. Dabei darf nicht ausser Acht gelassen werden, dass über die Grenzkosten hinaus zusätzliche Deckungsbeiträge zur Finanzierung der kapitalgebundenen Kosten erwirtschaftet werden müssen. Durch die stagnierende Nachfrage sowie den signifikanten und subventionierten Ausbau der erneuerbaren Energie verschiebt sich die Merit-Order so, dass viele Kraftwerke heute nicht mehr rentabel sind. Entweder werden die Grenzkosten (bspw. Gaskraftwerke) nicht mehr gedeckt und/oder die erzielten Deckungsbeiträge zur Finanzierung der Fixkosten (bspw. Grosswasserkraftwerke) sind nicht mehr ausreichend. Wie im vorherigen Kapitel ausgeführt, lassen sich somit auch übergangsmässig „unrentable“ Kraftwerke (Gestehungskosten > Marktpreis) in die Grundversorgung anlasten, wobei nur integrierte Gesellschaften (mit einem Endkundengeschäft) von dieser Regelung profitieren können. Dies führt u.a. dazu, dass die zugangsberechtigten Kunden aufgrund der tendenziell tieferen Preise in den freien Markt¹⁷ wechseln und dass das Preisniveau der Grundversorgungstarife zunehmend vom Marktpreisniveau abweicht. Im freien Markt orientieren sich die Preise mehrheitlich nach dem Marktpreisniveau unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Risiken und der individuellen Marge. Dabei hängt der spezifische Preis insbesondere vom konkreten Energiebezugsprofil sowie von der Laufzeit und der damit verbundenen Zusicherungen ab.

Vielfach erfolgt die Eindeckung der Energiemengen in der Grundversorgung insbesondere bei kleineren und mittleren EVU mittels sogenannten Vollversorgungsverträgen, welche eine relativ hohe Planungssicherung in Bezug auf Preis und Mengen und eine geringe Komplexität der Abwicklung beinhalten, wobei der Lieferant die wesentlichen Risiken trägt. Um mit diesen Risiken umzugehen, werden diese entweder eingepreist oder beispielsweise mittels Toleranzbändern eingegrenzt. Um das Vertriebsportfolio (insb. Grundversorgung) insgesamt zu optimieren, kommen vermehrt Tranchenmodelle, welche eine Aufteilung der Beschaffungsmengen auf unterschiedliche Zeitpunkte erlauben, zur Anwendung.

Eine wesentliche Herausforderung stellt dabei die Kostenzuordnung auf die Energielieferpreise dar. In der Regel erhält heute der Verteilnetzbetreiber vielfach einen einheitlichen Beschaffungspreis. In diesem Fall stellt sich aus Sicht eines EVU die Frage, wie die Beschaffungskosten auf die Kundensegmente sachgerecht zugewiesen werden können. Um die Preissignale richtig an die Endkunden weiterzugeben, sollten daher die Beschaffungskosten im Minimum gemäss der eigenen HT/NT-Struktur und/oder Saisonalität vorliegen, resp. beim Lieferanten abgefragt werden. Im Idealfall werden die Summenlastgänge pro dahinterstehendem Produkt mittels einer Preiskurve (HPFC), resp. der Zerlegung in Marktprodukte bepreist. Der Hauptvorteil liegt darin, dass auch tendenziell einheitliche Gestehungskosten aus einem eigenen Kraftwerk oder einem Partnerwerk in die für den Verteilnetzbetreiber relevante Zeitstruktur für die Tarifbildung zugewiesen werden können.

Es ist davon auszugehen, dass sich spätestens mit dem zweiten Marktöffnungsschritt die Energiepreise aller Endkunden vermehrt an den Preissignalen der Handelsplätze ausrichten werden. Hintergrund ist, dass die Mehrheit der Kunden einen Aufpreis gegenüber den Mitbewerbern mittelfristig nur akzeptieren wird, wenn dieser einen gewissen Mehrwert bietet (bspw. Ökologie, Service, lokale Wertschöpfung). Dies bedeutet, dass die tendenziell aus politischen Überlegungen motivierte hohe Spreizung zwischen HT/NT-Tarifen im Bereich Energie sich ebenfalls den Marktbedingungen anpassen dürfte. Zudem wäre aus einer gesamtwirtschaftlichen Optik begrüssenswert, das in einem

¹⁷ Gemäss ElCom (2015) sind bis und mit 2016 rund 74% der zugangsberechtigten Energiemenge von der Grund- in die Marktversorgung gewechselt.

langen Betrachtungshorizont vermehrt die kurzfristigen Preissignale (auch negative) bis an die Endkunden weitergegeben werden. Ziel muss es sein, die Verhaltensweise der Endkunden über den Preis aktiv zu beeinflussen, um verstärkt die Konvergenz zwischen den Energienetzen und -träger auszunutzen (bspw. Bezug von Strom ab der hausinternen Batterie oder Stromproduktion mittels BHKW und Speicherung der Wärme in Hochpreisphasen). Diese Weiterentwicklung hin zu dynamischen und zeitlich flexiblen Preisstrukturen wird mit der zunehmenden Digitalisierung der relevanten Prozesse sowie mit einem flächendeckenden Einsatz von Smart Meter in absehbarer Zeit möglich.

Bezüglich der Preiselemente kann im Grundsatz neben der verbrauchsabhängigen Verrechnung auch der Einsatz eines Grundpreises für die Deckung von verbrauchsunabhängigen Kosten (bspw. Verrechnung) verwendet werden. In der Praxis spielt die Verwendung eines Grundpreises für die Energielieferung derzeit in der Schweiz eher eine untergeordnete Rolle, da vielfach nach integrierten Denkansätzen der Grundpreis nur im Netz vorgesehen wird. Mit Blick auf den bereits liberalisierten deutschen Markt kann aber von einer steigenden Bedeutung dieses Preiselements innerhalb der Energie, insbesondere in der Marktversorgung ausgegangen werden. Hintergrund bildet dabei die Überlegung, dass insbesondere im freien Markt die Produkte möglichst einfach und einheitlich über eine grosse Spanne bei der Absatzmenge angewendet werden sollen. Ein Weglassen eines Grundpreises führt dabei tendenziell dazu, dass Kunden mit grossen Energiemengen die kleineren Endkunden quersubventionieren, was zu einer Abnahme der Wettbewerbsfähigkeit bei den grösseren Kunden und somit die Gefahr von Kundenverlusten führen könnte. Mit einer Vereinfachung der Produktstruktur steigt damit der Anreiz für EVU die Preiselemente möglichst so auszugestalten, dass dennoch eine verursachergerechte Kostenanlastung möglich bleibt.

Unternehmerische Anforderungen

Aufgrund der Teilmarktöffnung für gewisse Kundensegmente und der höheren Transparenz der Endkundenpreise in den betroffenen Segmenten steigt der Wettbewerbsdruck, resp. sind die Margen bei den zugangsberechtigten Kunden tendenziell rückläufig. In Folge einer ausgeprägten Wechselbereitschaft in die Marktversorgung dieser Kunde und dem Wegfall der Aufgreifgrenze für die Vertriebsbruttomarge von CHF 95.-/Kunde durch die ElCom verstärkt sich der Anreiz der EVU, die Marge primär bei den festen Kunden zu erzielen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere unter dem Aspekt einer vollständigen Marktöffnung in den kommenden Jahren eine kostendeckende und segmentspezifische Kalkulation stark an Bedeutung gewinnen wird. Dabei sollten der Energievertrieb und die angebotenen Produkte ganzheitlich und möglichst nach einfachen Kriterien strukturiert werden. Die Zeiten von grossen Tarifvielfalten, teilweise mit interner Tarifsübventionen sind angesichts des sich abzeichnenden zunehmenden Wettbewerbsdrucks und den künftigen Kundenerwartungen tendenziell vorbei. Die weitere Flexibilisierung der Beschaffungsmodelle wird künftig auch zu einer zunehmenden Individualisierung der Allokation der Beschaffungskosten je Tarifsegment führen. Durch spezifische Aufschläge unter Berücksichtigung der Vorgaben aus dem Risikomanagement können die Kosten zudem verursachergerecht für Mengen-, Ausfall- und Preisrisiken und die Margenerwartungen gemäss individueller Vorgabe des Unternehmens den Kundensegmenten, resp. den einzelnen Produkten zugewiesen werden.

Es kann davon ausgegangen werden, dass sich künftig die Margen tendenziell verengen werden. Daher soll auch für das eigene Absatzgebiet gelten, dass die Rentabilität des Vertriebs Vorrang vor dem Erhalt des Marktanteils haben sollte. Um unternehmerische Entscheidungen in diesem Bereich erfolgreich abzustützen, wird die Einführung einer Deckungsbeitragsrechnung vermehrt an Relevanz gewinnen. Dabei werden im Rahmen einer mehrstufigen Deckungsbeitragsrechnung die Fixkosten nach produkt-, geschäftsbereichs- und unternehmensfixen Kosten detaillierter aufgespaltet.

Dadurch erhöhen sich die Transparenz in der Erfolgsstruktur eines Unternehmens und die Ermittlung von möglichen Handlungsfeldern. So können beispielsweise eine effiziente Erbringung des Vertriebsprozesses oder zielgerichtete segmentspezifische Marketingaktivitäten die Kosten erheblich reduzieren.

Daneben wird die Kundensegmentierung künftig eine stärkere Rolle spielen. Dabei wird der Markt anhand ausgewählter Kriterien in klar abgegrenzte Segmente (in sich homogen – untereinander heterogen) von aktuellen und potenziellen Kunden aufgeteilt. Die Endkunden können nach unterschiedlichen Arten segmentiert werden (personen-¹⁸, unternehmens-¹⁹ oder kaufverhaltensspezifische²⁰ Merkmale). Hauptziel ist es dabei, dass die Segmente spezifisch angesprochen, resp. bearbeitet und für die Gestaltung von Produkten herangezogen werden, um dadurch Fehlinvestitionen (bspw. Ansprechen von preissensitiven Kunden mit Ökoprodukten) zu vermeiden.

Übergeordnet stellt sich zudem die grundsätzliche Frage, wie sich das Unternehmen im Gesamtmarkt positionieren soll. Dabei stehen drei grundsätzliche Stossrichtungen zur Verfügung (Standard, Discounter, Premium²¹), welche einen massgebenden Einfluss auf die Produkte und somit auf das Pricing aufweisen.

Anbietertyp	Standard	Discounter	Premium
Differenzierungsmerkmale	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Moderate Preisvorteile ggü. der Grundversorgung ▪ Marktüblicher Leistungsumfang 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preisaggressive Positionierung ▪ Kopplung der Angebote (z.B. Mengenpakete, Vorkasse) ▪ Reduzierte Servicequalität oder kostenpflichtiger Service ▪ Auch Ökoenergien im Angebot 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Premiumanbieter durch ökologische oder kompensierte Energieprodukte ▪ Empfehlung von umweltaffinen NGO und i.d.R. höhere Glaubwürdigkeit ggü. Standardanbietern mit ökologischen Produkten ▪ Förderung von innovativen Lösungen (z.B. Power to Gas)
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vorwiegend integrierte Energieversorger ▪ Zweitmarken von etablierten Anbietern ▪ Geringe Zuwachsraten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vorwiegend (neue) unabhängige Anbieter ▪ Starke Zuwachsraten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vorwiegend (neue) unabhängige Anbieter ▪ Starke Zuwachsraten
Beispiele	<ul style="list-style-type: none"> ▪ eprimo ▪ E WIE EINFACH ▪ Klassische Stadtwerke 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ DISCOUNTER-ENERGIE 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Greenpeace Energy ▪ LichtBlick ▪ Polarstern

Tabelle 1 – Schematische Beschreibung grundsätzlicher Stossrichtungen für Energieversorgungsunternehmen

¹⁸ Bspw. Alter, Geschlecht, Lebensstil, Lebensphase, Einkommen.

¹⁹ Bspw. Größe, Standort, Abnahmestellenanzahl.

²⁰ Bspw. Beschaffungsstruktur, Einkaufsvolumen, Service-, Kommunikations-, Preisverhalten und perspektivisch Kundenwert.

²¹ i.d.R. Positionierung als Ökoanbieter.

3.3 ABGABEN

Unter öffentlichen Abgaben versteht man alle öffentlich-rechtlichen Geldleistungen, welche das Gemeinwesen den Privaten, privatrechtlich organisierten Unternehmen oder anderen Körperschaften gestützt auf seine Finanzkompetenz auferlegt. Die öffentlichen Abgaben umfassen Steuern und Kausalabgaben. Bei den Kausalabgaben handelt es sich um Abgaben, welche einen besonderen Entstehungsgrund haben. Es braucht somit einen Zusammenhang zwischen Entstehungsgrund und Abgabe im Sinne von Leistung und Gegenleistung.²²

Typische Beispiele für Abgaben von EVU sind der Netzzuschlag gemäss Art. 15b EnG zur Finanzierung der kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) oder die CO₂-Abgabe. Abgaben können auf Ebene des Bundes, des Kantons oder auf Stufe der jeweiligen Gemeinde beschlossen und erhoben werden. Die EVU sind im Fall von Abgaben dabei berechtigt oder verpflichtet, diese ihren Kunden zu überwälzen. In diesem Sinne sind Abgaben für die EVU aufgrund übergeordnetem Recht zu begründen und stellen in diesem Sinne eine „fremde“, nicht zu beeinflussende Preiskomponente dar.

Regulatorische Vorgaben des Stromversorgungsgesetzes (StromVG)

Im Stromversorgungsgesetz wurde der Umgang mit „Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen“ definiert. Art 6 Abs. 3 StromVG hält fest, dass die Verteilnetzbetreiber die Abgaben separiert vom Netznutzungsentgelt und vom Energielieferpreis veröffentlichen müssen. Art. 12 Abs. 2 StromVG verpflichtet die Verteilnetzbetreiber bei der Weiterverrechnung entsprechender Abgaben, diese gesondert auf der Endkundenrechnung auszuweisen. Im einfachsten Fall, wie z.B. beim KEV-Zuschlag, ist die Abgabe damit für ein EVU eine reine Weiterverrechnungsposition, welche das eigene Ergebnis nicht beeinflusst. Wichtig ist jedoch festzuhalten, dass das EVU Schuldner der Abgabe ist und nur das Recht zur Überwälzung hat (nicht die Pflicht).²³

Etwas inkonsistent erscheint vor diesem Hintergrund die Regelung von Art. 14 Abs. 1 StromVG, wonach die Netznutzungsentgelte die anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen nicht übersteigen dürfen. Dieser Wortlaut übersieht, dass die weiterverrechneten Abgaben gar nicht Teil der Netznutzungsentgelte sein dürfen, sondern gesondert verrechnet werden. Unabhängig davon ist klar, dass die Abgaben keine anrechenbaren Netzkosten darstellen und auch nicht seitens der ElCom überprüft werden.²⁴ Eindeutig ist in diesem Zusammenhang auch der Umstand, dass Gewinn-, Kapital- oder sonstige Steuern keine Abgaben im vorliegenden Sinne sind. Steuern stellen anrechenbare Netz- bzw. Gestehungskosten dar, Abgaben nicht. Weiter sind auch Systemdienstleistungen keine Abgaben, obwohl diese den Kunden vielfach separat in Rechnung gestellt werden. Systemdienstleistungen (SDL) sind Leistungen von Swissgrid und werden ihrerseits den Verteilnetzbetreibern in Rechnung gestellt, genauso wie jede andere Vorleistung von anderen Vorliegernetzbetreibern oder Lieferanten. In diesem Sinne ist eine separate Weiterrechnung der SDL als eigenes „Preiselement“ der Netznutzung zwar nicht auszuschliessen, aber eigentlich weder notwendig noch zu empfehlen.

Letztlich ist festzuhalten, dass die Abgaben dem Gebührenrecht unterliegen und Vorgaben wie das Kostendeckungs- und Äquivalenzprinzip bei der Gebührenfestsetzung zu beachten sind. Insbesondere auf kommunaler Stufe ist oft festzustellen, dass eine entsprechend genügende gesetzliche

²² Tschannen / Zimmerli, S. 485 Rz. 1 und 16.

²³ Vgl. z.B. EnG Art. 15b Abs. 2; siehe weiterführend auch Scholl (2015) Konzessionsabgaben für die Nutzung öffentlichen Grund und Bodens durch elektrische Leitungen, in: Jusletter 30. November 2015.

²⁴ StromVG Art. 22 Abs. 2 lit. a und b.

Grundlage für erhobene Abgaben fehlt. Damit entsteht für das EVU das Risiko, dass ein Kunde sich auf den Standpunkt stellen kann, dass diese Abgabe gar nicht geschuldet ist. Fehlt eine genügende gesetzliche Grundlage, so hat das EVU letztlich das Problem, dass es die allenfalls bereits bezahlten oder auf vertraglicher Ebene (z.B. im Rahmen eines Konzessionsvertrages) weiterhin geschuldeten Abgaben gar nicht mehr weiterverrechnen kann. Entsprechend hoch ist auch das Interesse des EVU sicherzustellen, dass die Abgaben, welche es schuldet, auch effektiv basierend auf einer gesetzlichen Grundlage weiterverrechnet werden dürfen.

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Preiskomponente der Abgaben hat keinen eigentlichen energiewirtschaftlichen Kontext, so dass diese Dimension des „Pricing Cubes“ im Unterschied zum Netznutzungsentgelt und zum Energiepreis hier nur bedingt Anwendung finden kann. Da die Abgaben im Bereich Strom vielfach in Rp./kWh an die Kunden überwältzt werden, ist die Problematik der absoluten Mehrbelastung von grösseren Kunden oftmals ein Thema. Viele EVU haben aufgrund dieser Überlegung im Bereich von kommunalen Abgaben (z.B. Konzessionsabgaben) eine mengenabhängige oder betragsmässige Obergrenze eingeführt und belasten damit verschiedene Kundengruppen unterschiedlich stark. Diese differenzierte Überwälzung der Abgaben an die Kunden hat das Bundesgericht im sogenannten „Tessiner-Urteil“ jedoch im Fall einer Konzessionsabgabe als rechtlich unzulässig beurteilt: Das Bundesgericht urteilte, dass die Aufteilung der Kunden gemäss ihrem Energiebezug in Kategorien mit unterschiedlichen und degressiven Abgaben nicht zulässig sei, da der Bezug zur Nutzung des öffentlichen Grund und Bodens fehlt.²⁵ Vor diesem Hintergrund ist den EVU zu empfehlen, die ihr belasteten Abgaben, sei es vom Bund, Kanton oder Gemeinde möglichst 1:1 bzw. zu einem einheitlichen Abgabentarif auf die Kunden zu überwälzen.

Unternehmerische Anforderungen

Aus unternehmerischer Sicht stehen wiederum die vertrieblichen und finanziellen Aspekte der Abgaben im Zentrum. Aus Vertriebsicht sind die Abgaben, analog zu den obigen Ausführungen zur Netznutzung, für die Kunden letztlich Teil des für sie relevanten Gesamtpreises. Die Aussage mancher EVU-Verantwortlicher, dass ihnen die Höhe der Abgaben egal sei und sie diese einfach weiterverrechnen, mag zwar rechtlich und finanziell stimmen. Vertrieblich bedeutet jedoch jede Abgabe, insbesondere vergleichsweise hohe kommunale Förder- oder Konzessionsabgaben, ein negatives Preissignal an die Kunden und ein entsprechend hoher Kommunikationsaufwand. Es ist nicht erstaunlich, dass beobachtbare Fälle mit Konzessionsabgaben mit mehreren Rp./kWh besonders für ihre Preispolitik in der Kritik stehen.

Finanziell sind Abgaben, solange diese 1:1 weiterverrechnet werden, grundsätzlich neutral. Infolge des Inkasso- bzw. Insolvenzrisikos, welches bei den EVU liegt, steigt jedoch mit den absoluten Abgabensummen auch das diesbezügliche finanzielle Risiko. Zudem obliegt es dem EVU zu entscheiden, ob entsprechende Abgaben effektiv überwältzt werden sollen oder nicht. So hat z.B. jedes EVU das Recht den KEV-Zuschlag auf seine Kunden zu überwälzen, jedoch keine Pflicht. Beispiele wie das Zürcher EWZ haben vorgemacht, dass anstelle einer Gewinnmaximierung die Übernahme von solchen Mehrbelastungen zugunsten von Kunden eine (zumindest zeitlich befristete) Strategie sein kann. So ist es auch für kommunale EVU wichtig zu verstehen, dass entsprechende kommunale Abgaben weiterverrechnet werden können, jedoch nicht müssen. Dabei gilt es sicherzustellen, dass

²⁵ BGE 138 II 70, 76, E.7.3. Vgl. auch Scholl (2015) Konzessionsabgaben für die Nutzung öffentlichen Grund und Bodens durch elektrische Leitungen, in: Jusletter 30. November 2015.

die Gewinnverwendung im Sinne von Gewinnausschüttungen / Dividenden strikt von der kommunalen Abgabe differenziert werden kann. Dies rührt insbesondere daher, dass die ElCom den Begriff von „Abgaben und Leistungen ans Gemeinwesen“ bewusst weit auslegt.²⁶

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

In den vorstehenden Kapiteln haben wir uns dem „Pricing Cube“ am Beispiel Strom auf unterschiedliche Weise genähert. Die Liberalisierung der Märkte sowie die Trennung von Netzbetrieb und die Energielieferung führen zu neuen und komplexen Anforderungen bezüglich den Produkten und deren Preisfestlegung, so dass eine systematische Herangehensweise zunehmend notwendig wird. Insbesondere sind die Energiemärkte in den letzten Jahren einem steten Wandel, sei dies aufgrund technologischer Veränderungen, neuer regulatorischen Rahmenbedingungen oder weiterer Marktöffnungsschritten, unterworfen. Die Intensität des Wandels wird zwangsläufig zunehmen und die Unternehmen vor neue zentrale Herausforderungen stellen. In diesem Kontext wird die Bedeutung der Unternehmenspositionierung und der daraus abgeleiteten Produktstrategie, resp. der entsprechenden Preissysteme an Bedeutung gewinnen. Auch wenn die weiteren Marktöffnungsschritte noch nicht absehbar sind, besteht unabhängig davon das Bedürfnis nach einem konsistenten Preissystem innerhalb von EVU. Dabei sollte sich die Weiterentwicklung des bestehenden Pricings verstärkt an einer verursachergerechten Kostenzuordnung bei gleichzeitig einfacher und somit kommunizierbarer Produktstruktur orientieren. Die Kundensegmentierung, welche sich im Wesentlichen am Kundenwert ausrichten wird, gewinnt zusätzlich an Bedeutung. Zudem werden dynamische Preismodelle, welche sich an Angebot und Nachfrage ausrichten, einen höheren Stellenwert haben. Insbesondere lassen sich dadurch auch Anreize schaffen, um beispielsweise Kapazitätsengpässe verursachergerecht an die Kunden weiter zu verrechnen.

Der „Pricing Cube“ ist dabei ein Ordnungsrahmen auf der obersten Ebene, dessen Vertiefung im Rahmen der einzelnen Cubes für ein EVU wichtige Erkenntnisse für das bisherige Pricing und die künftige Preisfestlegung bringen kann.

²⁶ Vgl. ElCom (2011) Mitteilung Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen.