

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	65 (1974)
Heft:	9
Artikel:	Methodische Aspekte in der Tarifgestaltung
Autor:	Leemann, R.
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-915402

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 14.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Methodische Aspekte in der Tarifgestaltung

Von R. Leemann

Zuerst werden die theoretischen Aspekte der Tarifgestaltung anhand einiger europäischer Beispiele erläutert. Die Möglichkeiten des methodischen Vorgehens werden anhand einer kurzen Darstellung des gesamten Tarifgestaltungsprozesses aufgezeigt. Die Methode der Tarifbestimmung nach Grenzkosten wird speziell behandelt. Die Einschränkungen und Grenzen der Tariftheorie werden gezeigt, wobei auf die Vielzahl schwer quantifizierbarer Randbedingungen hingewiesen wird. Obwohl Teilmodelle Erfolge zeitigten, bleibt abschliessend die Vermutung bestehen, dass die Tarifgestaltung oft mehr eine Kunst als eine Wissenschaft ist.

1. Einleitung: Aktualität des Tarifgestaltungsprozesses

Viele für die Festlegung des Tarifsystems und des Preisgefüges massgebende Faktoren sind ständig im Fluss. Die Erschöpfung der nutzbaren Wasserkräfte, die Fortschritte der Technologie insbesondere auf dem Nuklearsektor, die Bedingungen der Ökologie und schliesslich auch die Situation auf dem Erdölsektor verändern allmählich die Formen der Elektrizitätsversorgungssysteme und deren Kostenstruktur. Andererseits ergeben sich Rückwirkungen auf den Stromverbrauch; Veränderungen der Wettbewerbsfähigkeit der Elektrizität führen zur Entstehung neuer Märkte, so z. B. auf dem Gebiet der Raumheizung. All dies hat zur Folge, dass in vielen Fällen die bestehenden Elektrizitätstarife, zumindest in ihrer Struktur, überholt sind. Dazu kommt, dass sich auch die tarifpolitischen Grundsätze im Laufe der Zeit ändern mögen und ebenfalls nach einer Erneuerung der Tarife rufen.

Es ist verständlich, dass im Zuge der Erneuerungs- und Rationalisierungsbestrebungen der Wunsch nach geeigneten methodischen Grundlagen und Richtlinien laut wird, nach Methoden also, welche es ermöglichen sollen, die gegebenen tarifpolitischen Ziele eindeutig und optimal zu erreichen.

In den folgenden Ausführungen soll versucht werden, wesentliche methodische Aspekte der Tarifgestaltung kurz zu skizzieren. Ich möchte dies tun anhand einer systematischen Darstellung des gesamten Tarifbildungsprozesses. In der kurzen zur Verfügung stehenden Zeit können jedoch nur einige grundsätzliche Gesichtspunkte dargestellt werden. Es wird sich dabei erweisen, so befürchte ich, dass Tarifgestaltung keine Wissenschaft ist, welche sehr weitgehend mit exakten mathematischen Methoden bearbeitet werden kann, sondern sehr oft der Intuition und dem Ermessen einigen Raum lässt.

2. Der Tarifgestaltungsprozess und seine Teilespekte

Der Ablauf des Tarifgestaltungsprozesses ist in Fig. 1 schematisch dargestellt. Der Ablauf erscheint hier verhältnismässig klar und einfach. In Tat und Wahrheit stellt jedoch jeder der umrissenen Teilespekte für sich selbst einen komplexen Prozess dar, und die angedeuteten Interdependenzen, Randbedingungen und Restriktionen sind oft nicht quantifizierbar. Es soll also hier keineswegs der Versuch unternommen werden, alle funktionellen Beziehungen dieses Gesamtmodells zu formulieren. Hingegen soll dieses Schema die systematische Erläuterung des Tarifgestaltungsprozesses erleichtern. Dieser Prozess kann sich nicht nur auf den Bereich «Tarifpolitik» und «Tarife» beschränken, da die notwendige

Ce texte explique d'abord, à l'appui de quelques exemples pris en Europe, les aspects théoriques de la structuration des tarifs. On y expose, à l'aide d'une représentation sommaire de tout le processus de structuration des tarifs, les possibilités qu'offre une marche à suivre méthodique. Une attention particulière est vouée à la méthode d'élaboration des tarifs en fonction des coûts-limites. Cet exposé met en évidence les restrictions et les limites de la théorie tarifaire, en faisant allusion à la multitude des conditions marginales difficiles à déterminer sur le plan quantitatif. Bien que des modèles partiels aient connu un certain succès, tout porte à croire, en définitive, que la structuration tarifaire est plus souvent un art qu'une science.

gen Daten, insbesondere jene des «Elektrizitätsbedarfes» und der «Kosten der Elektrizität», dem Tariffachmann meist nicht in der gewünschten Form und Differenzierung gegeben sind. Die zwei wichtigsten Ausgangspunkte für die Tarifgestaltung sind daher die Untersuchung der Bedarfsstruktur einerseits und die Ermittlung der Elektrizitätsgestehungskosten andererseits.

Tarife sollen möglichst stabil sein, d. h. in nicht allzu kurzen Zeitabständen revidiert werden müssen. Damit das langfristige Verhalten von Tarifen geprüft werden kann, müssen daher möglichst zuverlässige Prognosen über mehrere Jahre, sowohl in bezug auf die Bedarfsentwicklung als auch in bezug auf die Kostenentwicklung zur Verfügung stehen.

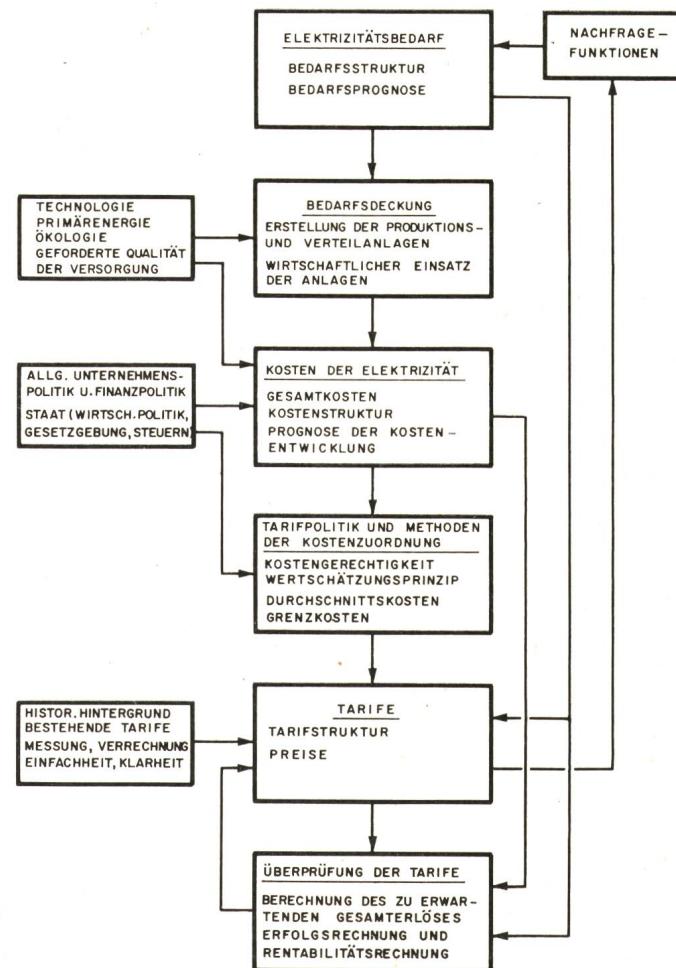


Fig. 1 Schema des Tarifgestaltungsprozesses

2.1 Der Elektrizitätsbedarf

In wirtschaftlich stark entwickelten Ländern wie der Schweiz sind die Gesamtwachsraten des Elektrizitätsbedarfes verhältnismässig gering und auch relativ stabil; die Bedarfsentwicklung ist daher im allgemeinen gut prognostizierbar. Schwieriger ist die Bedarfsprognose in jenen Ländern, die in einem stärkeren Industrialisierungs- und allgemeinen Elektrifizierungsprozess begriffen sind und wo die jährlichen Zuwachsraten sehr hoch und schwankend sein können.

Je nach der angestrebten Tarifklassifizierung müssen die Bedarfsprognosen differenziert nach bestimmten Konsumentengruppen (z. B. Haushalt, Gewerbe, Industrie usw.), nach dem Verwendungszweck (z. B. Licht, Kraft, Wärme), nach dem Ort des Bezuges oder nach der Grösse des Bezuges usw. aufgestellt werden. Falls die beabsichtigte Tarifrevision eine grundlegende Strukturänderung einschliesst, ist es möglich, dass die vorhandenen Verbrauchsstatistiken die gewünschte Neuklassifizierung nicht ohne weiteres erlauben. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn Licht- und Kraftverbrauch neu zu einem Gesamtverbrauch zusammengefasst werden sollen.

Die Bedarfsstatistik und -prognose dient einerseits dazu, anhand der vorgesehenen Tarife den Gesamterlös zu berechnen, andererseits aber auch dazu, die Wirkung von Tarifänderungen auf die Stromrechnung der Einzelkonsumenten zu ermitteln. Dies interessiert z. B. dann, wenn es aus politischen Gründen erforderlich ist, dass bei einer Tarifstrukturänderung eine möglichst grosse Anzahl von Konsumenten in möglichst geringem Masse davon betroffen wird.

Die Tarife sollen möglichst kostengerecht sein; sie müssen somit der Belastungscharakteristik des Konsumenten angepasst sein. Neben den Verbrauchsprognosen sind daher statistische Unterlagen erforderlich über den Tagesbelastungsverlauf, den Lastfaktor, den Gleichzeitigkeitsfaktor für die Belastungsspitze, die Bezugsspannung usw. der Verbraucher und Verbrauchergruppen.

Wichtig ist die Erkenntnis, dass in unserem Modell der Bedarf keine unabhängige Grösse ist. Der Bedarf nach Elektrizität ist insbesondere vom Preis abhängig. Es muss also davon ausgegangen werden, dass der gegenwärtige Verbrauch durch das bestehende Preisgefüge mitgeprägt ist und dass die zukünftige Verbrauchsentwicklung von der beabsichtigten Tarifänderung beeinflusst werden wird. Die quantitative Bestimmung einer solchen Nachfragefunktion dürfte praktisch sehr schwierig sein. Empirisch kennt man ja nur einen Punkt der Kurve genau, nämlich den Punkt, bei dem sich der Markt im Augenblick eingespielt hat. Zudem ist zu beachten, dass auf verschiedenen Teilmärkten die Preiselastizitäten unterschiedlich sind. Für Licht wird die Elastizität bedeutend kleiner sein als für Wärme, wo eine Substitution durch andere Energien eher möglich ist. Die Preiselastizität ist im allgemeinen klein, wenn die Stromkosten im Gesamtbudget des Verbrauchers eine geringe Bedeutung haben. Umgekehrt, wird die Preiselastizität grösser sein, wenn die Stromkosten einen bedeutenden Anteil an den Fabrikationskosten einer Industrie haben, wie z. B. bei der Aluminiumindustrie. In der Praxis werden tatsächliche Nachfragefunktionen kaum zur Verfügung stehen. Es ist für die Tarifgestaltung jedoch wesentlich, sich zumindest die qualitativen Gegebenheiten der Nachfrage-Preis-Beziehungen vor Augen zu halten.

2.2 Die Bedarfsdeckung

Der nächste Schritt in unserem Schema bezieht sich auf den Bereich der Bedarfsdeckung. Die eigentliche Tarifgestaltung wird durch diesen Bereich im allgemeinen nicht direkt berührt. Die Planung der Bedarfsdeckung und des wirtschaftlichsten Einsatzes der Anlagen folgt aus der Bedarfsprognose und bildet die Grundlage für die Ermittlung der Kosten der Elektrizität. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass gewisse Methoden der Tarifbestimmung, speziell die Grenzkostenpreismethode, ausdrücklich auf dem Konzept des optimalen Einsatzes der Kraftwerke basieren. Insofern ist damit die Untersuchung der Bedarfsdeckung Voraussetzung und Bestandteil des Tarifierungsprozesses. Noch ein weiterer Aspekt der Elektrizitätsproduktion kann einen unmittelbaren Einfluss auf die Tarifpolitik nehmen: Ergeben sich bei der Bedarfsdeckung Engpässe (z. B. zur Spitzenzzeit), oder gibt es in einem System mit hydraulischer Erzeugung zeitweilige Energieüberschüsse, so erfordert dies unter Umständen besondere absatzhemmende bzw. absatzfördernde tarifarische Massnahmen.

2.3 Die Kosten der Elektrizität

Wichtigste Ansatzpunkte im Tarifgestaltungsprozess sind die Ermittlung der Kostenentwicklung und die Analyse der Kostenstruktur des Versorgungsunternehmens. Die Gesamtjahreskosten und deren langfristige Entwicklung müssen

TABELLE 1		
KOSTENSTRUKTUR FÜR EIN ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSUNTERNEHMEN		
(Bsp. Public Utilities Board Singapore; Zahlen für 1972)		
1. Gesamtjahreskosten	(in S \$ x 1000)	
Variable Kosten	41'442	
Fixe Kosten	54'528	
- Erzeugung (inkl. H.S.)	47'119	
- Verteilung	101'647	
- Total	12'783	
Gemeinkosten	155'872	
Total Jahreskosten	155'872	
2. Durchschnittskosten		
a) Für den Gesamtbezug (ab H.S. Netz)		
Variable Kosten	1.59 cts/kWh	
Fixe Kosten	2.09 " (119.8 S\$/kW)	
- Erzeugung	1.80 " (103.6 ")	
- Verteilung	3.89 " (223.4 ")	
- Total	0.49 " (28.1 ")	
Gemeinkosten	5.96 "	
Total	5.96 "	
b) Für die Hochspannungsbezüge		
Variable Kosten	1.59 cts/kWh	
Fixe Kosten	2.09 " (119.8 S\$/kW)	
- Erzeugung	0.49 " (28.1 ")	
- Verteilung	4.17 "	
Gemeinkosten		
Total	4.17 "	
c) Für die Niederspannungsbezüge		
Variable Kosten	1.81 cts/kWh	
Fixe Kosten	6.11 " (364.0 S\$/kW)	
- Erzeugung	0.56 " (33.7 S\$/kW)	
- Verteilung	8.48 "	
Gemeinkosten		
Total	8.48 "	
Gesamtbezug (ab H.S. Netz)	2613 GWh; 455 MW	
Hochspannungsbezüge	1165 GWh; 197.3 MW	
Niederspannungsbezüge (ohne Verluste)	1260 GWh; 214 MW	

gleich dem Gesamterlös sein, welcher durch die Tarife erzielt wird. Anhand der Gesamtkosten lässt sich somit überprüfen, ob ein vorgeschlagenes Tarifsystem den Anforderungen (d. h. dem Erfordernis der Kostendeckung) genügt. Die Tarife sollen, nach den meisten Auffassungen, möglichst kostengerecht sein; d. h., jeder Konsument soll genau jene Kosten tragen, die er für seinen Bezug dem Versorgungsunternehmen verursacht. Ein weiterer Aspekt der Kosten bildet daher die Analyse der Kostenstruktur.

Im einfachsten Fall ergibt sich eine Kostenstruktur, welche die Gesamtkosten pro Jahr sowohl nach den Kostenebenen (d. h. nach Erzeugungskosten, Übertragungskosten, Verteilkosten, Gemeinkosten usw.) als auch nach den fixen und variablen (produktionsabhängigen) Kosten aufteilt. Eine solche Aufteilung erlaubt es, zusammen mit den Daten aus der Bedarfsprognose, die durchschnittlichen Kosten zu ermitteln, welche dem durchschnittlichen Bezug auf jeder Spannungsebene zuzuordnen sind, getrennt nach leistungsabhängigem und arbeitsfähigem Anteil. Ein einfaches Beispiel einer solchen Kostenstruktur ist auf Tabelle I dargestellt.

Für eine stärkere Differenzierung der Kosten, insbesondere bezüglich der Kosten eines Bezuges zu verschiedenen Tageszeiten, sind jedoch nicht die Durchschnittskosten, sondern die Grenzkosten massgebend.

Der Begriff der Grenzkosten wird in der Tariftheorie oft auf verschiedene Weise definiert und verstanden; ich möchte deshalb diesen Begriff anhand von Fig. 2 nochmals kurz erläutern. Das obere Diagramm zeigt die Kostenfunktion eines thermischen Kraftwerksystems. Die Kostenfunktion gibt also für ein gegebenes Produktionssystem den Zusammenhang zwischen Erzeugung und den Gesamtkosten. Wenn die Kosten auch die Übertragungskosten einschliessen, so wäre auf der Produktionsachse die Gesamtabgabe aus dem Übertragungsnetz aufzutragen. Wenn die Kraftwerke optimal eingesetzt werden, d. h. wenn die wirtschaftlichsten Einheiten zuerst und die unwirtschaftlichsten zuletzt in Betrieb gesetzt werden, ergibt sich der gezeigte Funktionsverlauf mit zunehmender Steigung. Unter Grenzkosten versteht man die Steigung der Kostenfunktion ($\operatorname{tg} \alpha$). Die Grenzkosten geben also für das thermische System im wesentlichen die spezifischen Brennstoffkosten (R_p /kWh) des letzten für die jeweilige Bedarfsdeckung eingesetzten Kraftwerkssystems wieder. Ebenfalls eingezeichnet sind in der Figur die Durchschnittskosten. Bekanntlich sind im Punkte minimaler Durchschnittskosten diese gerade gleich den Grenzkosten.

Von den Grenzkosten, welche oft auch als kurzfristige Grenzkosten bezeichnet werden, sind die sogenannten langfristigen Grenzkosten zu unterscheiden. Unter den langfristigen Grenzkosten versteht man die zusätzlichen Gesamtkosten der Bereitstellung einer zusätzlichen Einheit von Leistung und Arbeit. Die langfristigen Grenzkosten enthalten also sowohl den leistungsabhängigen als auch den arbeitsabhängigen Anteil der Kosten der Mehrproduktion. Die langfristigen Grenzkosten entsprechen in unserem Beispiel dem Tangens des Winkels β . Es ist auch leicht ersichtlich, dass bei stets gleichbleibenden spezifischen konstanten und variablen Kosten, und falls das Produktionssystem stets im Optimum, d. h. in diesem Falle bei der Kapazitätsgrenze, arbeitet, die langfristigen Grenzkosten gerade gleich den durchschnittlichen Gesamtkosten sind.

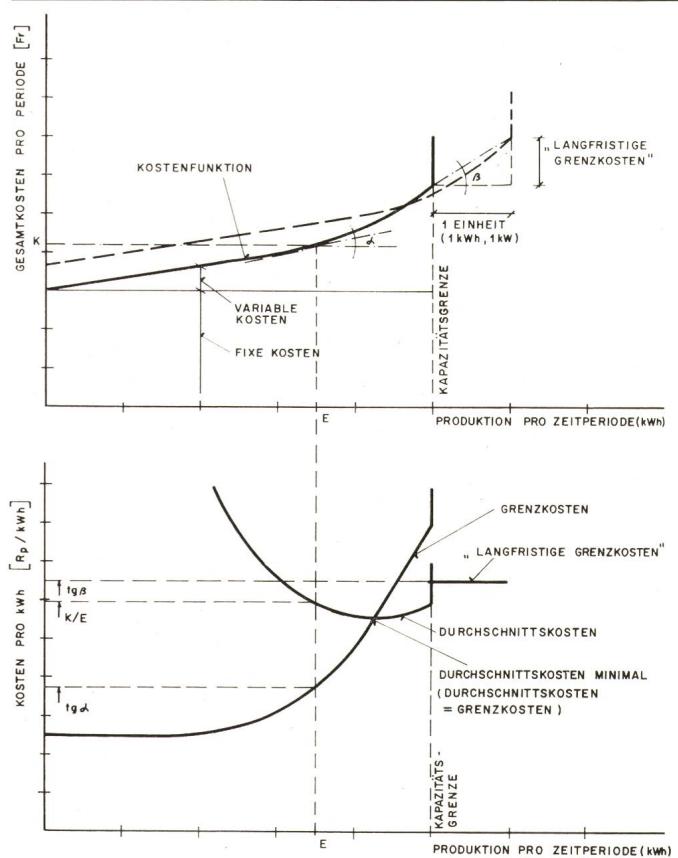


Fig. 2 Kostenfunktion für thermisches System
(Für bestimmten Ausbauzustand des Systems)

Auf die Bedeutung der kurz- und langfristigen Grenzkosten für die Theorie der Kostenzuordnung und Strompreisbestimmung werde ich noch näher eingehen müssen.

Zunächst möchte ich jedoch auf die Frage zurückkommen, was die Gesamtkosten überhaupt sind und wie sie bestimmt werden. Wie in unserem Modell des Tarifbildungsprozesses angedeutet ist, hängen die Kosten nicht nur von den technologischen und betrieblichen Gegebenheiten der Bedarfsdeckung ab, sondern auch von der Finanzpolitik des Unternehmens und von staatlicher Einflussnahme. Den grössten Teil der Kosten, selbst in einem thermischen System, stellen die Kapitalkosten dar, d. h. die Abschreibungen und Verzinsungen. Sowohl Abschreibungen wie Zinsen (letztere was das Eigenkapital anbelangt) sind jedoch nicht eindeutig bestimmt, sondern hängen bekanntlich stark von der verfolgten Unternehmens- und Finanzpolitik ab. Unter der Annahme, dass das Versorgungsunternehmen nach dem Prinzip der Eigenwirtschaftlichkeit operiert, werden die Gesamtkosten, welche es mit dem Gesamterlös aus den Stromverkäufen zu decken gilt, auch einen bestimmten Gewinn einschliessen, welcher wiederum von der Wirtschaftspolitik des Unternehmens und von staatlichen, gesetzgeberischen oder sozialpolitischen Bestimmungen abhängt.

Was ich mit dem Gesagten illustrieren möchte ist das, dass die Kosten nicht nach einer vorgegebenen Methode bestimmt werden können, sondern stets auch durch die speziellen wirtschaftspolitischen Verhältnisse geprägt sind. Mindestens das durchschnittliche Preisniveau ist also keine objektiv exakt bestimmbarer Größe.

Es bleibt nun zu untersuchen, ob sich wenigstens für die Kostenzuordnung zu den Verbrauchern, d. h. für die Preisdifferenzierung, eindeutigere Methoden angeben lassen.

2.4 Tarifpolitik und Methoden der Kostenzuordnung

In den nächsten und entscheidenden Schritten im Tarifgestaltungsprozess geht es nun darum, aus den erarbeiteten Grundlagen, d. h. den Daten des Elektrizitätsbedarfes und der Kosten, ein geeignetes Tarifsystem zu entwerfen. Hier werden wir vorerst von neuem mit der Aufgabe konfrontiert, uns für bestimmte tarifpolitische Prinzipien zu entscheiden. Gewisse Zielsetzungen erscheinen zunächst unbestritten: Die Elektrizität soll für die Allgemeinheit zu günstigsten Bedingungen zur Verfügung gestellt werden; die Tarife sollen Gesamtkostendeckung bringen; die Konsumenten sollen eine möglichst einheitliche Behandlung erfahren (d. h. keine Diskriminierung oder Subventionierung der einen auf Kosten der anderen); die Tarife müssen daher möglichst kostengerecht sein.

Zusätzlich muss dafür gesorgt werden, dass die Anlagen, auch während der Nacht, möglichst gut ausgenutzt werden und dass, z. B. im Falle von hydraulischen Systemen, zeitweise Überschussenergie abgesetzt werden kann. Hier ergeben sich gewisse Zielkonflikte. Die Anlagen können vielleicht nur dann optimal ausgenutzt werden, wenn man gewisse Preisdiskriminierungen einführt, welche den Prinzipien der einheitlichen Behandlung der Verbraucher und der Kostengerechtigkeit widersprechen. Man kann z. B. unter Ausnutzung der unterschiedlichen Preiselastizität der Nachfrage nach Lichtstrom und nach Wärmestrom einen niedrigen, absatzfördernden Wärmetarif für Beziehe während der Nacht einführen. Die Preisdifferenzierung für Wärme- und Lichtverbrauch basiert in diesem Fall auf der unterschiedlichen Wertschätzung der Verbraucher und nicht auf unterschiedlicher Kostenverursachung.

Auf Tarifdifferenzierung nach dem Verwendungszweck (also nach Licht-, Kraft- und Wärmeverbrauch) wird heute mehr und mehr verzichtet zugunsten kostengerechterer Tarife, die nur nach der Verbrauchsmodalität unterscheiden. Bei speziellen Produktionsverhältnissen, wie dies angedeutet wurde, kann es jedoch sinnvoll sein, das Prinzip der Kostengerechtigkeit mit dem Prinzip der Preisdifferenzierung nach der Wertschätzung zu kombinieren.

Strenge kostengerechte Tarife müssten auch nach dem geographischen Ort unterscheiden; d. h., weiter vom Produktionszentrum entfernte Konsumenten müssten höhere Tarife bezahlen entsprechend dem höheren Anteil an den Netz- und Verlustkosten. Eine solche Diskriminierung ist jedoch aus sozialpolitischen Gründen oft nicht haltbar.

Es ist also auch jetzt in der Phase der eigentlichen Tarifgestaltung zunächst nicht möglich, sich an eindeutigen Richtlinien und Methoden zu orientieren. Vielmehr gilt es, vorerst verschiedene Zielsetzungen abzuwägen, Kompromisse zu suchen und schliesslich eine Reihe von tarifpolitischen Entscheiden zu treffen.

Hat man sich dazu entschlossen, ein in erster Linie kostengerechtes Tarifsystem zu schaffen, wird man nun nach geeigneten Methoden suchen, die Kosten nach diesem Grundsatz den Verbrauchern zuzuordnen. Stets soll dabei auch vorausgesetzt sein, dass eine volle Kostendeckung erzielt werden muss.

Gewisse zu diesem Zweck entwickelte Methoden basieren z. B. auf der Preisfixierung nach den Grenzkosten. Die grundsätzlichen Aspekte dieser Methoden, welche insbesondere in Frankreich und auch in Skandinavien Anwendung gefunden haben, seien hier kurz erläutert. Zu diesem Zweck betrachten wir nochmals Fig. 2. Wenn in jeder Zeitperiode des Jahres, z. B. in jeder Stunde, die Elektrizität gerade zu den jeweils geltenden Grenzkosten, und zwar zu den kurzfristigen Grenzkosten verkauft würde, so würde dies im allgemeinen nicht zu voller Kostendeckung führen. Man muss ja annehmen, dass in der Praxis der im Diagramm angedeutete Bereich stark abnehmender Wirtschaftlichkeit (d. h. zunehmender Grenzkosten) nur relativ nahe der Kapazitätsgrenze vorhanden ist und dass die mittlere Stundenproduktion somit Grenzkosten aufweist, welche unter den Durchschnittskosten liegen. In einem vorwiegend hydraulischen System, wo die kurzfristigen Grenzkosten (d. h. die spezifischen variablen Kosten) sehr klein sind, wäre das Prinzip gänzlich untauglich. In dieser Form wird das Grenzkostenpreisprinzip tatsächlich auch nicht angewandt, sondern die Methoden basieren, mindestens für die Fixierung des mittleren Preisniveaus, auf den sogenannten langfristigen Grenzkosten, wie sie hier schon definiert wurden. Bei der Preisbestimmung nach den langfristigen Grenzkosten gibt es wiederum verschiedene Möglichkeiten.

Es können z. B. alle Bezüge zu den langfristigen Grenzkosten verkauft werden. Falls im Laufe der Entwicklung des Netzes und des Kraftwerksystems die langfristigen Grenzkosten stets zunehmen, d. h. stets teurere Kraftwerke gebaut werden, so wird die Tarifierung nach diesem Prinzip stets einen Ertrag geben, der die Kosten mehr als deckt. Wenn jedoch die Einheitskosten für das Grenzkostenkraftwerk im Laufe der Systementwicklung abnehmen, ergibt sich ein Defizit. Die ungedeckten Kosten müssen dann durch ein zusätzliches Preiselement, z. B. im Grundpreis eingebaut, ausgeglichen werden. Die langfristigen Grenzkosten der Elektrizität, sowohl der arbeitsabhängige Anteil als auch vor allem der leistungsabhängige Anteil, sind verschieden, je nach dem Ort und der Spannungsebene des Bezuges. Einem Bezug auf einer tiefen Spannungsebene werden wegen der höheren Netz- und Verlustkosten höhere Grenzkosten entsprechen. Werden nun dem einzelnen Konsumenten seine Bezüge aufgrund der gemessenen maximalen Leistung und des Energieverbrauches nach diesen Grenzkosten verrechnet, so ist noch zu berücksichtigen, dass der einzelne Konsument wegen des Gleichzeitigkeitsfaktors nicht mit seiner ganzen Lastspitze an der Gesamtbelaustungsspitze des Netzes partizipiert. Der Grad dieser Partizipation ist auch für die verschiedenen Netzebenen ganz unterschiedlich. Am äussersten Ende des Netzes, in der Hauszuleitung z. B., wird der Konsument voll für die Belastungsspitze verantwortlich sein, der Gleichzeitigkeitsfaktor ist also 1.

Um den vom Konsumenten zu bezahlenden Leistungspreis zu ermitteln, muss daher der leistungsabhängige Anteil der Grenzkosten mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert werden. – Ein im wesentlichen nach der geschilderten Methode gebautes Tarifsystem besteht z. B. in Schweden. Dort wurde der unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktor bezüglich des lokalen, vom Konsumenten mehr oder weniger allein beanspruchten Netzteils einerseits und bezüglich des

Erzeugungs- und Übertragungssystems andererseits dadurch berücksichtigt, dass zwei verschiedene Leistungspreise geschaffen wurden mit unterschiedlicher Dauer der Integrationszeit für die Messung der Leistungsspitze.

Es gibt auch andere Varianten der Preisbestimmung nach den Grenzkosten, auf die hier nicht weiter eingegangen werden kann. Es sei jedoch erwähnt, dass in der praktischen Anwendung die Grenzkostenmethoden noch weit komplexer sind, als es hier kurz geschildert werden konnte und dass aus Gründen der Vereinfachung und wegen verschiedener anderer Randbedingungen die Methoden auch nie streng nach der Theorie angewandt werden können. Das Endprodukt sind dann Tarife, die wohl kaum wesentlich von jenen Tarifen abweichen, die nach einfacheren, herkömmlicheren Methoden entstanden sind.

2.5 Tarifstruktur

Sind die den unterschiedlichen Strombezügen zuzuordnenden Kosten bzw. Preise ermittelt, gilt es, eine geeignete Tarifformel oder Tarifstruktur zu finden, welche möglichst einfach und klar ist und welche den praktischen, technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der Messung und Verrechnung Rechnung trägt.

Theoretisch müsste der Tarif einen Leistungspreis enthalten, welcher die leistungsabhängigen Stromkosten deckt, einen Arbeitspreis, welcher die arbeitsabhängigen Stromkosten deckt, sowie einen Grundpreis, welcher die leistungs- und arbeitsunabhängigen Kosten deckt (z. B. die Zählermiete). Zudem wäre je nach den Produktionsverhältnissen auch nach Tageszeit oder Jahreszeit zu differenzieren.

Für grössere Verbraucher wird es sich lohnen, Arbeit und Leistung zu messen. Für die meisten Konsumenten würde sich jedoch die Installation eines Leistungszählers nicht lohnen. Der Leistungspreis wird dann aufgrund anderer Kriterien ermittelt, z. B. nach der Grösse der Sicherung, nach der

geschätzten Anschlussleistung oder auch nach Wohnfläche oder Anzahl Räumen. Der Leistungspreis kann auch näherungsweise erfasst werden durch Einbau in den Arbeitspreis, indem der Arbeitspreis mehrere Zonen oder Blöcke erhält. Die Kosten der Leistung werden dann durch den ersten teureren Block gedeckt. Es ergibt sich natürlich eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten für die Schaffung eines Tarifsystems; doch mögen diese wenigen Hinweise genügen.

2.6 Die Überprüfung der Tarife

Zum Schluss des ganzen Tarifgestaltungsprozesses wird zu überprüfen sein, ob die gewählten Preise und Preisabstufungen tatsächlich das gewünschte finanzielle Resultat erzielen können. Man wird daher aufgrund der detaillierten Bedarfsprognosen den mit den neuen Tarifen zu erwartenden Gesamterlös berechnen und den prognostizierten Gesamtkosten gegenüberstellen. Wird die geforderte Rentabilität nicht erreicht oder überschritten, so müssen die Tarife in geeigneter Weise modifiziert werden, bis die angestrebte Kostendeckung gewährleistet ist.

3. Schlussbemerkung

Es wurde versucht, anhand einer kurzen Darstellung des gesamten Tarifgestaltungsprozesses die Möglichkeiten methodischen Vorgehens aufzuzeigen. Es hat sich dabei erwiesen, dass für die Anwendung allgemeingültiger Methoden relativ wenig Spielraum besteht, da die Tarifprobleme in jedem Versorgungsunternehmen wieder etwas anders gelagert sind und eine Vielzahl schwer quantifizierbarer Randbedingungen zu berücksichtigen ist. Tarifgestaltung scheint also oft mehr eine Kunst als eine Wissenschaft zu sein.

Adresse des Autors:

R. Leemann, dipl. El.-Ing. ETH, Elektro-Watt, Ingenieurunternehmung AG, Postfach, 8022 Zürich.