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: 79 (1988)

Heft: 24

Artikel: Numerische Verfahren zur kostenorientierten Elektrizitätsgestaltung

Autor: Wipf, T.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904131

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: 13.07.2025

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

Numerische Verfahren zur kostenorientierten Elektrizitätspreisgestaltung

T. Wipf

Die Ausgestaltung der Elektrizitätstarife wird eine zusehends komplexere Aufgabe, muss sie doch inmitten eines Umfeldes wahrgenommen werden, das sich in energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Hinsicht immer wieder verändert. Unter solchen Gegebenheiten sind zusätzliche Orientierungshilfen, welche die bisherigen Beurteilungskriterien und Arbeitsmethoden ergänzen, nützlich und wertvoll. Geeignete numerische Verfahren können diesen Zweck erfüllen und zu einer kostenorientierten Preisgestaltung beitragen.

Dans un milieu continuellement changeant du point de vue de la politique et de l'économie énergétique, la fixation des tarifs électriques est une tâche de plus en plus complexe. Ceci étant, des moyens d'information supplémentaires, complétant les critères de jugement et les méthodes de travail actuels, sont utiles et précieux. Des méthodes numériques appropriées peuvent remplir ce but et contribuer à une fixation des prix orientée vers les coûts.

Adresse des Autors
Theo Wipf, dipl. El.-Ing. ETHZ,
Vizedirektor der St. Gallisch-Appenzellischen Kraftwerke AG, 9001 St. Gallen.

1. Eigenschaften der heutigen Tarifstrukturen

Der föderalistische Aufbau der schweizerischen Elektrizitätsversorgung hat es mit sich gebracht, dass die Elektrizitätspreisgestaltung praktisch in jedem Werk ihre eigene Vorgeschichte hat und vielfach auch durch werkspezifische Besonderheiten geprägt ist. In der grossen Linie sind aber dennoch wesentliche gemeinsame Merkmale zu erkennen. Der Grundsatz, wonach sich die Stromtarife an den Kosten für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie orientieren sollen, ist an sich unbestritten. Dementsprechend haben sich die sogenannten Zweigliedtarife weitgehend durchgesetzt. Für die Verrechnung der Energie an die Grossbezüger wird häufig ein Tarif mit Leistungspreis sowie saisonal und tageszeitlich differenzierten Arbeitspreisen angewendet. Um einen unverhältnismässigen messtechnischen und administrativen Aufwand zu vermeiden, werden die Tarife für Kleinbezüger mehr oder weniger vereinfacht, indem beispielsweise der Leistungspreis durch einen von elektrisch messbaren Einheiten losgelösten Grundpreis ersetzt und auf eine saisonale Differenzierung der Arbeitspreise verzichtet wird. Eine rationelle und energiewirtschaftlich sinnvolle Lösung besteht auch darin, bei Kleinbezügern anstelle der saisonalen Preisdifferenzierung eine saisonale Tarifzeitdifferenzierung anzuwenden. Allerdings wird dieses Tarifmodell erst bei einigen Werken eingeführt.

Die Kapitalintensität der elektrizitätswirtschaftlichen Infrastruktur bewirkt, dass die Gestehungskosten der elektrischen Energie mit einem sehr hohen Fixkostenanteil behaftet sind. Für die Erzeugungsanlagen des Inlandes bewegt er sich je nach Kraftwerktyp zwischen etwa 70 und nahezu 100%. Auf der Ebene der Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie fallen ebenfalls fast ausschliesslich fixe Kosten an. Die Gestehungskosten beim Endabnehmer enthalten somit einen zumeist über 90% liegenden fixen Anteil.

Demgegenüber machen die über den Leistungspreis oder den Grundpreis eingebrachten arbeitsunabhängigen Erlöse einen wesentlich geringeren Teil des Gesamterlöses aus; sie liegen in der Regel in einer Grössenordnung von 20 bis 30%. Um einen direkten, für den Konsumenten verständlichen Bezug zur Dienstleistung «Elektrizität» herzustellen und um die haushälterische Energieverwendung zu unterstützen, wird somit ein namhafter Fixkostenanteil auf die Arbeitspreise umgelegt.

Die Gewichtung der Leistungspreiserlöse zu den Arbeitspreiserlösen hat wiederum nach werkspezifischen Gegebenheiten zu erfolgen. Dort wo die elektrische Leistung zum Engpassfaktor zu werden droht und der Ausgleich der Belastungskurve ein zentrales energiewirtschaftliches Anliegen darstellt, wird sich die Gewichtung zugunsten des Leistungspreises verschieben. Das Umgekehrte gilt bei knapper Verfügbarkeit der elektrischen Arbeit.

Wie bereits erwähnt, sind die über die Leistungspreiserlöse nicht gedeckten Fixkosten der elektrischen Arbeit als Kostenträger zuzuordnen. Auch hier sind die Gewichtungsmöglichkeiten mannigfach. Im Vordergrund steht dabei das Problem, den verschiedenen Energiekategorien (Winter-Hoch- und -Niedertarif, Sommer-Hoch- und -Niedertarif) jene Fixkostenanteile zuzuordnen, die ihnen aufgrund der massgeblichen energiewirtschaftlichen Kriterien tatsächlich anzurechnen sind. Je nach Zuteilungsschlüssel ergeben sich unterschiedliche Arbeitspreis-

verhältnisse für den Winter und den Sommer bzw. für den Hoch- und Niedertarif. Das wirtschaftlich vertretbare Preisverhältnis HT/NT dürfte aufgrund der Verlautbarungen des VSE zu aktuellen Tariffragen im allgemeinen bei etwa 2:1 liegen. In Netzen mit relativ hoher Nachtlast kann auch eine geringere Preisdifferenzierung HT/NT gerechtfertigt sein [1].

Für den Tarifspezialisten stellt sich immer wieder die Aufgabe, die für die Elektrizitätspreisgestaltung jeweils massgeblichen Relationen periodisch zu überprüfen und sie den allenfalls geänderten energiewirtschaftlichen Verhältnissen anzupassen. Von ausschlaggebender Bedeutung ist dabei die Lastentwicklung. Geeignete numerische Verfahren können die genannte Aufgabe erleichtern. Die Anwendung konsistenter Methoden kann auch dazu beitragen, die vielfach zu Recht geforderte Stetigkeit der Tarif- und Preisstrukturen zu gewährleisten und die unerlässlichen Korrekturen frühzeitig zu erkennen, um sie dann im richtigen Zeitpunkt auch in Kraft zu setzen. Im vorliegenden Aufsatz wird dargelegt, wie solche numerische Verfahren entwickelt und in den Dienst der Energiepreisgestaltung gestellt werden können.

2. Grundlagen für die numerischen Verfahren

Auf die Wechselwirkung zwischen den Belastungsverhältnissen einerseits und der Tarifgestaltung anderseits wurde bereits hingewiesen. Die Belastungsverhältnisse sollen vorerst durch geeignete mathematische Approximationen charakterisiert werden. Anschliessend ist die Bedeutung der Netzbelastungen für die Ermittlung der Tarifansätze darzulegen. Die quantitative Kostenzuordnung erfolgt anhand eines möglichst praxisorientierten Modells.

2.1 Dauerkurve der Belastung

Die Belastung $N(T)$ eines Versorgungsnetzes oder die Last, die durch eine Kundengruppe bzw. einen einzelnen Strombezüger hervorgerufen wird, variiert im Verlaufe eines Jahres. Die Umformung der Belastungsganglinie $N(T)$ nach Massgabe des Belastungsniveaus führt auf die geordnete Dauerlinie $P(T)$. Charakteristische Grössen sind die Höchst- und die Mindestlast P_{max} und P_{min}, der Energieinhalt W und die Periodendauer T_0. Wir definieren den Belastungsfaktor

$$m = \frac{W}{P_{max} \cdot T_0} \qquad (1)$$

und das Lastverhältnis

$$v = \frac{P_{min}}{P_{max}} \qquad (2)$$

Neben der Jahresdauerlinie können auch getrennte Dauerlinien für das Winter- und Sommerhalbjahr wie auch je für die Hoch- und Niedertariffzeit dargestellt werden. Figur 1 zeigt die Dauerlinie der Winterbelastung eines grösseren Überlandwerkes.

Für unsere Untersuchungen benötigen wir auch die inverse Dauerkurve $T(P)$. Weil in der Praxis ausser den Faktoren m und v der effektive Kurvenverlauf in vielen Fällen nicht bekannt ist oder sich nur mit verhältnismässig grossem Aufwand eruieren lässt, ist eine mathematische Approximation zu finden, welche die üblicherweise auftretende Charakteristik einer Dauerkurve wesensgerecht nachbildet.

Mit den normierten Grössen

$$p = \frac{P}{P_{max}} \qquad (3)$$

$$t(p) = \frac{T(P)}{T_0} \qquad (4)$$

wählen wir bereichsweise folgende Funktionen:

a) Bereich $0 \leqq p \leqq v$:

$$t(p) = 1 \qquad (5)$$

b) Bereich $v \leqq p \leqq m$:

$$t(p) = 1 - a\,(p-v)^2 \qquad (6)$$

c) Bereich $m \leqq p \leqq 1$:

$$t(p) = b\,(p-1)^2 \qquad (7)$$

Um die Bedingung

$$m = \int_0^1 t(p)\,dt \qquad (8)$$

zu erfüllen, müssen die zunächst unbekannten Koeffizienten a und b die nachstehenden Werte annehmen:

$$a = \frac{1-m}{(1-v) \cdot (m-v)^2} \qquad (9)$$

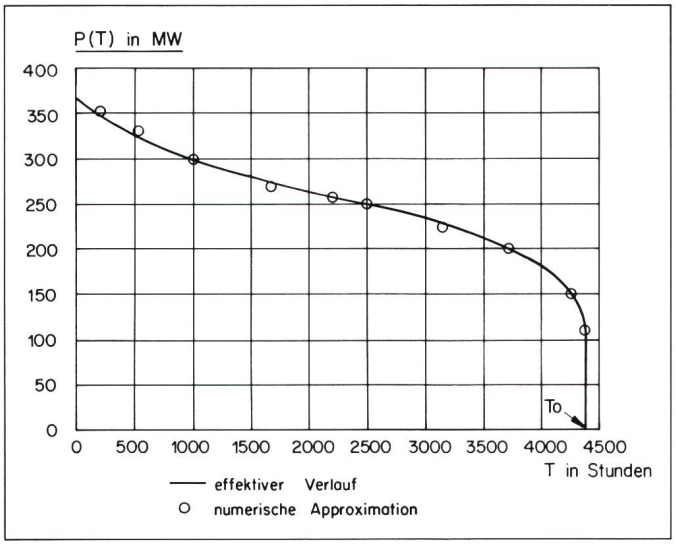
$$b = \frac{m-v}{(m-1)^2 \cdot (1-v)} \qquad (10)$$

Damit ist die mathematische Approximation von Dauerkurven für beliebige Belastungsfaktoren und Lastverhältnisse vollzogen. In Figur 1 sind neben dem effektiven Kurvenverlauf auch die Näherungswerte eingetragen. Die gute Übereinstimmung zeigt, dass die gewählten Funktionen für den vorliegenden Zweck gut geeignet sind.

Für die verschiedenen Energiekategorien sind die Belastungsfaktoren und die Lastverhältnisse zumindest grössenordnungsmässig bekannt, auch wenn die effektiven Kurvenformen nicht lückenlos registriert worden sind. Wir ordnen

m_{11}, v_{11} sowie $t_{11} = f(P/P_{max11})$ dem Winter HT,

m_{12}, v_{12} sowie $t_{12} = f(P/P_{max12})$ dem Winter NT,



Figur 1
Belastungskurve eines Überlandwerkes, als Dauerlinie dargestellt

m_{21}, v_{21} sowie $t_{21} = f(P/P_{max21})$
dem Sommer HT,

m_{22}, v_{22} sowie $t_{22} = f(P/P_{max22})$
dem Sommer NT

zu. Mit den Beziehungen (5) bis (10) lassen sich nun auch alle vier Dauerkurven approximieren. Die netzlastbezogenen Grundlagen für die noch darzulegende Zuordnung von Fixkosten sind damit vollständig.

2.2 Kostenzuordnung

Die Umlage der über die Leistungspreiserlöse nicht gedeckten Fixkosten K_F auf den Kostenträger Arbeit ist anhand des nachstehend beschriebenen Verfahrens vollziehbar.

Winter HT:

Wie aus Figur 2 ersichtlich ist, lässt sich die Jahreshöchstlast wie folgt definieren:

$$P_{max} = \text{Max}\,(P_{max11}, P_{max12}, P_{max21}, P_{max22}) \qquad (11)$$

Die spezifischen Kosten $k(P)$ des infinitesimalen «Energiebandes» mit der Leistung dP und der Beanspruchungsdauer

$$T(P) = T_{11}(P) + T_{12}(P) + T_{21}(P) + T_{22}(P) \qquad (12)$$

oder

$$T(P) = T_{011} \cdot t_{11}(p) + T_{012} \cdot t_{12}(p) + T_{021} \cdot t_{21}(p) + T_{022} \cdot t_{22}(p) \qquad (13)$$

sind:

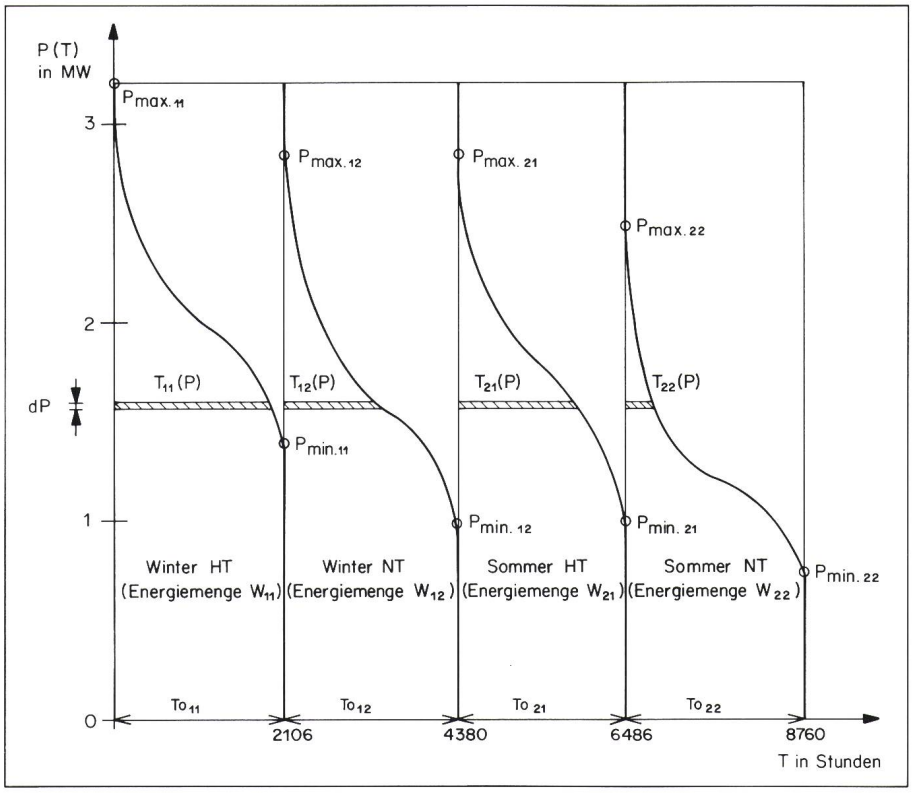
$$k(P) = \frac{K_F}{T(P) \cdot P_{max}} \qquad (14)$$

Auf den Winter HT entfällt somit aufgrund von Figur 2 ein spezifischer Anteil

$$dK(P) = \frac{K_F}{T(P) \cdot P_{max}} \cdot T_{11}(P) \cdot dP \qquad (15)$$

Für den zuzuordnenden Gesamtanteil der Kosten ergibt sich somit:

$$K_{F11} = \frac{K_F}{P_{max}} \cdot \int_0^{P_{max\,11}} \frac{T_{11}(P)}{T(P)}\, dP \qquad (16)$$



Figur 2 Zuordnung der Fixkosten

Winter NT:

Die analoge Formel lautet:

$$K_{F12} = \frac{K_F}{P_{max}} \cdot \int_0^{P_{max\,12}} \frac{T_{12}(P)}{T(P)}\, dP \qquad (17)$$

Sommer HT:

$$K_{F21} = \frac{K_F}{P_{max}} \cdot \int_0^{P_{max\,21}} \frac{T_{21}(P)}{T(P)}\, dP \qquad (18)$$

Sommer NT:

$$K_{F22} = \frac{K_F}{P_{max}} \cdot \int_0^{P_{max\,22}} \frac{T_{22}(P)}{T(P)}\, dP \qquad (19)$$

Damit sind die Kostenumlagefunktionen definiert, und sie sind mit Hilfe der Beziehungen (5) bis (19) analytisch oder numerisch integrierbar.

Die arbeitsspezifischen Kostenanteile sind:

$$Z_{11} = \frac{K_{F11}}{W_{11}},$$

$$Z_{12} = \frac{K_{F12}}{W_{12}},$$

$$Z_{21} = \frac{K_{F21}}{W_{21}},$$

$$Z_{22} = \frac{K_{F22}}{W_{22}}, \qquad (20)$$

Aufgrund dieser Anteile ergeben sich die mit den umgelegten Fixkosten behafteten Arbeitspreise.

3. Praktisches Anwendungsbeispiel

Die Mechanismen der Kostenumlage von der Übertragungsebene bis zu einem ausgewählten Letztkonsumenten sollen anhand eines Fallbeispieles verfolgt werden. Das verwendete Zahlenmaterial ist willkürlich ausgewählt und dient lediglich zur Illustration der numerischen Auswertungen. Die tatsächlichen Verhältnisse sind natürlich je nach Kostenstrukturen und Belastungsverhältnissen von Werk zu Werk verschieden; ihre Schwankungen dürften sich allerdings in einem überblickbaren Rahmen bewegen.

3.1 Kostenumlage auf der Stufe Überlandwerk

Dem vorliegenden Beispiel liegt die Annahme zugrunde, dass ein Über-

landwerk (z.B. eine kantonale Versorgungsunternehmung) die von seinen Konsumenten benötigte elektrische Energie vom übergeordneten Lieferwerk zu nachstehenden Bedingungen auf der Stufe der Energieübertragung (Spannungsebene 50...150 kV) beschaffe:

Leistungspreis
je anrechenbares kW und Jahr: Fr. 120.–

Arbeitspreise
- Winter HT 9,5 Rp./kWh
- Winter NT 6,5 Rp./kWh
- Sommer HT 6,5 Rp./kWh
- Sommer NT 3,5 Rp./kWh

Tarifzeiten Winter und Sommer:
- Hochtarif (HT)
  Montag bis Freitag 7–22 Uhr
  Samstag 7–13 Uhr
- Niedertarif (NT) übrige Zeit

Die Kosten für die Transformation der elektrischen Energie auf die Mittelspannungsebene (10...20 kV) sowie deren Verteilung daselbst seien Fr. 100.– pro kW und Jahr. Unter Anwendung der im Abschnitt 2 dargelegten Algorithmen lassen sich die Bedingungen für die Energielieferung an die regionalen Verteilwerke (Gemeindeversorgung, Elektrakorporation usw.) und andere Mittelspannungsbezüger mit eigenen Transformatorenstationen ermitteln. Die Energieübergabe erfolge in Mittelspannung, und die betreffende Bezügergruppe sei durch die Standarddaten gemäss Tabelle I charakterisiert. Der Leistungspreis bleibe in diesem Berechnungsbeispiel derselbe wie auf der Übertragungsebene, d.h. die vorerwähnten Verteilkosten von Fr. 100.– pro kW und Jahr werden vollumfänglich auf die Arbeitspreise umgelegt.

Die Auswertung ergibt die variablen Anteile in Rp./kWh:

$Z_{11} = 3{,}20 \quad Z_{12} = 1{,}55$
$Z_{21} = 1{,}69 \quad Z_{22} = 1{,}20$

woraus bei gleichen Tarifzeiten wie in der Übertragungsebene die nachstehenden Energielieferungsbedingungen resultieren:

Leistungspreis
je anrechenbares kW und Jahr: Fr. 120.–

Arbeitspreise
- Winter HT 12,70 Rp./kWh
- Winter NT 8,05 Rp./kWh
- Sommer HT 8,19 Rp./kWh
- Sommer NT 4,70 Rp./kWh

Energiekategorie	Energiemenge (MWh)	Höchstlast (MW)	Mindestlast (MW)
Winter HT	4400	3,200	1,408
Winter NT	3850	2,850	0,969
Sommer HT	3830	2,840	0,966
Sommer NT	2920	2,485	0,746

Tabelle I Standardbezugsdaten eines regionalen Verteilwerkes

Energiekategorie	Energiemenge (kWh)	Höchstlast (kW)	Mindestlast (kW)
Winter HT	17000	18	5
Winter NT	12000	16	3
Sommer HT	14000	15	3
Sommer NT	8000	11	1

Tabelle II Standardbezugsdaten eines gewerblichen Niederspannungsabonnenten

Für die Arbeitspreise resultieren somit die Verhältniszahlen
Wi HT : Wi NT : So HT : So NT =
1 : 0,63 : 0,64 : 0,37

3.2 Kostenumlage auf der Stufe Verteilwerk

Die nachgelagerte Kostenumlage wird am Beispiel einer gewerblichen Abnehmergruppe illustriert, die durch die Standardbezugsdaten gemäss Tabelle II charakterisiert sei. Die Kosten für die Transformation der elektrischen Energie von der Mittel- auf die Niederspannungsebene und die Verteilung daselbst seien Fr. 60.– pro kW und Jahr. Die abnehmerabhängigen Kosten werden ausgeklammert. Bei gleichem Leistungspreis und unveränderten Tarifzeiten lauten die Abgabebedingungen:

Leistungspreis
je anrechenbares kW und Jahr Fr. 120.–

Arbeitspreise
- Winter HT 16,05 Rp./kWh
- Winter NT 9,40 Rp./kWh
- Sommer HT 9,77 Rp./kWh
- Sommer NT 5,54 Rp./kWh

Die Verhältniszahlen sind:
Wi HT : Wi NT : So HT : So NT =
1 : 0,59 : 0,61 : 0,35

4. Schlussbetrachtung

Das hier beschriebene numerische Verfahren soll eine Orientierungshilfe zur kostenorientierten Elektrizitätspreisgestaltung sein. Es stellt nur einen Ausschnitt aus dem breiten Spektrum möglicher Methoden dar. Mit diesem Verfahren allein lassen sich die vielschichtigen Probleme der strukturellen Ausgestaltung der Energielieferungsbedingungen noch lange nicht bewältigen; es mag aber eine nützliche Ergänzung zu den bisher bekannten und in der Praxis bewährten Instrumentarien sein.

Die ausgewählten Anwendungsbeispiele sind bewusst vereinfacht und schematisiert worden; dies in der Absicht, vor allem die methodischen Gesichtspunkte hervorzuheben. Diese Beispiele mögen dazu anregen, die vorliegenden Betrachtungen in den Dienst der praktischen Tarifgestaltung zu stellen. Im konkreten Falle sind separate Berechnungen, die auf die werkspezifischen Gegebenheiten zugeschnitten sind, jedoch unerlässlich.

Die Anwendung der beschriebenen Algorithmen führt auf einen relativ hohen Rechenaufwand. Es wurde daher ein entsprechendes Anwenderprogramm entwickelt. Interessierten Benützern steht es selbstverständlich zur Verfügung. Dabei werden allerdings Anpassungen und Verfeinerungen des Programmes kaum zu umgehen sein, soll es den individuellen Bedürfnissen des Anwenders gebührend Rechnung tragen.

Mit dieser Studie wurde bezweckt, wieder einmal auf die Möglichkeit numerischer Modellbetrachtungen hinzuweisen, nachdem die Tarifgestaltung bei den aktuellen energiepolitischen Diskussionen vielfach aus einer eher intuitiven Sicht erörtert wird.

Literatur

[1] Stellungnahmen zu aktuellen Tariffragen, VSE-Kommission für Elektrizitätstarife, Dezember 1984.