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: 80 (1989)

Heft: 18

Artikel: Energiewirtschaftliche Grundlagen für die Kostenrechnung

Autor: Wipf, T.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-903721

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: 09.12.2025

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

Energiewirtschaftliche Grundlagen für die Kostenrechnung

T. Wipf

Eine aussagekräftige Kostenrechnung steht im Dienst einer existenzsichernden Führung der Unternehmung, liefert aber auch wesentliche Grundlagen für eine kostenorientierte Ausgestaltung der Elektrizitätstarife. Dabei muss sie die spezifische elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur eines Werkes sowie die jeweiligen Energieflüsse und Netzbelastungen mitberücksichtigen. Geeignete analytische und numerische Verfahren können diesem Anliegen Rechnung tragen.

Un calcul des coûts solide et informatif est indispensable à une gestion d'entreprise économique et sûre et fournit aussi les bases essentielles à une tarification établie sur les coûts. Il doit également prendre en considération l'infrastructure propre à une entreprise ainsi que les flux énergétiques et les charges du réseau. Des méthodes analytiques et numériques peuvent tenir compte de cette préoccupation.

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

Kostenstruktur in der Elektrizitätsversorgung

Ausbau, Betrieb und Unterhalt der Produktions-, Übertragungs- und Verteilanlagen bedingen hohe Investitionen wie auch jährlich wiederkehrende Aufwendungen. Die Kapitalintensität der elektrizitätswirtschaftlichen Infrastruktur bewirkt, dass die Gestehungskosten der elektrischen Energie mit einem sehr hohen Fixkostenanteil behaftet sind. Unter Fixkosten versteht man allgemein die mengenunabhängigen Kosten, d.h. Bereitschafts- und Kapazitätskosten, die kurzfristig nicht beeinflussbar sind [1]. Der Fixkostenanteil bewegt sich für die Erzeugungsanlagen des Inlandes je nach Kraftwerktyp zwischen etwa 70 und nahezu 100%. Auf der Ebene der Übertragung und Verteilung fallen ebenfalls fast ausschliesslich fixe Kosten an. Die Gestehungskosten beim Endabnehmer enthalten somit einen zumeist über 90% liegenden fixen Anteil.

Diese besondere Kostenstruktur der Elektrizitätsversorgung ist für die Ausgestaltung der Kostenrechnung von erheblicher Bedeutung. Die Einrichtung einer fachgerechten Kostenarten- und Kostenstellenrechnung stellt ein wesentliches Fundament für den Einsatz weiterführender Kostenmodelle dar. Dies gilt insbesondere auch für den Aufbau einer aussagekräftigen Kostenträgerrechnung, welche als Hilfsmittel für eine kostenorientierte Elektrizitätspreisgestaltung unentbehrlich ist.

Die hohen Bereitschaftskosten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im allgemeinen und der Reservehaltung im besonderen erschweren namentlich die Kostenträgerrechnung. Je nach der Art, wie fixe Kosten aufgeschlüsselt und mengenunabhängige Kosten proportionalisiert werden, ändert sich die Aussage der Kostenrechnung [1]. Die vorliegende Untersuchung bezweckt, diese komplexen Zurechnungsprobleme aufzuzeigen und geeignete numerische Methoden zur Systematisierung der Umlageverfahren darzulegen.

Zuordnung der Kosten

In der Kostenrechnung sind sowohl feste wie mengenabhängige Kosten zuzuordnen. Die festen Kosten umfassen die kalkulatorischen Abschreibungen auf dem Anlagevermögen, die kalkulatorischen Zinsen auf dem betriebsnotwendigen Vermögen sowie die Kosten für Anlagenunterhalt, Versicherungen, Gehälter und Löhne für Leitung, Verwaltung und Personal zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft, Fremdleistungen für Verwaltung sowie die festen Abgaben. Zu den festen Kosten gehören auch die lastunabhängigen Netzverluste. Die verbleibenden Kosten sind mengenabhängig, d.h. sie variieren mit den beschafften, im Netz verteilten und den Bezügern gelieferten Elektrizitätsmengen. Dieser Kostengruppe lassen sich auch die lastabhängigen Stromwärmeverluste zuordnen.

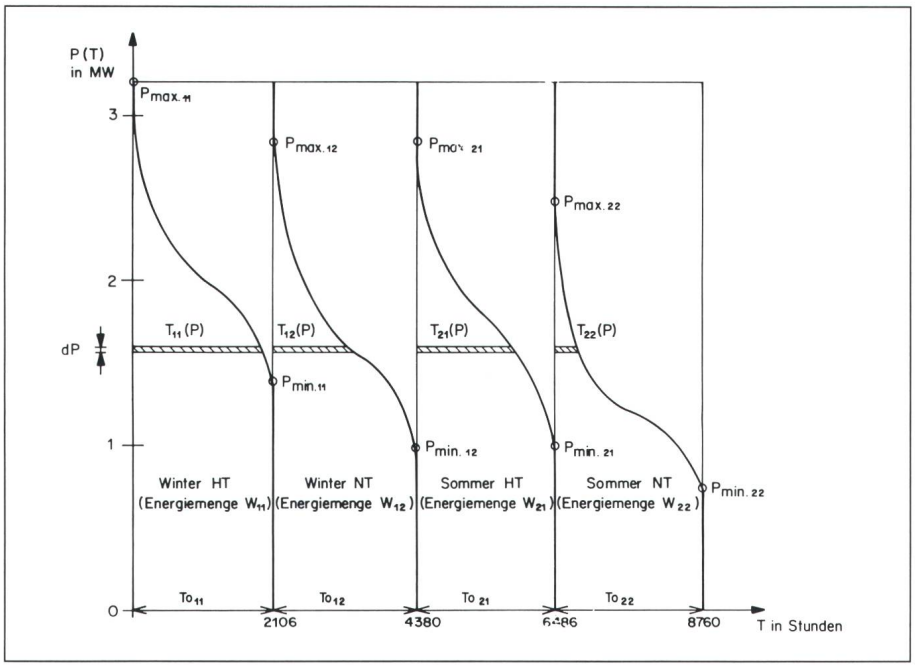
Die Kostenstellenrechnung zeigt auf, wo die Kosten anfallen. Ihr können beispielsweise die Jahreskosten der Energietransformation von der Hoch- auf die Mittelspannungsebene oder der Stromverteilung auf einer bestimmten Spannungsstufe entnommen werden. Die Kostenträgerrechnung stellt die Beziehung zu den Produkte- und Abnehmergruppen her. Die Kostenrechnung lässt sich anhand geeigneter Schemas für verteilungsorientierte Werke oder auch Versorgungsunternehmungen mit eigener Produktion veranschaulichen [1].

Die nachfolgenden Ausführungen beschränken sich auf verteilungsorientierte Werke. Sie beziehen sich auf den Modellfall eines Überlandwerkes (z.B. eine kantonale Versorgungsunternehmung), welches die elektrische Energie vom übergeordneten Lieferwerk auf

der Stufe der Energieübertragung (Spannungsebene 50... 150 kV) beschafft und über ein eigenes, ausgedehntes Versorgungsnetz an seine Konsumenten weiterleitet. Diese umfassen nachstehende Gruppen:

- Hochspannungsbezüger mit einer werkseitigen Übergabespannung von 50... 150 kV, d.h. Wiederverkäufer und Industrieabonnenten mit eigenen Unterwerken;
- Mittelspannungsbezüger mit einer werkseitigen Übergabespannung von 10... 20 kV, d.h. Wiederverkäufer und Industrieabonnenten mit eigenen Transformatorenstationen;
- Niederspannungsbezüger mit einer werkseitigen Übergabespannung von 0,4 kV, d.h. die Detailabonnenten in Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft.

Die Umlage der mengenabhängigen Kosten auf die obigen Bezügergruppen wirft keine besonderen Probleme auf und soll hier nicht weiterverfolgt werden. Die nachstehenden Betrachtungen sind ausschliesslich der Aufschlüsselung der Fixkosten in den verschiedenen Netzabschnitten und deren Zuordnung zu den einzelnen Bezügergruppen gewidmet.



Figur 1 Saisonale und zeitliche Aufgliederung von Fixkosten

Aufgliederung der Fixkosten im Versorgungsnetz

Bevor auf die Verfahren der Kostenzuordnung eingetreten wird, sollen zunächst Anfall und Aufgliederung der Fixkosten bei der Beschaffung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie aufgezeigt und systematisiert werden. Wir bezeichnen mit

K_{F1} die festen Kosten der Beschaffung und der Übertragung der Energie in der Hochspannungsebene;

K_{F2} jene der Transformation von der Hoch- auf die Mittelspannungsebene sowie der Mittelspannungsverteilung;

K_{F3} jene der Transformation von der Mittel- auf die Niederspannungsebene sowie der Sekundärverteilung.

Eine an den massgeblichen energiewirtschaftlichen Kriterien orientierte Aufgliederung und Zuordnung der Kosten muss auf die jeweils vorgegebenen Belastungsverhältnisse zurückgreifen. Die Gesamtlast der Hochspannungsebene sei $N_1(T)$, auf der Mittelspannungsseite betrage sie $N_2(T)$, und die Gesamtheit der Niederspannungsabonnenten rufe eine solche von $N_3(T)$ hervor. Die Umformung der Belastungsganglinien $N(T)$ führt auf die geordneten Dauerlinien $P(T)$. Neben der Jahresdauerlinie können auch getrennte Dauerlinien für das Winter- und Sommerhalbjahr wie auch je für die Hoch- und Niedertarifzeit dargestellt werden. Anhand dieser Dauerlinien lässt sich vorerst eine saisonale und zeitliche Aufgliederung der anfallenden Fixkosten vornehmen [2]. Für die Übertragungsebene ergeben sich gemäss den in [2] enthaltenen Herleitungen sowie aufgrund der Dauerkurven in Figur 1 die Anteile:

Für den Winter HT:

$$K_{F11} = \frac{K_{F1}}{P_{max}} \cdot \frac{\int_0^{P_{max\,11}} T_{11}(P)\,dP}{T_{11}(P) + T_{12}(P) + T_{21}(P) + T_{22}(P)} = p_{11} \cdot K_{F1} \qquad (1)$$

Für den Winter NT:

$$K_{F12} = \frac{K_{F1}}{P_{max}} \cdot \frac{\int_0^{P_{max\,12}} T_{12}(P)\,dP}{T_{11}(P) + T_{12}(P) + T_{21}(P) + T_{22}(P)} = p_{12} \cdot K_{F1} \qquad (2)$$

Für den Sommer HT:

$$K_{F13} = \frac{K_{F1}}{P_{max}} \cdot \frac{\int_0^{P_{max\,21}} T_{21}(P)\,dP}{T_{11}(P) + T_{12}(P) + T_{21}(P) + T_{22}(P)} = p_{13} \cdot K_{F1} \qquad (3)$$

Für den Sommer NT:

$$K_{F14} = \frac{K_{F1}}{P_{max}} \cdot \frac{\int_0^{P_{max\,22}} T_{22}(P)\,dP}{T_{11}(P) + T_{12}(P) + T_{21}(P) + T_{22}(P)} = p_{14} \cdot K_{F1} \qquad (4)$$

Durch Anwendung analoger Algorithmen erhält man für die Mittelspannungsebene

$$K_{F21} = p_{21} \cdot K_{F2};\ K_{F22} = p_{22} \cdot K_{F2};\ K_{F23} = p_{23} \cdot K_{F2};\ K_{F24} = p_{24} \cdot K_{F2} \qquad (5)$$

und für die Niederspannungsebene

$$K_{F31} = p_{31} \cdot K_{F3};\ K_{F32} = p_{32} \cdot K_{F3};\ K_{F33} = p_{33} \cdot K_{F3};\ K_{F34} = p_{34} \cdot K_{F3} \qquad (6)$$

Aufgrund dieses Gleichungssystems lassen sich die fixen Kosten in ihrer saisonalen und zeitlichen Aufgliederung für jede Spannungsebene ermitteln.

Lastabhängige Zuordnung der Fixkosten

Die Übertragungs- und Verteilanlagen werden von mehreren Abnehmergruppen gleichzeitig benützt. Dementsprechend sind die Kostenkomponenten $K_{F11} \ldots K_{F14}$ der Beschaffungs- und Übertragungsebene auf die Hochspannungsbezüger einerseits und die Mittel- und Niederspannungsbezüger anderseits aufzuteilen. Auf die Gruppe der Hochspannungsbezüger entfällt somit ein Kostenanteil von

$$K_{FH} = (p_{11} \cdot S_{11} + p_{12} \cdot S_{12} + p_{13} \cdot S_{13} + p_{14} \cdot S_{14}) \cdot K_{F1} \quad (7)$$

Für die Mittelspannungsbezüger resultiert

$$K_{FM} = (p_{21} \cdot S_{21} + p_{22} \cdot S_{22} + p_{23} \cdot S_{23} + p_{24} \cdot S_{24}) \cdot (K_{F1} + K_{F2} - K_{FH}) \quad (8)$$

Der Detailversorgung verbleibt schliesslich ein Anteil von

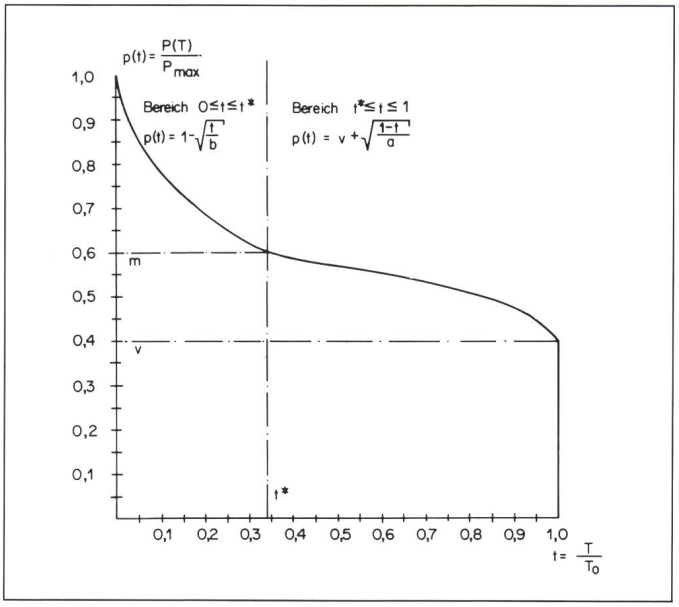
$$K_{FN} = K_{F1} + K_{F2} + K_{F3} - K_{FH} - K_{FM} \quad (9)$$

Die Schlüsselgrössen S_{iK} haben darüber Aufschluss zu geben, in welchem Umfange die anfallenden Kosten den einzelnen Bezügergruppen zuzuordnen sind. So entspricht beispielsweise die Schlüsselgrösse S_{11} dem der Gruppe der Hochspannungsbezüger anzurechnenden Anteil an den der Winter-Hochtarifzeit zugeordneten Fixkosten. Sie ist abhängig von der in der Übertragungsebene auftretenden Gesamtlast und der durch die Gruppe der Hochspannungsbezüger verursachten Teillast. In analoger Weise sind auch alle übrigen Schlüsselgrössen lastabhängig. Sie stellen wesentliche und entscheidende Elemente der Kostenrechnung dar, weshalb sie im nächsten Abschnitt noch eingehender zu diskutieren sind.

Anrechenbare Anteile von Fixkosten

Die Ermittlung der Schlüsselgrössen S_{iK} beginnt mit der Frage, welcher Fixkostenanteil K_{Ft} der Teillast $N_t(T)$ bzw. $P_t(T)$ zuzuordnen ist, wenn die betreffende Netzebene (z.B. das Hochspannungsnetz) mit der Gesamtlast $N(T)$ bzw. $P(T)$ beansprucht wird und dessen fixe Jahreskosten K_F betragen. Die nachfolgenden Betrachtungen werden ausschliesslich anhand der Dauerkurven angestellt.

Figur 2
Normierte Dauerkurve mit dem Belastungsfaktor m = 0,6 und dem Lastverhältnis v = 0,4



Darstellung von Dauerkurven

Für eine einfache und zweckmässige Darstellung von Dauerkurven stehen geeignete Algorithmen zur Verfügung [2]. Charakteristische Grössen sind die höchste und die tiefste Summenlast P_{max} und P_{min}, die Periodendauer T_0 und der Energieinhalt W. Hieraus ergibt sich für den Belastungsfaktor

$$m = \frac{W}{P_{max} \cdot T_0} \quad (10)$$

und das Lastverhältnis

$$v = \frac{P_{min}}{P_{max}} \quad (11)$$

sowie die Lastkoeffizienten

$$a = \frac{1-m}{(1-v) \cdot (m-v)^2} \quad (12)$$

$$b = \frac{m-v}{(1-v) \cdot (1-m)^2} \quad (13)$$

$$t^* = \frac{m-v}{1-v} \quad (14)$$

Mit den normierten Grössen

$$p(t) = \frac{P(T)}{P_{max}} \quad (15)$$

$$t(p) = \frac{T(P)}{T_0} \quad (16)$$

ergibt sich als normierte Dauerlinie der Summenlast

Bereich $0 \leq p \leq v$:

$$t(p) = 1 \quad (17)$$

Bereich $v \leq p \leq m$:

$$t(p) = 1 - a\,(p-v)^2 \quad (18)$$

$$p(t) = v + \sqrt{\frac{1-t}{a}} \quad (19)$$

Bereich $m \leq p \leq 1$:

$$t(p) = b\,(p-1)^2 \quad (20)$$

$$p(t) = 1 - \sqrt{\frac{t}{b}} \quad (21)$$

Analoge Bezeichnungen lassen sich auf für die Teillast $P_t(T)$ bzw. $p_t(t)$ aufstellen. Figur 2 veranschaulicht die mathematische Approximation einer Dauerkurve.

Spezifische Kosten

Für die Ermittlung der anrechenbaren Fixkosten sind sodann die last- und zeitabhängigen spezifischen Kosten $\varphi(T)$ des Übertragungssystems zu definieren. Die entsprechende Beziehung lautet:

$$\varphi(T) = \frac{1}{P(T)} \cdot \int_0^{P(T)} \frac{K_F}{P_{max} \cdot T(P)}\, dP \quad (22)$$

Die analytische Auswertung dieses Integrals ergibt unter Verwendung der Formeln (10) bis (21):

Bereich $0 \leq t \leq t^*$:

$$\varphi(T) = \frac{K_F}{P_{max}\, T_o} \cdot \frac{\frac{1}{b}\left[\sqrt{b \cdot \frac{T_o}{T}} - \frac{1}{1-m}\right] + \frac{1}{2\sqrt{a}}\left[2v\sqrt{a} + \ell n\, \frac{1+(m-v)\sqrt{a}}{1-(m-v)\sqrt{a}}\right]}{1 - \sqrt{\frac{T}{bT_o}}} \qquad (23)$$

Bereich $t^* \leq t \leq 1$:

$$\varphi(T) = \frac{K_F}{2P_{max}\, T_o} \cdot \frac{1}{v\sqrt{a} + \sqrt{1 - \frac{T}{T_o}}} \cdot \left[2v\sqrt{a} + \ell n\, \frac{1 + \sqrt{1 - \frac{T}{T_o}}}{1 - \sqrt{1 - \frac{T}{T_o}}}\right] \qquad (24)$$

Zuordnung der Fixkosten für die Teillast

Anhand der Beziehungen (10) bis (21) kann auch der zeitliche Verlauf der Teillast $P_t(T)$ hergeleitet werden. Er ist abhängig vom Belastungsfaktor m_t und vom Lastverhältnis v_t.

$$P_t(T) = P_{maxt} \cdot p\,(m_t, v_t, T) \qquad (25)$$

Nun sind sämtliche Funktionen hergeleitet, welche benötigt werden, um die der Teillast anrechenbaren Fixkosten K_{Ft} zu ermitteln.

$$K_{Ft} = \int_0^{T_0} \varphi(T) \cdot P_t(T)\, dT \qquad (26)$$

Die Schlüsselgrössen entsprechen den Koeffizienten

$$S_{iK} = \frac{K_{Ft}}{K_F} \qquad (27)$$

Die hergeleiteten Zusammenhänge sollen nun anhand eines konkreten Falles verdeutlicht werden.

Praktisches Anwendungsbeispiel

Das 110-kV-Netz einer Versorgungsunternehmung sei mit einer gemäss Tabelle I zu charakterisierenden Gesamtlast beansprucht. Die fixen Jahreskosten dieser Netzebene mit Einschluss der Transformationsanlagen 220/110 kV seien Fr. 100.— je kW der 400 MW betragenden Höchstlast. Die von der Gruppe der Hochspannungsbezüger hervorgerufene Teillast sei im Maximum 100 MW; die weiteren Parameter gehen aus Tabelle II hervor. Zu ermitteln sind die dieser Bezügergruppe zuzuordnenden Fixkosten.

Anhand der Beziehungen (1) bis (4) errechnet man die Koeffizienten p_{11} bis p_{14}. Tabelle III enthält die resultierenden Werte. Anhand dieser Faktoren ergibt sich beispielsweise ein Anteil von Fr. 48.96 je kW und Jahr für die Winter-HT-Zeit. Die dem Winter-HT zuzuordnenden Durchschnittskosten $\varnothing_{WH}$ der Hochspannungsübertragung sind 3,26 Rp./kWh.

Die Gleichungen (10) bis (24) gestatten die Ermittlung des zeit- bzw. lastabhängigen Verlaufes der spezifischen Kosten. Figur 3 veranschaulicht die entsprechende Kostenfunktion $\varphi(T)$ für die Winter-HT-Zeit. Die analogen Funktionen lassen sich auch für den Winter-NT sowie den Sommer-HT und -NT auswerten.

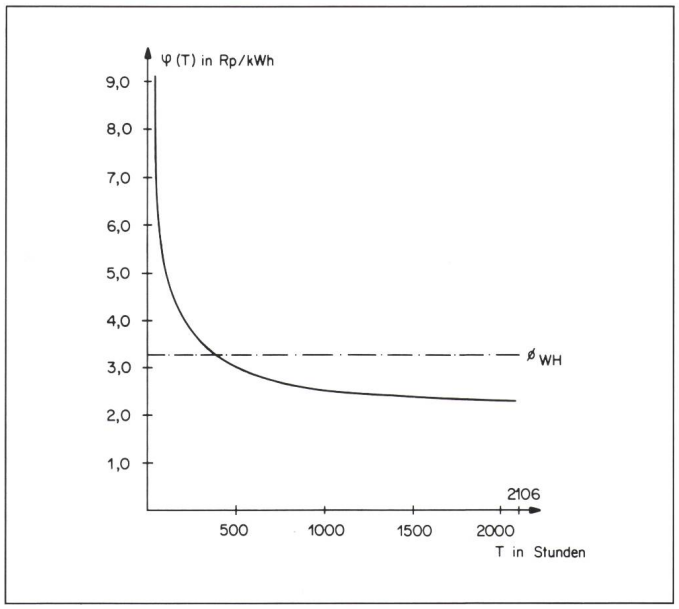
Nachdem der Verlauf dieser Funktionen feststeht und sich aufgrund der Ausgangswerte gemäss Tabelle II auch die Teillastfunktionen $P_t(T)$ im Winter-HT und -NT sowie Sommer-HT und -NT ermitteln lassen, sind die Schlüsselgrössen S_{iK} aufgrund der Gleichungen (25) bis (27) ebenfalls errechenbar. Die numerischen Auswertungen sind in Tabelle III enthalten. Tabelle IV gibt Aufschluss über die Kostenzuordnung und die resultierenden Durchschnittskosten der 110-kV-Übertragung für Summenlast und Teillast. Die auf die Teillast umgelegten Kosten betragen 2,39 Rp./kWh. Eine ausschliesslich leistungsproportionale Kostenumlage hätte zu einem Durchschnittswert von 4,13 Rp./kWh

Energetische Parameter	Winter HT	Winter NT	Sommer HT	Sommer NT	Jahr
Maximallast P_{max} (MW)	400	350	340	270	400
Minimallast P_{min} (MW)	170	120	110	80	80
Jahresenergie W_j (Mio kWh)	600	520	500	360	1980
Periodendauer T_o (Stunden)	2106	2274	2106	2274	8760
Gebrauchsdauer h (Stunden)	1500	1486	1471	1333	4950
Belastungsfaktor m	0,7123	0,6533	0,6983	0,5863	0,5651
Lastverhältnis v	0,4250	0,3429	0,3235	0,2963	0,2000

Tabelle I Charakteristik der Summenlast

Energetische Parameter	Winter HT	Winter NT	Sommer HT	Sommer NT	Jahr
Maximallast P_{max} (MW)	100	60	80	30	100
Minimallast P_{min} (MW)	30	10	20	5	5
Jahresenergie W_j (Mio kWh)	100	48	64	30	242
Periodendauer T_o (Stunden)	2106	2274	2106	2274	8760
Gebrauchsdauer h (Stunden)	1000	800	800	1000	2420
Belastungsfaktor m	0,4748	0,3518	0,3799	0,2639	0,2763
Lastverhältnis v	0,3000	0,1667	0,2500	0,1667	0,0500

Tabelle II Charakteristik der Teillast



Figur 3 Zeit- und lastabhängiger Verlauf der spezifischen Kosten im Winter HT

geführt; bei einer nur arbeitsproportionalen Umlage würden sich 2,02 Rp./kWh ergeben. Dieses Beispiel illustriert, dass die vorgenommene Kostenzuordnung sehr ausgewogen ist und die Charakteristik der physikalischen Netzauslastung durch Summenlast und Teillast optimal berücksichtigt.

Schlussbetrachtung

Die saisonale und zeitliche Aufgliederung mengenunabhängiger Kosten und ihre Zuordnung zu den in verschiedenen Spannungsebenen zu beliefernden Bezügergruppen stellt ein zentrales Problem der Kostenrechnung dar. Die rechnerische Konzeption der Umlageverfahren hat einen wesentlichen Einfluss auf die Aussage der Kostenrechnung und die Signale, die sie auf die Tarifierung der elektrischen Energie ausstrahlt.

Bei der Festlegung der massgeblichen Umlageschlüssel ist ein gewisser Ermessensspielraum gegeben. Wesentlich ist aber, dass sich darselbe innerhalb vertretbarer Grenzen hält und dass sich die Festlegung der Schlüsselgrössen an objektiven und quantifizierbaren Kriterien orientieren kann. Diese Untersuchung vermittelt einige methodische Anregungen und zeigt auch geeignete analytische und numerische Verfahren auf. Ein spezielles Anliegen war dabei, Mittel und Wege zu beschreiben, welche es gestatten, die Kostenrechnung möglichst eng mit den jeweils vorgegebenen energiewirtschaftlichen Verhältnissen und insbesondere auch mit den Netzbelastungen in den verschiedenen Spannungsebenen zu verflechten.

Die Anwendung der beschriebenen Algorithmen führt auf einen relativ hohen Rechenaufwand. Es wurde daher ein entsprechendes Anwenderprogramm entwickelt, das interessierten Benutzern zur Verfügung steht. Dabei werden allerdings Anpassungen und Verfeinerungen unumgänglich sein, soll es den individuellen Bedürfnissen des Anwenders in allen Teilen Rechnung tragen.

Die VSE-Kommission für Elektrizitätstarife hat sich eingehend mit den theoretischen und praktischen Fragen der Kostenrechnung auseinandergesetzt und dabei festgestellt, dass noch verschiedene Fragen offen sind. Die Kommission befürwortet einen intensiven Erfahrungsaustausch insbesondere mit jenen Werken, die in den letzten Jahren ihre Kostenrechnung auf eine neue Grundlage gestellt haben. Wenn die vorliegende Untersuchung dazu etwas beitragen kann, so hat sie ihren Zweck erfüllt.

Energiekategorie	Saisonale und zeitliche Aufteilung der Fixkosten p_{iK}	Fixkostenanteil der Teillast S_{iK}	Resultierende Anteilfaktoren $A_{iK} = P_{iK} \cdot S_{iK}$
Winter HT	$p_{11} = 0{,}4896$	$S_{11} = 0{,}1767$	0,0865
Winter NT	$p_{12} = 0{,}2026$	$S_{12} = 0{,}1043$	0,0212
Sommer HT	$p_{13} = 0{,}1983$	$S_{13} = 0{,}1388$	0,0275
Sommer NT	$p_{14} = 0{,}1095$	$S_{14} = 0{,}0895$	0,0098
ganzes Jahr	$\Sigma p_{iK} = 1{,}0000$	–	0,1450

Tabelle III Saisonale und zeitliche Aufteilung der Fixkosten und deren Zuordnung zur Teillast

Energiekategorie	Kosten der 110-kV-Übertragung			
	Summenlast		Teillast	
	Mio Fr.	Rp./kWh	Mio Fr.	Rp./kWh
Winter HT	19,58	3,26	3,46	3,46
Winter NT	8,11	1,56	0,84	1,76
Sommer HT	7,93	1,59	1,10	1,72
Sommer NT	4,38	1,22	0,39	1,30
ganzes Jahr	40,00	2,02	5,79	2,39

Tabelle IV Kostenzuordnung und resultierende Durchschnittskosten der 110-kV-Übertragung

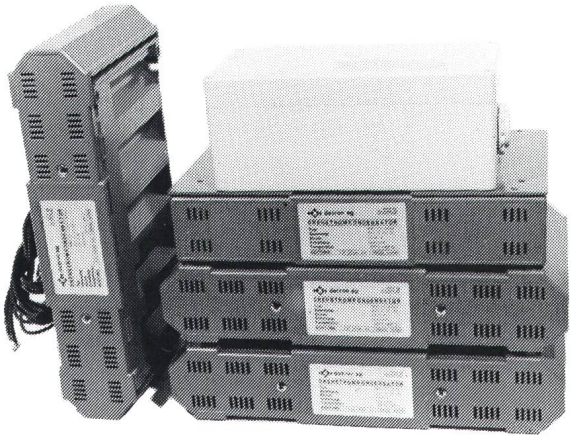
Literatur

[1] Kostenmodelle – Richtlinien und Empfehlungen der VSE-Kommission für Elektrizitätstarife, Januar 1989.

[2] *T. Wipf:* Numerische Verfahren zur kostenorientierten Elektrizitätspreisgestaltung. Bulletin SEV/VSE Nr. 24/1988.

Blindstrom

eliminieren mit Komponenten und vollautomatischen Anlagen zur wirtschaftlichen Blindstromkompensation von



Ihr Partner für die Elektroenergie-Optimierung seit 1965

detron ag 4332 Stein

4332 Stein Tel. 064 - 63 16'73

NEU!

NETZDATEN ANALYZATOR

PANENSA

MED

Messen: 16 beliebige Grössen gleichzeitig

Erfassen: Statistiken – Flüchtige Ereignisse – Spannungsabrüche

Darstellen: Belastunskurven – Tabellen – Haüfigkeitskurven

Ein Gerät der Firma:

PANENSA SA

CH-2035 Corcelles/NE

Tel. 038/31 34 34 Fax 038/31 69 62
Telex 952 959

Schweizer Produckt

NOUVEAU!

ANALYSEUR DE RESEAUX

PANENSA

MED

Mesure et Enregistrement de Données
Statistiques, perturbations,
événements spéciaux de 16 entrées
traitées simultanément.

Résultats sous forme de:
courbes de charges,
courbes classées ou tableaux.

Un appareil de:

PANENSA SA

CH-2035 Corcelles/NE

Tél. 038/31 34 34 Fax 038/31 69 62
Télex 952 959

Produit suisse

NETZPLANUNG

elektrische Netze Wassernetze Gasnetze

mit

NEPLAN2000

leistungsstark umfassend zukunftsweisend

Grafik (CAD)
Rohrnetzberechnung
CAD-Schnittstellen

Kurzschluss-/Lastflussberechnung
Selektivitäts-/Überschwingungsanalyse
Berechnung v. Freileitungen/Erdungsanlagen

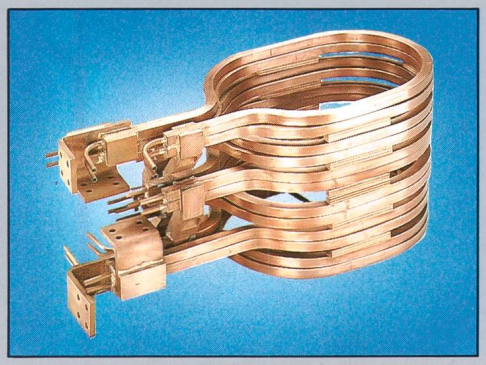
Busarello & Cott AG - Bahnhofstr. 19 - 8703 Erlenbach - Tel. 01/910 00 26

ERICO

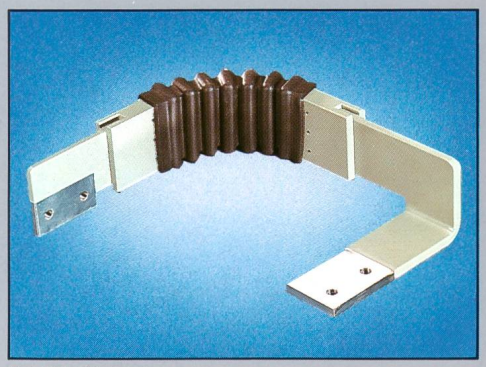
DIVISION ELEKTROTECHNIK

„DAS SPEZIELLE" DIE ERICO VERBINDUNG NACH MASS IST IHR PLUS

GENERATOREN
Wassergekühltes Kontaktelement für den elektrischen und den Kühlwasseranschluss.



TRANSFORMATOREN
Wassergekühlte Wicklung.



INFORMATIK
Flexible Verbindung aus Kupfer Epoxi beschichtet, für die Einspeisung eines EDV-Systemes.

ELEKTROLYSE Dehnungsbänder mit pressgeschweissten Anschlussflächen, für die Einspeisung von Elektrolysezellen.

DANK ÜBERLEGENEM KNOW-HOW IN SPEZIALANFERTIGUNGEN, SPEZIELL GESCHULTEM PERSONAL UND DEN PASSENDEN MATERIALIEN IST ERICO DER LIEFERANT FÜR:

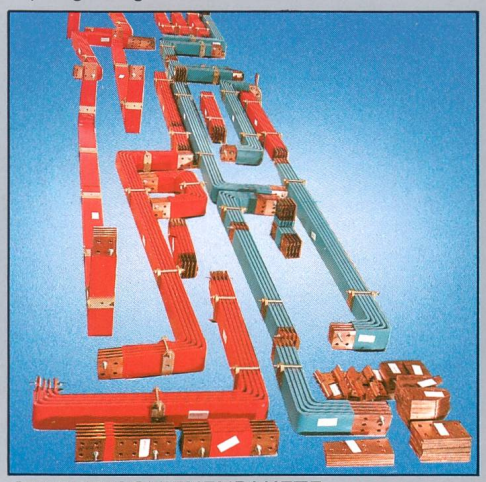
- Spezielle Verbindungen in der Elektrotechnik, ob flexibel, starr, wasser- oder luftgekühlt.
- Komplette Stromschienensysteme, nach Wunsch gefertigt oder Standard, Isolatoren und Sammelschienenträger.

Als Spezialist für WIG-MIG-, Elektronenstrahl und Aluminothermischem Schweissverfahren, sowie Löt- und Hartlötverfahren, fertigt Ihnen ERICO betriebsbereite, vorfabrizierte Einheiten für die Energieübertragung.
Nebenstehend sehen Sie einige Beispiele aus unserer Fertigung.

KERNENERGIE
Einspeisung einer Induktionsspule, aus Massivkupfer gefertigt und mit Band isoliert.

DIVERSE ANSCHLÜSSE
Serienverbindungen aus Kupfer verzinnt, vernickelt oder versilbert für Schalt- und Verteilanlagen.

WASSERGEKÜHLTE KABEL
für die flexible Verbindung im Starkstrombereich.



SAMMELSCHIENENPAKETE
aus massiven und lamellierten Schienen gefertigt und isoliert.

ERICO®

ERICO Products AG, Pra Pury 7, 3280 Murten
Telefon 037 / 71 27 21 / 22, Telex 942 178 (ERIC)
Telefax 037 / 71 10 72

Bestellbon für den Katalog
☐ ERIFLEX-Hochstrom
234/da

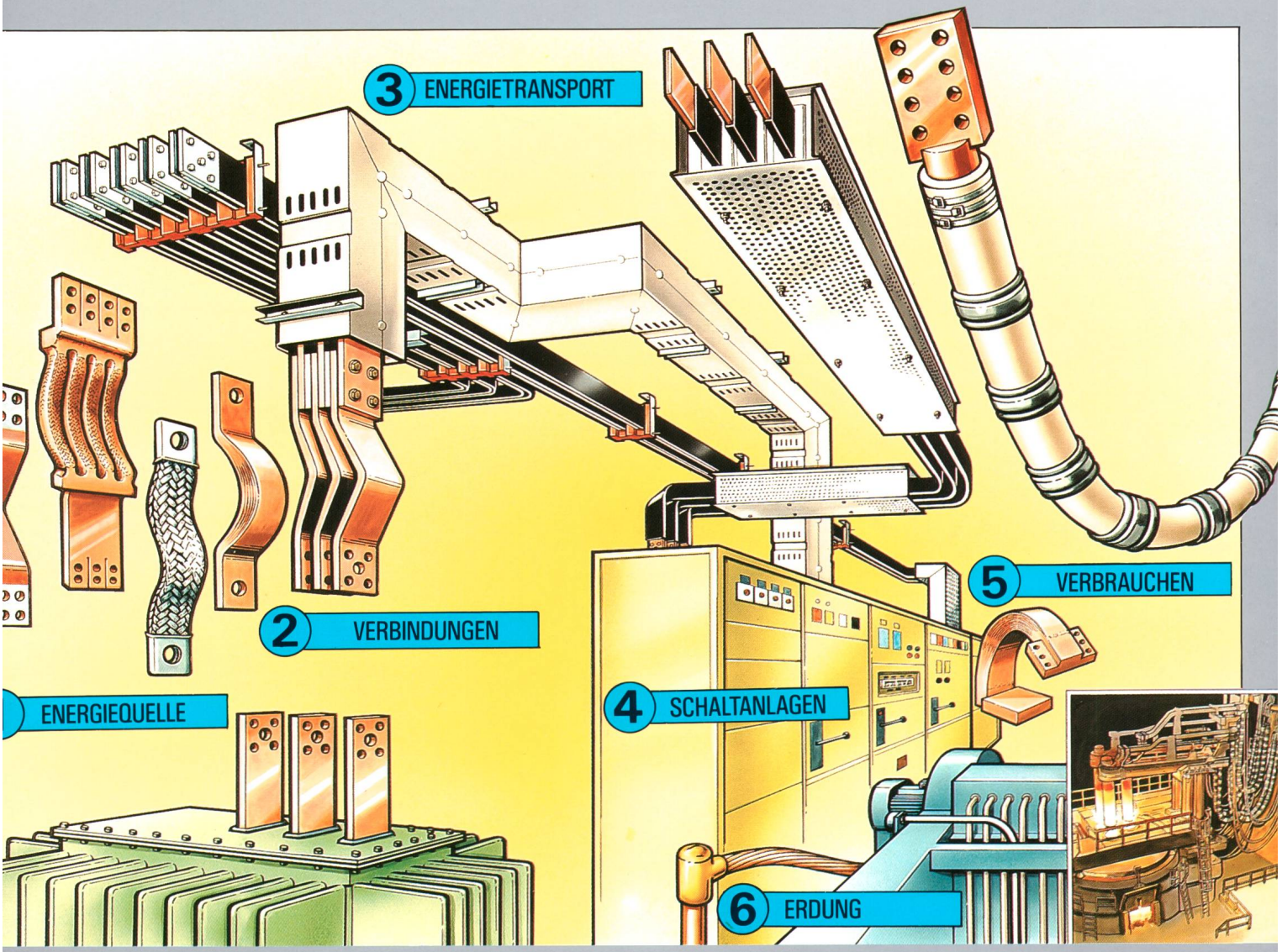
Name: _____
Firma: _____
Adresse: _____
Abteilung: _____
PLZ: _____ Ort: _____

ERICO

DIVISION ELEKTROTECHNIK

WIR SIND SPEZIALISTEN

für die Planung, die Produktion von Anlagen und deren Erdung für den Transport von Energie im Schwach- und Starkstrombereich vom Transformer bis zum Verbraucher.



1 ENERGIEQUELLE
ERICO plant und fertigt: Anschlüsse, Transformatorenausgänge, Sekundärwicklungen, Verbindungen usw.

2 VERBINDUNGEN
ERICO plant und fertigt: Lamellierte Strombänder, Flachgewebebänder sowie Spezialverbindungen aus Kupfer oder Aluminium.

3 ENERGIETRANSPORT
ERICO plant und fertigt: Standard- oder Spezial-Stromschienensysteme, Dehnungsbänder sowie wassergekühlte Kabel.

4 SCHALTANLAGEN
ERICO plant und fertigt: Anschlusselemente, Kontaktfinger, Dehnungsbänder sowie Produkte für die Verkabelung.

5 VERBRAUCHEN
ERICO plant und fertigt: Luft- und wassergekühlte Kabel, Dehnungsbänder, Elektrodenanschlüsse, Sekundärstromkreise (Niederspannung) und Spezialverbindungen.

6 ERDUNG
ERICO plant und fertigt: Cadweld-Erdungssysteme, Massenbänder, Cadweld-Erdstäbe usw.