

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 50 (1959)
Heft: 23

Rubrik: Energie-Erzeugung und -Verteilung : die Seiten des VSE

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 03.04.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Die Netzkommandoanlagen bei den schweizerischen Elektrizitätswerken

Von A. Zeindler, Schaffhausen

621.398 : 621.311(494)

Wie wir bereits in einer kurzen Notiz im Bulletin SEV, «Seiten des VSE», 50. Jg. (1959), Nr. 15, mitgeteilt haben, fand am 4. und 5. Juni 1959 in Gmunden (Oberösterreich) eine Tagung österreichischer, deutscher, schweizerischer und französischer Fachleute statt, die sich über ihre Erfahrungen auf dem Gebiete der Netzkommandoanlagen aussprachen. Anlässlich dieser Tagung hielt A. Zeindler, Direktor des Elektrizitätswerkes der Stadt Schaffhausen, ein Referat, das wir nachstehend im Wortlaut veröffentlichen.

Der Verfasser gibt einleitend einen Überblick über die Entwicklung und die Verbreitung der Netzkommandoanlagen in der Schweiz bis Ende 1958 und berichtet alsdann über die Fragen, die sich im Zusammenhang mit der Einführung einer Netzkommandoanlage stellen, sowie über die betrieblichen Vorteile solcher Anlagen. Zum Schluss äussert er sich kurz über die Erfahrungen mit den Sende- und Empfangsapparaturen.

Einige weitere Referate, die Gegenstand der Tagung in Gmunden waren, werden wir in den nächsten Nummern vollinhaltlich oder auszugsweise veröffentlichen und dabei auch das Wesentliche der Diskussion berücksichtigen. Red.

Comme nous l'avions annoncé dans le Bulletin ASE, «Pages de FUCS», 50^e année (1959), n° 15, a eu lieu les 4 et 5 juin 1959 à Gmunden (Haute Autriche) une réunion de spécialistes autrichiens, allemands, suisses et français au sujet des expériences faites dans le domaine de la télécommande à fréquence musicale. Nous avons le plaisir de reproduire ci-après la conférence que M. A. Zeindler, directeur du Service de l'électricité de la Ville de Schaffhouse, a tenue à l'occasion de cette manifestation.

L'auteur donne d'abord un résumé du développement et de l'extension des installations de télécommande à fréquence musicale en Suisse jusqu'à la fin de l'année 1958 et passe ensuite aux questions relatives à l'introduction de la télécommande et aux avantages d'exploitation de ces installations. Pour finir il s'exprime brièvement sur les expériences faites avec les appareillages d'émission et de réception.

Nous avons l'intention de publier dans nos prochains numéros, in extenso ou sous forme d'extraits, quelques autres conférences prononcées à la réunion de Gmunden, en tenant compte également des points essentiels de la discussion. réd.

Entwicklung und Verbreitung der Netzkommandoanlagen in der Schweiz

Die erste Tonfrequenz-Netzkommandoanlage wurde im Jahre 1939 bei den *Licht- und Wasserwerken Thun* in Betrieb genommen. Es war eine von der *Compagnie des Compteurs* nach dem System *Actadis* aufgebaute Anlage mit der Grundfrequenz 370 Hz und 10...13 Frequenzen für die entsprechenden Befehle. Diese Steuereinrichtung diente allerdings zu Beginn lediglich zur Ein- und Ausschaltung der öffentlichen Beleuchtung; sie wurde jedoch nach und nach für alle weiteren in Betracht fallenden Steuerbefehle ausgebaut, und gegenwärtig sind in Thun über 4100 Empfänger angeschlossen. Fünf Jahre später nahm auch die Stadt *Genf* eine nach dem gleichen System ebenfalls von der *Compagnie des Compteurs* gebaute Netzkommandoanlage in Betrieb. Im Jahre 1946 begannen die *Wasserwerke Zug* mit dem Ausbau der ersten nach dem Impuls-Intervall-Verfahren entwickelten Anlage von *Landis & Gyr* mit einer Tonfrequenz von 475 Hz, und innert drei Jahren folgten nacheinander die *Industriellen Betriebe der Stadt Chur* mit einer *Zellweger*-Anlage von 2000 Hz, das *Elektrizitätswerk der Stadt Schaffhausen* und dasjenige der *Landschaft Davos* mit *Landis & Gyr*-Anlagen mit einer Tonfrequenz von 475 bzw. 485 Hz.

Heute sind in der Schweiz rund 136 Anlagen mit total ca. 120 000 Empfängern in Betrieb, wobei Frequenzen zwischen 192...2400 Hz zur Anwendung kommen. Mit 46 Werken ist die Frequenz von 475...485 Hz am meisten vertreten. 25 Werke weisen 725 Hz auf, 12 Werke 194 Hz, 10 Werke 1050 Hz,

während 2400 Hz nur von einem Werk verwendet wird. Zu Beginn der Entwicklung waren es, abgesehen von Genf, hauptsächlich kleinere Stadt- und Gemeindewerke, welche die Tonfrequenz-Steuerung in ihrem Netz einführten. Mit der Zeit begannen jedoch auch die grossen Überlandwerke Versuchsanlagen auszuprobieren und auf Grund ihrer Erfahrungen für abgegrenzte Teilgebiete definitive Anlagen in Auftrag zu geben. Von den grossen Städten hat bis dahin lediglich Genf seine Netzkommandoanlage voll ausgebaut, während Zürich und Lausanne erst damit begonnen haben. In Bern und Basel dagegen wurde beschlossen, vorläufig noch mit Schaltuhren weiterzuarbeiten. Die Sendeeinrichtungen und Empfänger der bis jetzt in der Schweiz in Betrieb stehenden Netzkommandoanlagen wurden von folgenden Firmen gebaut: *Landis & Gyr* 96 Anlagen; *Zellweger* 27; *AG Brown, Boveri & Cie.* 4; *Sauter* 4; *Compagnie des Compteurs* 2 Anlagen und *Hasler* 1 Anlage. Die Einspeisung erfolgt bei ca. 68 % der Anlagen in Mittelspannung von 2000...16000 Volt, während rund 32 %, zum grössten Teil kleinere Gemeindewerke, in der Gebrauchsspannung 380/220 Volt einspeisen. 55 % aller Anlagen sind parallel und 45 % in Serie angekoppelt.

Diese Statistik schweizerischer Netzkommandoanlagen spiegelt recht deutlich die Entwicklung der Tonfrequenz-Netzkommandotechnik von 1939 bis heute wieder. Aufschlussreich ist dabei die Tatsache, dass, von einigen begründeten Ausnahmen abgesehen, in den letzten Jahren bei gegebenen technischen Voraussetzungen eine deutliche Tendenz zur Verwendung von Frequenzen unter 200 Hz und zur Serie-Einspeisung festgestellt werden kann.

Die Empfehlungen des VSE

Im Jahre 1950 setzte der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) die *Kommission für Netzkommandofragen* ein. Aus dem damals aufgestellten sehr umfangreichen Arbeitsprogramm seien der Kürze halber nur einige wesentliche Punkte erwähnt:

1. Ausarbeitung von Empfehlungen oder Leitsätzen an die Werke
2. Funktionen, die von Netzkommandoanlagen auszuführen sind
3. Ankopplung der Sender
4. Wahl der Tonfrequenz
5. Festlegen der Sendeleistung
6. Die Notwendigkeit von Sperrkreisen, um tonfrequente Energieverluste und um die gegenseitige Beeinflussung von Netzen verschiedener Werke zu vermeiden
7. Arbeitsprinzip der Empfänger (Ansprech-Charakteristik, Leistung usw.)
8. Wirtschaftlicher Vergleich der verschiedenen Netzkommandosysteme unter sich und mit der bisherigen Schaltuhrensteuerung
9. Aufstellung eines Frequenzplanes.

Als Ergebnis dieser Studien und Untersuchungen wurden im November 1952 durch den Vorstand VSE *Empfehlungen für Netzkommandoanlagen mit Tonfrequenz* herausgegeben. Diese Empfehlungen waren für alle Werke, die sich mit dem Gedanken der Anschaffung einer Netzkommandoanlage befassten, bestimmt sehr wertvoll, enthalten sie doch, abgesehen von einer das Wesentliche festhaltenden technischen Charakterisierung der verschiedenen Systeme und der damit gemachten Erfahrungen, auch Ratschläge hinsichtlich der Anwendungsmöglichkeiten und aufschlussreiche Hinweise zur Frage der Wirtschaftlichkeit.

Die technische Entwicklung, der sich ja die Herstellerfirmen von Netzkommandoanlagen unter keinen Umständen verschliessen konnten, hat allerdings eine von der Kommission des VSE ursprünglich als sehr wesentlich hervorgehobene Weisung inzwischen praktisch vollständig illusorisch gemacht. Es ist dies der aus Rücksicht auf die Koordination zwischen verschiedenen Elektrizitätswerken aufgestellte *Frequenzplan*, dem fest bestimmte Werte innerhalb der Grenzen von 475 und 3000 Hz zugrunde lagen, wobei speziell vermerkt wurde, dass die Frequenz von 475 Hz in erster Linie für Netze mit höherer Spannung und mehrfacher Transformation vorgesehen sei und jene von 600 Hz für die Serieinspeisung in Niederspannungsnetze reserviert bleiben sollte, in denen die 11. oder die 13. Harmonische keine grosse Amplitude haben.

Abweichungen von diesem Frequenzplan wurden nur dann als zulässig erklärt, wenn vorher, nach genauer Untersuchung der besonderen Bedingungen der betreffenden Netze, eine Verständigung zwischen den sich gegenseitig beeinflussenden Werken stattgefunden hatte.

Nun weisen aber vor allem die in neuerer Zeit in Betrieb gesetzten Anlagen im Frequenzplan nicht aufgeführte Zwischenwerte, und wie bereits berichtet, auch Frequenzen von unter 200 Hz auf. Dies war auch nicht anders zu erwarten, denn ein wirklicher technischer Fortschritt darf doch selbst vor wohlgemeinten Empfehlungen nicht Halt machen. Die Kommission hat denn auch vor kurzem die Konse-

quenzen aus dieser tatsächlichen Entwicklung gezogen und dem Vorstand VSE folgende von ihren Mitgliedern einstimmig geäußerte Empfehlung zur Kenntnis gegeben:

1. Auf die Aufstellung eines für die ganze Schweiz gültigen festen Frequenzplanes wird verzichtet.
2. Bei der Projektierung von Netzkommandoanlagen hat das projektierende Werk die in Betracht kommenden Frequenzen denjenigen Elektrizitätswerken mitzuteilen, mit deren Netzen es in direkter oder indirekter Verbindung steht und auf die sich seine Befehlssignale störend auswirken könnten.
3. Insbesondere haben die an ein grosses Überlandnetz angeschlossenen Wiederverkäuferwerke ihre Vorhaben dem Lieferwerk sowie den Nachbarwerken vor Bestellung der Anlage bekanntzugeben. Das Lieferwerk kann sich eine oder mehrere Frequenzen vorbehalten, die es seinen Wiederverkäufern mitteilen soll.

Die Einführung einer Netzkommandoanlage beim Elektrizitätswerk der Stadt Schaffhausen

Die Gründe, welche die Leitung eines Elektrizitätswerkes veranlassen, sich mit der Frage der Einführung einer Tonfrequenz-Netzkommandoanlage zu befassen, sind in den meisten Fällen angenähert dieselben, wie sie sich auch in *Schaffhausen* stellten.

Wir haben folgende Vorteile erwartet:

1. Eine bessere Verwertungsmöglichkeit der Überschussenergie aus unseren eigenen Produktionsanlagen durch eine «elastische» Einschaltung von Heisswasserspeichern verschiedener Aufheizzeiten.
2. Wegfall der teuren und komplizierten Schaltuhren mit Wochenscheibe, die bisher für die Freigabe der Heisswasserspeicher ab Samstagmittag notwendig waren.
3. Das Wegfallen der Umstellung der Zählertarife an den Schaltuhren im Frühjahr und Herbst, die zwei Gruppen zu vier Mann während vier bis fünf Wochen beanspruchte.
4. Unsere Schaltuhren waren allgemein überaltert. Bis zu 10 % des Bestandes mussten jährlich revidiert werden, was pro Stück 8...9 Stunden beanspruchte.
5. Die Ein- und Ausschaltung der öffentlichen Beleuchtung wurde wie üblich mit Hilfe von Schaltuhren mit astronomischer Zeitscheibe bewerkstelligt, und wir sahen vor, die Steuerung künftig mittels Photozellen über die Netzkommandoanlage viel rationeller vorzunehmen.

Die Wahl des Systems, des Fabrikates und damit in gewissen Grenzen auch der Frequenz ist in den meisten Fällen weitgehend durch den schaltungstechnischen Aufbau der Energieerzeugungs- und Verteilanlagen sowie durch die Betriebsweise, die Bauart und die Ausdehnung des zu versorgenden Netzes bedingt.

Für uns wirkte sich beispielsweise eine damals aus Gründen der Netzaufteilung an einem bestimmten Punkt notwendige dreifache Transformierung der Spannung von 2000 auf 10 000 und schliesslich auf 2000/380/220 Volt vom Sender zum Empfänger als Kriterium aus. Dass mit einer der Probeanlagen, auch unter diesen erschwerenden Umständen, bei Vollast noch eine Tonfrequenzspannung von 2,3 % der Sekundärspannung in diesem Netzendpunkt erreicht wurde, war für unser Werk, trotz anderer, teilweise bestechender Vorzüge der mitkonkurrierenden Fabrikate, massgebend für die Auftragserteilung an die betreffende Firma.

Zur Erzeugung der Tonfrequenz wurden zwei frequenzregulierte Umformergruppen aufgestellt, wovon eine als Reserve dient. Die Frequenzregulie-

zung ist allerdings etwas kostspieliger; sie hat aber den Vorteil, dass die Sperrkreise steiler dimensioniert werden können und damit doch um einiges billiger werden, als dies bei unregulierter Frequenz möglich ist.

Für die Überlagerung des 50-Hz-Netzstromes mit den vom Sender zu liefernden Tonfrequenz-Steuerbefehlen musste die Paralleleinspeisung gewählt werden, weil uns die Aushilfsenergie damals noch ohne Zwischentransformation aus dem 10-kV-Netz des Lieferwerkes zugeführt wurde und deshalb Sperrkreise ohnehin notwendig waren. Auch mussten Tonfrequenzsperrern in einigen Fabriken mit zahlreichen dezentralisiert aufgestellten Kondensatoren auf unsere Kosten installiert werden. Diese Anlagen sind zugegebenermassen verhältnismässig kostspielig. Wir haben aber seither unsere Tarifordnung durch folgenden Hinweis ergänzt: Kondensatoren müssen auf Kosten der Energiebezüger mit Sperrfiltern gegen die Tonfrequenzspannung abgeregelt werden. Diese Vorschrift gilt für Beleuchtungsinstallationen mit Gasentladungs- oder Fluoreszenzlampen und auch für Motorenanlagen, in welche zur Verbesserung des Leistungsfaktors Kondensatoren einzubauen sind.

Betriebliche Vorteile der Netzkommandoanlagen

Im Verlauf der Beratungen der Kommission des VSE für Netzkommandofragen wurde periodisch auch über die Erfahrungen mit den Netzkommandoanlagen gesprochen, wobei praktisch alle bekannten Systeme und Fabrikate zur Diskussion standen. Als in dieser Hinsicht allgemein gültig darf folgendes ausgesagt werden:

Zur Steuerung der Tarife und zur Schaltung der Verbrauchergruppen genügen im allgemeinen 20 Doppelbefehle. Weitere zur Verfügung stehende Kombinationswahl-Doppelkommandos können für andere Zwecke reserviert bleiben. Bei bestimmten Fabrikaten werden jeweils nur jene Impulse durchgegeben, die für die Schaltungen und Steuerungen gerade nötig sind, während bei anderen die Durchgabe eines einzelnen Befehls nicht möglich ist, ohne dass das ganze Programm abgewickelt wird. Zur Vornahme eventueller Korrekturen, falls inzwischen nicht gemeldete Netzabschaltungen vorgekommen sein sollten, empfiehlt es sich jedoch, täglich eine vollständige Durchgabe zu einem bestimmten Zeitpunkt vorzunehmen. Jeder für Wohnhäuser bestimmte Empfänger ist je nach Tarifgestaltung des betreffenden Elektrizitätswerkes für 2...4 Doppelkommandos ausgebaut, wovon eines für die Tarifsteuerung, das zweite für die Sperrung und das dritte für Reservezwecke dient. Bei Geschäftshäusern müssen gelegentlich Empfänger mit bis zu 6 Doppelkommandos angeschlossen werden, da unter anderem auch die Ein- und Ausschaltung der Schaufensterbeleuchtung durch die Tonfrequenzanlage erfolgt. Allerdings ist es oft schwierig, allen individuellen Wünschen gerecht zu werden, und es ist besser, einen zu anspruchsvollen Interessenten abzuweisen, statt für ihn eine spezielle Schaltzeit zu reservieren.

Die Netzkommandoanlagen leisten vor allem für die Sperrung und Entsperrung der Heisswasserspei-

cher gute Dienste. Je nach Ausbau des Verteilnetzes lässt sich die Möglichkeit ausnützen, die mit verschiedenen Aufheizzeiten von 4, 6 und 8 Stunden ausgerüsteten Heisswasserspeichergruppen dem Verlauf der Belastungskurve anzupassen; zudem kann die Sperrung und Entsperrung von Heizungen und Waschmaschinen in elastischer Weise der eigenen zur Verfügung stehenden Werkleistung und dem Fremdenenergiebezug angeglichen werden.

Trotzdem in den Empfehlungen der technischen Kommission davon abgeraten wird, verwenden verschiedene Stadt- und Gemeindewerke die Netzkommandoanlagen auch zur Erfüllung sogenannter werkfremder Aufgaben, wie zum Beispiel der Alarmierung von Feuerwehr- oder Schneeräumungsmannschaften. Im allgemeinen stehen infolge der Kombinationswahl genügend Befehle zur Verfügung, und schliesslich ist es vor allem bei Kommunalwerken richtig, wenn derartige rationelle Möglichkeiten im Interesse der Gemeinde ausgenützt werden.

Einen recht beachtenswerten Vorteil bietet die Netzkommandoanlage bei Netzstörungen, wenn, infolge des Ausfalles einer Transformatorenstation, im Sekundärnetz Umschaltungen vorgenommen werden müssen. Da die Abonnenten bekanntlich beim Unterbruch der Stromlieferung möglichst alle Lampen und Apparate einschalten, entstehen beim störungsbedingten Zusammenschluss bisher getrennt betriebener Netzteile Überlastungen, die das Durchbrennen der Strangsicherungen zur Folge haben. Dieser Nachteil lässt sich vermeiden, wenn man nach telefonischer Verständigung mit dem Kommandoraum des Werkes unmittelbar nach der Zusammenschaltung getrennter Netzteile die Ausschaltbefehle für alle sperrbaren Apparate durchgibt. Selbstverständlich darf man sich nicht etwa der Illusion hingeben, dass Aussicht bestehe, abgesehen von den beschriebenen Sperrmöglichkeiten etwa die Tagesbelastungskurve sonstwie wirksam zu beeinflussen; wohl ist aber, wie bereits ausgeführt wurde, mittels Netzkommandobefehlen eine verhältnismässig rasche Anpassung bei unerwartet auftretenden Belastungsänderungen möglich. Es kann jedoch nicht bestritten werden, dass sich eine Aufteilung, d. h. Sperrung und Entsperrung der Aufheizzeiten von Heisswasserspeichern oder Heizungen, selbstverständlich auch mit Schaltuhren ausführen lässt.

Die Kritik macht sich in unserem Lande in erster Linie dieses Argument zunutze, und nicht zu Unrecht wird ins Feld geführt, dass sich Schaltuhrdefekte meist einwandfrei feststellen lassen, während bei den Empfängern die nächste Schaltung oft wieder fehlerlos durchgeht. Gegen die Anschaffung einer Netzkommandoanlage werden denn auch abgesehen von vorwiegend individuell gültigen wirtschaftlichen Überlegungen vor allem Argumente vorgebracht, die auf die auftretenden Defekte an Empfängern und die gegenüber modernen Schaltuhren scheinbar höhere Störanfälligkeit hinweisen.

Die Erfahrungen mit den Sende- und Empfangsapparaturen

Die Sendeapparaturen der in der Schweiz erprobten Fabrikate haben, abgesehen von geringfügigen Störungen, die im Laufe der ersten Betriebszeit bei

Zukunftsaussichten

allen derartigen relativ komplizierten Einrichtungen auftreten können, durchwegs zufriedenstellend gearbeitet und mussten auch in den Einführungsjahren nur ausnahmsweise ersetzt werden; bei den Empfängern wurden allerdings auf Grund der Erfahrungen ständig verbesserte Typen entwickelt und in Betrieb genommen. Bei den ersten Serien zeigten sich bei allen Fabrikaten recht mannigfache Defekte. Zur Hauptsache traten die Störungen bei den sog. Leistungskontakten auf, die anfänglich für die Schaltung von maximal 5 A gebaut waren. Allerdings lag die Schuld sehr oft beim Betriebspersonal der Elektrizitätswerke, da viel zu wenig auf den Umstand geachtet wurde, dass die Einschaltströme meist das Mehrfache des Nennstromes der angeschlossenen Apparate betragen. Neuerdings werden deshalb die Leistungskontakte für 10...20 A gebaut. Viele Werke verwenden heute trotzdem durchwegs separate Einzelschütze für die Zu- und Abschaltung von Heisswasserspeichern, Waschmaschinen usw. und beanspruchen die Empfänger ausschliesslich zur Steuerung. Weitere Defekte, allerdings relativ geringen Ausmasses, etwa im Rahmen von 1...5 %, sind bei Kipprelaispulen, Resonanzkreisen und Filtersätzen aufgetreten; auch zeigt sich gelegentlich ein Nachlassen des Kontaktdruckes oder ein Verbiegen der Federn in den Empfängern. Eindeutig konnte dagegen festgestellt werden, dass weder Fremdeinflüsse wirksam waren, noch Störungen infolge von Gewittern registriert werden konnten. Meldungen über eine Beeinflussung von Radioapparaten erwiesen sich bei einwandfreiem Zustand des Funkgerätes nur dann als zutreffend, wenn die Tonfrequenzspannung am betreffenden Netzpunkt 4,5 % überstieg.

Zusammenfassend darf betont werden, dass bei modernen Empfängern die Störanfälligkeit nur noch 1 bis maximal 3 % beträgt, wobei die Revision eines Empfängers kaum einen Drittel des für eine Schaltung notwendigen Zeitaufwandes benötigt. Selbstverständlich ist eine exakte Überwachung der gesamten Tonfrequenz-Netzkommandoanlage und damit auch der Steuerspannung in den verschiedenen Netzpunkten unerlässlich.

Über die Schlüsse zu berichten, welche in der Schweiz in Hinsicht auf die künftige Entwicklung gezogen werden, ist eine etwas heikle Aufgabe. Wohl scheint es, als ob die 1050 Hz wesentlich übersteigenden Tonfrequenzen nur noch beschränkt bei kleinen Netzen in Frage kommen und Frequenzen unter 200 Hz in neuerer Zeit bevorzugt werden, vor allem deshalb, weil sich die Electricité de France (EDF) entschlossen hat, durchwegs 175 Hz zu gebrauchen. Es darf dabei aber nicht unberücksichtigt bleiben, dass die EDF im Gegensatz zur Schweiz in ganz Frankreich praktisch unbeschränkt über die Elektrizitätsversorgung gebietet. Sie ist deshalb in der Lage, die wesentliche Voraussetzung für die 175-Hz-Serieankopplung, nämlich das von einem Punkt zentral eingespiesene Strahlennetz, zu schaffen. In unserem auch auf dem Gebiete der Elektrizitätswirtschaft föderalistischen Lande ist das unmöglich. Die Parallelankopplung wird bei uns wohl weiterhin aus wirtschaftlichen Gründen in Frage kommen, weil die meisten grösseren Versorgungsnetze mindestens zwei Kuppelstellen mit benachbarten Elektrizitätswerken aufweisen. Die Höhe der Tonfrequenz wird von Fall zu Fall auf Grund der Berechnung der Leitungsimpedanzen und des Einflusses der Kabelkapazitäten festgelegt werden müssen, und sie dürfte auch in Zukunft, sofern nicht Serieankopplung vorgesehen wird, vorwiegend innerhalb der Frequenzwerte von 475 und 1050 Hz bleiben.

Nun wird aber die technische Entwicklung bestimmt auch auf dem Gebiet der Fernsteuerungen fortschreiten und vielleicht neuartige und hoffentlich auch billigere Lösungen bringen. Das sollte aber niemanden hindern, trotzdem Entschlüsse auch heute schon zu fassen, darf doch auf Grund unserer Erfahrungen mit Überzeugung ausgesagt werden, dass die jetzt in Betrieb stehenden Tonfrequenzanlagen zufriedenstellend funktionieren und die in sie gesetzten Erwartungen erfüllen.

Adresse des Autors:

A. Zeindler, Direktor des Elektrizitätswerkes der Stadt Schaffhausen, Schaffhausen.

Wirtschaftliche Mitteilungen

Die Strompreisbildung auf Grenzkosten-grundlage

[Nach W. Janssen. Elektrizitätswirtschaft, 58. Jg. (1959), Heft 15, S. 513 ff.]

621.311.1.003.13 : 338.5

Bisherige Strompreisbildung

Die in einer Volkswirtschaft verfügbare elektrische Energie ist heute primär mitbestimmend für die Höhe der Produktion und des Lebensstandards. Die Strompreise haben daher in wirtschaftlicher, sozialer und politischer Hinsicht grosse Bedeutung. Gerade aber in der Stromversorgung ist es schwierig, volks- und betriebswirtschaftlich richtige Preise zu finden. Zum Teil ist das durch die monopolähnliche Stellung der Elektrizitätswirtschaft bedingt, zum Teil aber auch durch die technischen und wirtschaftlichen Besonderheiten der Erzeugung und Verteilung von Elektrizität.

Die bisherige Preisentwicklung in der Elektrizitätswirtschaft hat im allgemeinen zu einer Preisteilung nach Arbeits- und Leistungspreis geführt. Der Arbeitspreis soll die veränderlichen Kosten decken, während mit dem Leistungspreis in erster Linie die festen Kosten vergütet werden sollen, die einen erheblichen Anteil der Gesamtkosten darstellen. Durch diese

Preisteilung wird weitgehend das Risiko der festen Kosten abgewälzt. Es gibt allerdings auch Tarife, die auf eine Preisteilung verzichten, z. B. die Zähler-, Block- und Staffeltarife.

Ein wichtiges Theorem bei der bisherigen Preisgestaltung ist die Forderung nach Kostenechtheit für die einzelnen Anwendungen bzw. Abnehmergruppen. Hierbei ergeben sich verschiedene Preise je nach Benutzungsdauer und Teilnahme an der Lastspitze. Es gibt aber auch Preisunterschiede, die nicht kostenmässig bedingt sind, doch davon soll hier nicht die Rede sein.

Selbst wenn aber die Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Lieferungen in den Preisen berücksichtigt werden, sind die Einzelpreise nicht kostenecht, denn auch innerhalb der einzelnen Lieferungsarten sind die Kosten für die einzelnen Kilowattstunden verschieden. So sind z. B. die Gesteungskosten für eine Kilowattstunde während der Winterspitze erheblich höher als die einer Einheit ausserhalb der Spitzenzeit, was aber in der Preisgestaltung, ausser in den Nachtpreisen, im allgemeinen nicht zum Ausdruck kommt. Eine Berücksichtigung ist praktisch auch nicht möglich, weil die Kalkulationsprobleme der Elektrizitätswirtschaft mit den üblichen Mitteln der industriellen Kostenrechnung nicht ausreichend erfasst

werden können. So sind im Grunde alle Strompreise nicht viel mehr als Schätzwerte bzw. mittlere Werte; der Zusammenhang zwischen Kosten und Preisen ist nur sehr lose, eine Abstimmung der Preise auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage findet praktisch nicht statt.

In dieser Lage haben nun erstmalig die Tarifwirtschaftler der Electricité de France, Dessus und Boiteux, versucht, neue Grundsätze für die Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft zu finden. Die Strompreise und Tarife hatten sich im Laufe der Jahrzehnte, besonders in Frankreich, sehr verschiedenartig entwickelt. Nach der Verstaatlichung der Elektrizitätswirtschaft galt es daher, die Preise auf einer ökonomisch einwandfreien Grundlage einheitlich zu gestalten. Das Ergebnis dieser Überlegungen ist die Einführung von Grenzkostenpreisen. Die französischen Theorien sind international stark beachtet, allerdings auch einer erheblichen Kritik unterzogen worden. Auch in Deutschland sind in den letzten Jahren schon die ersten Schritte zum Grenzkostenpreis hin getan worden, z. B. die Differenzierung nach Sommer- und Winterpreisen.

Die Preisbildung auf der Grundlage der innovatorischen Grenzkosten

Wenn ein Unternehmer seine Betriebsanlagen erweitern will, vergleicht er die Rentabilität der vorzunehmenden Investitionen mit dem erzielbaren Preis. Er rechnet nicht mit den kurzfristigen klassischen Grenzkosten¹⁾, sondern überlegt, ob die zusätzlichen Kosten, einschliesslich der Fixkosten, die sich auf Grund der zusätzlich zu erzeugenden Mengen ergeben, sich durch den Marktpreis decken lassen werden. Es handelt sich hier im Grunde also auch um eine Grenzkostenbetrachtung, allerdings um eine langfristige, in welche die üblicherweise als konstant bezeichneten Kosten einbezogen werden. Da es sich bei den so definierten langfristigen Grenzkosten um die Kosten einer noch zu errichtenden «neuen» Produktionsanlage handelt, sollen sie mit dem Ausdruck «innovatorische Grenzkosten» bezeichnet werden. Soweit im Schrifttum diese Fragen bisher behandelt wurden, ist der Ausdruck «Entwicklungskosten» gebraucht worden. Dieser Begriff ist aber nicht eindeutig, da er auch im Zusammenhang mit anderen wirtschaftlichen Vorgängen gebraucht wird.

Die Angebotskurve eines modernen industriellen Betriebes wird demnach durch die innovatorische Grenzkostenkurve dargestellt, statt wie bisher durch die kurzfristige Grenzkostenkurve. Es sei noch hinzugefügt, dass die innovatorischen Grenzkosten identisch sind mit den zukünftigen Durchschnittskosten eines zukünftigen Betriebes bei einer bestimmten angenommenen Beschäftigungslage. Die Preisbildung ergibt sich nach diesen Ausführungen also im Schnittpunkt der innovatorischen Grenzkostenkurve mit der Nachfragekurve.

Grenzkosten und Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft

Die Theorie über die Preisbildung im Schnittpunkt zwischen Nachfrage und Angebot gilt nur für den Wettbewerbsmarkt. Diese Art der Preisbildung ist nunmehr auf den monopolähnlichen Markt der Elektrizitätswirtschaft zu übertragen. Der Schnittpunkt zwischen Nachfrage- und Angebotskurve bzw. zwischen Nachfragekurve und Grenzkostenkurve muss gewissermassen künstlich bestimmt werden. Hierbei sollen nach

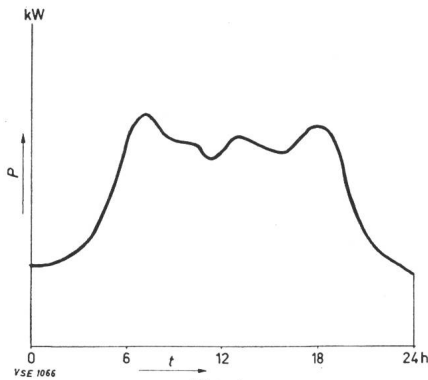


Fig. 1
Tagesbelastungskurve eines Elektrizitätswerkes
P Belastung
t Zeit

¹⁾ Über Kosten- und Preiszusammenhänge siehe W. Goldschmid, Tarifierungsprinzipien für elektrische Energie. Bull. SEV, Seiten des VSE, 49. Jg.(1958), Nr. 1, S. 3 f.

dem oben Gesagten die innovatorischen und nicht die kurzfristigen Grenzkosten zugrunde gelegt werden. Bei den Ausführungen wird teilweise an die Beweisführung der französischen Energiewirtschaftler angeknüpft. Auf eine Erläuterung und kritische Würdigung der französischen Theorien muss jedoch wegen Raummangels verzichtet werden. Es sei jedoch kurz gesagt, dass die Franzosen zunächst die kurzfristigen Grenzkosten zugrunde legen und erst später die festen Kosten aufteilen, wobei sie aber teilweise die Grenzkostenbasis verlassen.

Fig. 1 zeigt eine Tagesbelastungskurve eines Elektrizitätswerkes. Die Kapazität der Anlagen ist zu jeder Tageszeit verschieden ausgenutzt. Eine ähnliche Kurve ergibt sich für jeden Tag des Jahres. Wenn man die Teilleistungen geordnet nach der Höhe ihrer Benutzungsdauer nebeneinander aufträgt, erhält man die sogenannte geordnete Jahres-Belastungskurve (Fig. 2). Bei dieser Kurve ist das gesamte Werk theoretisch in Teilkapazitäten von je ein Kilowatt Leistung aufgelöst. Diese Leistungseinheiten nehmen während einer bestimmten Stundenzahl des Jahres an der Produktion teil; jedem Kilowatt Leistung ist demnach eine bestimmte jährliche Menge an Kilowattstunden zugeordnet. Diese kWh-Menge ist gleichzeitig die Benutzungsdauer der Teilleistung. Die jeweils zuletzt eingesetzte Teilkapazität wird als «Grenzkilowatt» bezeichnet.

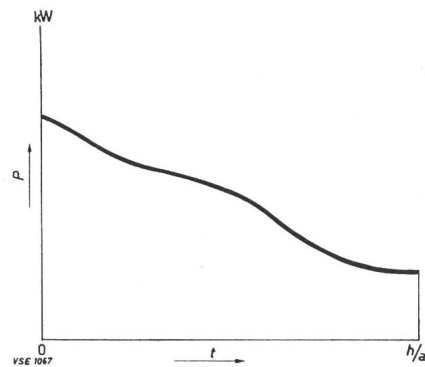


Fig. 2
Geordnete Jahresbelastungskurve
P Belastung
t Benutzungsdauer

Geometrisch kann man die innovatorischen Grenzkosten in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer darstellen. Man erhält so die innovatorische Grenzkostenkurve (Fig. 3). Im Verlauf der Kurve kommt augenscheinlich der Grad der Kostendegression zum Ausdruck, die sich durch eine Verbesserung der Benutzungsdauer ergibt.

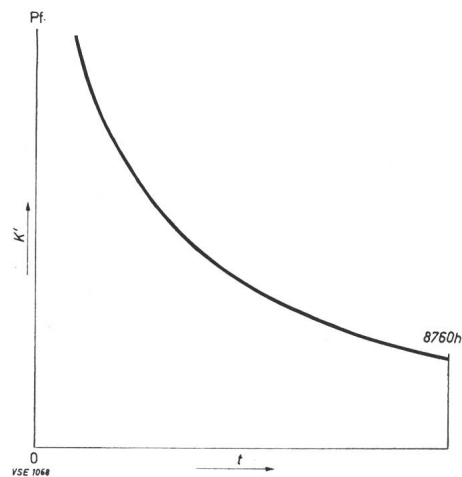


Fig. 3
Grenzkostenkurve eines Elektrizitätswerkes
K' innovatorische Grenzkosten
t Benutzungsdauer

Nach den obigen Ausführungen wird nun der jeweilige Grenzkostenpreis durch die dem betreffenden Grenzkilowatt zugeordneten innovatorischen Grenzkosten dargestellt. Damit

ergeben sich theoretisch für jede Stunde des Jahres andere Preise, auf die die Nachfrage selbsttätig mit einer Erhöhung oder Senkung der nachgefragten Menge reagiert. Die Reaktion der Nachfrage muss von vornherein möglichst genau berücksichtigt werden, da eine Ausrichtung der Preise an Wettbewerbspreisen nicht möglich ist. Da die Preise mit abnehmender Benutzungsdauer steigen, werden die Lastspitzen des Werks gebrochen. Wenn man die Reaktion der Nachfrager nicht richtig eingeschätzt hat, kann sich zu einer anderen Zeit eine neue Spitze bilden, was in der Praxis bereits vorgekommen ist. Soweit aber Spitzen bestehen bleiben, werden die Kosten hierfür nicht jedem Nachfrager belastet, sondern tatsächlich nur dem Abnehmer, der die Spitze mit seiner Nachfrage mitverursacht hat und bei dem offensichtlich auch die entsprechende Preiswilligkeit vorliegt.

Praktisch-wirtschaftlich ist eine Staffelung der Strompreise nach der Benutzungsdauer der einzelnen Teilkilowatt bzw. nach den einzelnen Stunden natürlich nicht möglich. Man muss sich mit einer gröberen Einteilung begnügen, wie sie etwa die Franzosen anwenden, die die Preise nach der Winterspitze, der winterlichen und sommerlichen Starklast, sowie der winterlichen und sommerlichen Schwachlast gestaffelt haben. Hierbei ergeben sich anstelle der oben angenommenen Einzelkilowatt fünf fiktive Teilkapazitäten, für die die Grenzkosten bzw. Preise mit Hilfe des beschriebenen Verfahrens zu bestimmen sind. Ein praktisches Beispiel hierfür findet sich weiter unten.

Bei der Ermittlung der Preise auf der Grundlage der innovatorischen Grenzkosten entfällt das Problem der festen Kosten, das den Franzosen soviel Kopfzerbrechen bereitet hat. Damit lösen sich auch von selbst die Schwierigkeiten bezüglich der Verteilung der erheblichen Kosten für Fortleitung und Verteilung, die bei statischer Betrachtung weitgehend unabhängig von der erzeugten Menge und somit praktisch als Fixkosten zu betrachten sind. Bei der Zuordnung der Fixkosten zu den einzelnen Kilowattstunden sei an die französischen Gedankengänge bezüglich der technischen Gliederung der Verteilungsstufen angeknüpft. Als das «gemeinsame Netz» gelten diejenigen Anlagenteile, deren Belastung dem Rhythmus und der Belastungskurve der Produktionsanlagen folgt, z. B. die Fortleitungsanlagen. Die absolute Inanspruchnahme dieser Anlagen ist so hoch, dass die Zufälligkeiten des einzelnen Abnehmers in der grossen Gesamtheit untergehen und die Zuschaltung der Last eines einzelnen Abnehmers die Belastungskurve nicht merklich verändert. Die Kosten dieses gemeinsamen Netzes einschliesslich der bei jeder Belastung verschiedenen hohen Stromverluste können demnach zu den innovatorischen Kosten der Erzeugung addiert werden. Auf diese Weise werden die Verteilungskosten des gemeinsamen Netzes den einzelnen Kilowattstunden auf Grenzkostengrundlage zugeordnet.

Das in den französischen Untersuchungen als «halbindividuell» bezeichnete Netz ist in seiner Auslegung — anders als das gemeinsame Netz — nicht durch den gemeinsamen Strombezug aller Nachfrager bedingt, sondern durch die Höhe der Leistung einzelner Abnehmergruppen. Daher wird vorgeschlagen, die hierfür anfallenden Kosten — wie bei der französischen Tarifgestaltung — entsprechend der angeschlossenen Leistung aufzuteilen und zu ihrer Abgeltung einen Leistungspreis zu berechnen. Die Kosten für den rein individuellen technischen Anschlussteil einschliesslich Messung sind ausschliesslich durch die Höhe der angeschlossenen Last eines einzelnen Abnehmers bestimmt. Sie sind daher mit dem Leistungspreis zu einem Grundpreis zusammenzuziehen. Eine Staffelung der Preise nach regionalen Zonen ist für deutsche Verhältnisse wohl kaum erforderlich. Sie ist jedoch nach den beschriebenen Verfahren in einfacher Weise durchzuführen, indem man abschnittsweise vorgeht.

Bei den Erörterungen hatte man zunächst keine Reserve vorgesehen. Praktisch sind die Kosten hierfür reine Fixkosten, da die Reserve normalerweise nicht an der Produktion teilnimmt. Veränderliche Kosten treten nur im Störfall auf, wofür jedoch zum Ausgleich die etwa gleich hohen beweglichen Kosten der gestörten Kapazitäten ausfallen. Die Reserveleistung muss für alle Teilleistungen in gleicher Weise vorhanden sein. Man kann sie daher ebenso wie die Fixkosten für die Fortleitung und Verteilung zu den innovatorischen Grenzkosten addieren.

Als Ergebnis der Überlegungen erhält man somit Strompreise, die sich aus zwei Teilen zusammensetzen, und zwar dem Arbeitspreis und dem Grundpreis, die sich jedoch kostenmässig anders aufbauen als die bisherigen Arbeits- und Lei-

stungspreise. Es handelt sich hierbei entsprechend der saisonalen Einteilung um einen Mehrfachtarif.

Das beschriebene Preisbildungsverfahren hat gegenüber den französischen Preisen den Vorzug, dass sich ganz von selbst eine Gesamt-Kostendeckung ergibt. Nach der Theorie wird sich im allgemeinen sogar ein Überschuss ergeben, und zwar aus folgenden Gründen: Die Grenzkostenermittlung erfolgte unter der Fiktion einer Aufteilung in eine Reihe von Teilverken. Die jeweiligen innovatorischen Grenzkosten des Werks mit der ungünstigsten Benutzungsdauer bestimmen den Preis, der demnach höher liegt als die Durchschnittskosten der augenblicklichen Gesamterzeugung. Denn bei allen andern Teilkapazitäten, die schon vor der zuletzt eingesetzten Kapazität in Betrieb waren, ist die Benutzungsdauer grösser als bei dieser. Der über die innovatorischen Grenzkosten hinaus anfallende Überschuss kann zur Deckung der Kosten für die Verwaltung, den Vertrieb usw. dienen, die in der Rechnung nicht berücksichtigt wurden. Ausserdem sind in allen Unternehmungen noch ältere Werke vorhanden, die kostenmässig ungünstiger arbeiten als moderne, neu zu erstellende Erzeugungsanlagen. Darüber hinaus müssen neue Anlagen zukunftsgerichtet erstellt werden; sie sind somit zeitweise nicht voll ausgenutzt. Die durch diese Faktoren bedingten Verluste müssen aus dem theoretisch errechneten Überschuss ebenfalls gedeckt werden.

Die Tarifgestaltung in der Praxis

Vorweg sei bemerkt, dass in diesem Abschnitt nur die grundsätzlichen Möglichkeiten zur praktischen Tarifbildung aufgezeigt werden sollen; einzelne und genaue Berechnungen werden nicht dargestellt. Auch auf eine Staffelung der Preise nach Tarif- und Grossabnehmern muss aus Raumangel verzichtet werden.

Entsprechend der oben beschriebenen Staffelung der Preise nach der Winterspitze, der winterlichen und sommerlichen Starklast, sowie der winterlichen und sommerlichen Schwachlast, ist für die Messung ein Dreifachtarifzähler erforderlich. Die tageszeitliche Differenzierung kann für den Sommer und für den Winter verschieden vorgenommen werden; es ist lediglich eine Umstellung der Schaltuhren erforderlich. Das erste Zählwerk zählt somit die Spitzenkilowattstunden, das zweite die Starklastkilowattstunden und das dritte die Schwachlastkilowattstunden. Die Spitzenkilowattstunden werden nur für die Zeit der tatsächlichen Winterspitze zum Spitzenpreis berechnet, für die übrige Zeit werden sie nach dem Starklastpreis in Rechnung gestellt. Somit sind fünf Preise zu ermitteln: der Spitzenpreis, der Starklastwinterpreis, der Starklastsommerpreis, der Schwachlastwinterpreis und der Schwachlastsommerpreis. Eine besondere Berücksichtigung des Sonntagsbezugs ist schwierig, es sei denn, dass eine Netzkommandoanlage vorhanden ist, mit der die Zählwerke zentral gesteuert werden können. Für diesen Fall kann man die verschiedenen Tarifzeiten allgemein je nach Last beliebig schalten.

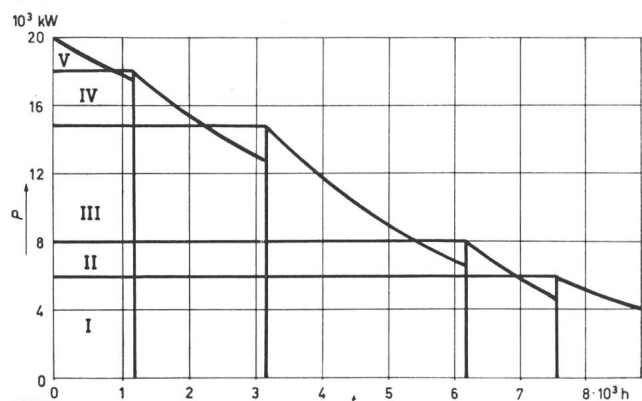


Fig. 4
Geordnete Leistungskurve der fiktiven Teilkapazitäten I bis V
P Belastung
t Benutzungsdauer

Die Tageszeiten müssen den einzelnen Preisen — wie schon geschildert — unter sorgfältiger Abwägung der jeweiligen Nachfrageintensität zugeordnet werden. Dabei erhält man entsprechend der Anzahl der Preise fünf Zeitzonen. Jede Zeitzone umfasst eine bestimmte Stundenzahl, die Summe dieser

Zahlen muss sich zu 8760 h addieren. Für jede Zone ist entsprechend der Leistung der einzelnen zugehörigen Stunden eine geordnete Belastungskurve zu ermitteln, die sich aus der Auflösung der geordneten Jahresbelastungskurve ergibt. Diese Teilkurven sind entsprechend der Dauer der Zonen aneinanderzureihen (Fig. 4). Hierbei erhält man eine Kurve, die mehrfach gebrochen ist, weil beispielsweise die niedrigste Leistung während einiger Spitzenstunden niedriger ist als die höchste Leistung der Starklastwinterstunden. Die für jede fiktive Teilkapazität anzusetzende Leistung ergibt sich als Differenz der Höchstlasten von zwei aufeinanderfolgenden Zeitzonen. Wenn man diesen Leistungswert durch die Menge der zugehörigen Kilowattstunden dividiert, erhält man die jeweilige Benutzungsdauer der Teilkapazität. Die Summe der Teilkapazitäten ergibt die Gesamtkapazität des Werks. Fig. 4 enthält eine beispielhafte Darstellung; die hier zugrunde gelegten bzw. aus der Darstellung gewonnenen Zahlen ergeben sich aus Tabelle I.

Zahlenbeispiel (vgl. Fig. 4)

Zoneneinteilung		Teilkapazität		Gesamte Kapazität MW	Mittl. Benutzungsdauer h
Bezeichnung	Dauer h/Jahr	Nr.	Grösse MW		
Sommerschwachlast	1300	I	6,0	6,0	8400
Winterschwachlast	1300	II	1,8	7,8	6400
Sommerstarklast	3080	III	7,0	14,8	4700
Winterstarklast	1880	IV	3,8	18,6	1800
Spitzenlast	1200	V	1,4	20,0	400
	8760		20,0		

Man erhält nunmehr die Preise für die einzelnen Zonen entsprechend der mittleren Benutzungsdauer der zugehörigen Teilkapazität aus einer innovatorischen Grenzkostenkurve gemäss Fig. 5. Hierbei ergeben sich folgende Werte:

	Pf/kWh
Spitzenzone	40,0
Starklastwinterzone	17,0
Starklastsommerzone	9,4
Schwachlastwinterzone	7,2
Schwachlastsommerzone	5,6

Es handelt sich hierbei um die Arbeitspreise für diejenigen Abnehmer, die unmittelbar vom Ende des gemeinsamen Netzes aus beliefert werden. Für Lieferungen vom halbindividuellen Netz aus ergibt sich zusätzlich ein Leistungspreis. Als halbindividuell kann man das Niederspannungsnetz ansehen; je nach örtlichen Verhältnissen kann aber auch eine andere Regelung zweckmässig sein. Auf die Durchführung einer Berechnung der Leistungspreise soll verzichtet werden. Die Verteilung kann entsprechend dem früher Gesagten erfolgen. Zu dem so errechneten Leistungspreis sind noch je Abnehmer die Kosten für die Messanlage zu addieren. Die Summe dieser beiden Werte ergibt den Grundpreis.

Die Kostendegression auf Grund des Bezugs einer grösseren Menge von Seiten eines einzelnen Abnehmers kommt in den Preisen nicht zum Ausdruck. Das ist theoretisch auch nicht möglich, da der Grenzkostenpreis nicht auf den absoluten Mengen eines Betriebes oder eines Abnehmers, sondern auf den fiktiven Teilkapazitäten der Werke und deren Benutzungsdauer aufgebaut ist. Man kann die Mengendegression berücksichtigen, indem man, ausgehend von einem mittleren Mengenbezug, Grossabnehmern einen Rabatt einräumt und den Kleinabnehmern einen entsprechenden Zuschlag berechnet.

Für Abnehmer, die auf eine garantierte Belieferung verzichten, ist es gerechtfertigt, den saisonal niedrigsten Preis zu berechnen, und zwar für sämtliche Stunden des Tages. Diese Abnehmer verursachen nämlich keine Spitzen und ermöglichen dadurch in der Theorie eine volle Ausnutzung der Anlagekapazität. Ihre Nachfrage wirkt sich so aus, als ob die Eigenschaft der Nichtspeicherbarkeit des elektrischen Stroms nicht vorhanden wäre. Theoretisch könnte man sogar noch niedrigere Preise rechtfertigen, da für diese Abnehmer auch das Erfordernis der kostenverursachenden Reservevorhaltung entfällt.

Für Reservevorhaltung und Aushilfslieferungen bei Vorhandensein von abnehmereigenen Erzeugungsanlagen kann man die errechneten Grenzkostenpreise nicht verwenden, da der Reservefall möglicherweise während eines ganzen Jahres überhaupt nicht eintritt. Man muss hier die innovatorischen Grenzkosten für die Fixkosten getrennt bestimmen und als Fixpreis je kW in Rechnung stellen. Wenn man eine grössere Anzahl von Reserveabnehmern angeschlossen hat, kann man entsprechend der durchschnittlichen Wahrscheinlichkeit des Eintretens des Reservefalls die Leistungskosten entsprechend herabsetzen.

Bei der Masse der Tarifabnehmer²⁾ mit ihren kleinen Bezugsmengen wird das Anbringen eines Dreifachtarifzählers unwirtschaftlich. Gegebenenfalls muss man sich hier mit einem Zweifachtarifzähler oder auch einem Einfachtarifzähler begnügen. Die saisonale Preisdifferenzierung kann in jedem Fall erhalten bleiben. Für einen Zweifachtarifzähler ergeben sich vier Preise, nämlich je ein Sommer- und Winter-Starklast- und Schwachlastpreis. Bei einem Einfachtarifzähler lassen sich nur noch zwei Preise verwirklichen, der Sommer- und der Winterpreis. Eine tageszeitliche Staffelung ist für diesen Fall nicht mehr möglich, es muss dann ein Mittelwert gesucht werden, entsprechend der Wahrscheinlichkeit, mit der diese Abnehmer innerhalb der verschiedenen Tageszeiten mit ihrer Nachfrage auftreten. Nach der oben aufgeführten Preiseinteilung mit fünf Preisen würde sich grössenordnungsmässig etwa ein Sommerpreis von 8,5 und ein Winterpreis von etwa 17 Pf/kWh ergeben. Der Verzicht auf eine tageszeitliche Differenzierung bedeutet allerdings eine Verfälschung der Grenzkostenpreisbildung; der Zusammenhang zwischen Grenzkosten und Nachfrage wird weitgehend aufgegeben.

Anstelle einer Preisdifferenzierung nach Sommer- und Winterpreis könnte man bei Kleinabnehmern aber auch eine Differenzierung nach Mengenzonen vornehmen. Bei einem Haushaltabnehmer würde z. B. für die ersten 20 kWh Monatsabnahme entsprechend der wahrscheinlichen Lichtstromabnahme der Spitzenpreis bzw. der jeweilige Starklastpreis, für die nächsten 180 kWh/Monat entsprechend der wahrscheinlichen Wärmestromabnahme der jeweilige Starklastpreis und für alle Kilowattstunden darüber hinaus der Schwachlastpreis anzusetzen sein. Für einen vollelektrifizierten Haushalt mit einer jährlichen Abnahme von 3600 kWh ergeben sich damit etwa folgende Kosten für den Strombezug:

20 kWh × 4 Monate × 40 Pf . . .	32,00 DM
20 kWh × 2 Monate × 17 Pf . . .	6,80 DM
20 kWh × 6 Monate × 9,4 Pf . . .	11,28 DM
180 kWh × 6 Monate × 17 Pf . . .	183,60 DM
180 kWh × 6 Monate × 9,4 Pf . . .	101,52 DM
100 kWh × 6 Monate × 7,2 Pf . . .	43,20 DM
100 kWh × 6 Monate × 5,6 Pf . . .	33,60 DM
Summe	412,00 DM

Bei einem angenommenen monatlichen Leistungspreis von 0,50 DM je angeschlossenes Kilowatt und einem Anschlusswert von 15 kW ergibt sich ein

monatlicher Grundpreis von . . .	7,50 DM
zuzüglich Entgelt für Messung . . .	0,50 DM
Summe je Monat	8,00 DM
Summe je Jahr	96,00 DM
Gesamtenergierechnung:	
Stromkosten	412,00 DM
Leistungskosten	96,00 DM
Summe je Jahr	508,00 DM

²⁾ Detailabnehmer.

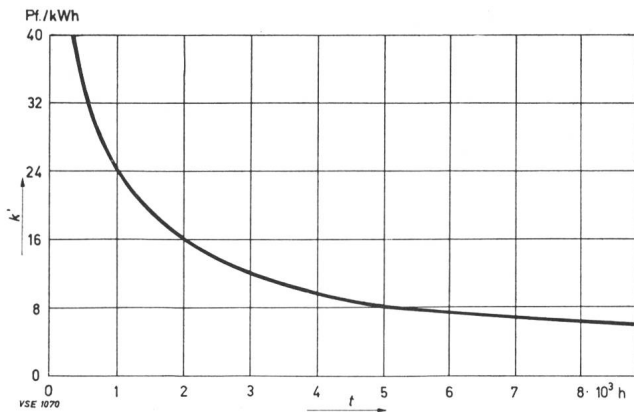


Fig. 5

Innovatorische Grenzkosten in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer

K' innovatorische Grenzkosten
 t Benutzungsdauer

Durchschnitt je kWh 508,00 DM : 3600 kWh = 14,1 Pf.

Die Rechnung wurde gezeigt, um ein grössenordnungsmässiges konkretes Ergebnis bezüglich der Auswirkungen der an den Grenzkosten orientierten Preise zu erhalten. Besonders auffällig ist die grosse Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Preis. Das beruht darauf, dass bei der Ermittlung dieser Preise etwa die derzeitigen üblichen Belastungsverhältnisse zugrunde gelegt wurden. Tatsächlich würden sich bei einer derartig starken, fast prohibitiv erscheinenden Staffelung anstelle der bisherigen Spitzen möglicherweise Belastungstäler ergeben. Nach dem bereits früher Gesagten müssen aber Angebot und Nachfrage aufeinander abgestimmt werden, so dass im Endergebnis die Preisunterschiede wahrscheinlich erheblich geringer werden. Die errechneten Preise zeigen aber eindrucksvoll, wie das Kostenverhalten eines Elektrizitätswerkes bei der derzeitigen Belastungskurve aussieht und lassen darüber hinaus erkennen, in welchem Mass sich durch eine Preisorientierung an den Grenzkosten die Nutzungsdauer erhöhen und damit die Durchschnittskosten senken lassen.

Schluss

Die vorstehenden Ausführungen erheben keinen Anspruch darauf, eine vollständige Lösung aller Preisprobleme in der Elektrizitätswirtschaft gebracht zu haben. Es sollte lediglich ein neuer Weg für eine volkswirtschaftlich sinnvolle Preisgestaltung gezeigt werden. Ausserdem sollte dargelegt werden, wie die Grenzkostenpreisbildung grundsätzlich in die Praxis umgesetzt werden kann. Es bleibt eine grosse Zahl von einzelnen, praktischen Problemen zu lösen. Wenn sich viele Gedankengänge, insbesondere bei Kleinabnehmern, technisch-wirtschaftlich nicht verwirklichen lassen, so ist es doch, um mit den Worten von *Boiteux* zu sprechen, besser, eine überschlägige Rechnung zu machen, die auf theoretisch richtigen Erkenntnissen beruht, als eine mathematisch exakte, die auf einer falschen Grundlage zustandegekommen ist.

Kongresse und Tagungen

Tagung der UCPTÉ in München

Die Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie (UCPTÉ) hat am 9. Oktober 1959 in München ihre letzte Vollversammlung in diesem Geschäftsjahr abgehalten. Der Vorsitz der im Jahre 1951 gegründeten Vereinigung geht für die nächsten zwei Jahre an die Schweiz über. Zum Präsidenten wurde der bisherige Vizepräsident, Herr R. Hochreutiner, Direktor des Kraftwerkes Laufenburg, gewählt. Das Comité restreint wählte Herrn Dr. L. Wolf, Deutschland, zu seinem neuen Präsidenten. Das Büro der UCPTÉ setzt sich wie folgt zusammen:

R. Hochreutiner, Schweiz, Präsident
J. C. Van Staveren, Niederlande, Vizepräsident
C. Crescent, Frankreich, Ehrenpräsident

Das Sekretariat befindet sich ab Anfang 1960 in Laufenburg. An der Tagung wurden unter anderem Fragen der Intensivierung und der Liberalisierung des Stromausstausches behandelt. Die Leiter der Arbeitsgruppen berichteten über die Tätigkeit auf dem Gebiete des Betriebes von Netzen und von Wasser- und Wärmekraftwerken. Ferner wurde ein Bericht über den Verbundbetrieb und den Stromaustausch zwischen den UCPTÉ-Ländern für die Teiltagung der Weltkraftkonferenz in Madrid fertiggestellt. Die Trockenheit der letzten Monate wird es voraussichtlich für die Schweiz erforderlich machen, ihre Stromeinfuhrverträge diesen Winter voll auszuschöpfen. Die Nachbarländer werden für diesen Einfuhrbedarf in dem Masse aufkommen können, als es die Übertragungsfähigkeit der Verbundleitungen zulässt.

Unverbindliche mittlere Marktpreise

je am 20. eines Monats

Metalle

		Oktober	Vormonat	Vorjahr
Kupfer (Wire bars) ¹⁾	sFr./100 kg	305.—	279.—	295.—
Banka/Billiton-Zinn ²⁾	sFr./100 kg	988.—	987.—	915.—
Blei ¹⁾	sFr./100 kg	92.—	92.50	99.—
Zink ¹⁾	sFr./100 kg	119.50	108.50	93.—
Stabeisen, Formeisen ³⁾	sFr./100 kg	54.50	54.50	53.50
5-mm-Bleche ³⁾	sFr./100 kg	54.—	54.—	55.—

¹⁾ Preise franko Waggon Basel, verzollt, bei Mindestmengen von 50 t.
²⁾ Preise franko Waggon Basel, verzollt, bei Mindestmengen von 5 t.
³⁾ Preise franko Grenze, verzollt, bei Mindestmengen von 20 t.

Flüssige Brenn- und Treibstoffe

		Oktober	Vormonat	Vorjahr
Reinbenzin/Bleibenzen ¹⁾	sFr./100 kg	37.—	37.—	40.—
Diesöl für strassenmotorische Zwecke ²⁾	sFr./100 kg	35.15	35.15	36.15
Heizöl Spezial ²⁾	sFr./100 kg	16.15	16.15	16.—
Heizöl leicht ²⁾	sFr./100 kg	15.45	15.45	15.20
Industrie-Heizöl mittel (III) ²⁾	sFr./100 kg	12.10	12.10	12.20
Industrie-Heizöl schwer (V) ²⁾	sFr./100 kg	10.90	10.90	11.—

¹⁾ Konsumenten-Zisternenpreise, franko Schweizergrenze Basel, verzollt, inkl. WUST, bei Bezug in einzelnen Bahnkesselwagen von ca. 15 t.
²⁾ Konsumenten-Zisternenpreise (Industrie), franko Schweizergrenze Buchs, St. Margrethen, Basel, Genf, verzollt, exkl. WUST, bei Bezug in einzelnen Bahnkesselwagen von ca. 15 t. Für Bezug in Chiasso, Pino und Iselle reduzieren sich die angegebenen Preise um sFr. 1.—/100 kg.

Kohlen

		Oktober	Vormonat	Vorjahr
Ruhr-Brechkok I/II ¹⁾	sFr./t	105.—	105.—	136.—
Belgische Industrie-Fettkohle				
Nuss II ¹⁾	sFr./t	81.—	81.—	99.50
Nuss III ¹⁾	sFr./t	78.—	78.—	99.—
Nuss IV ¹⁾	sFr./t	76.—	76.—	97.—
Saar-Feinkohle ¹⁾	sFr./t	72.—	72.—	82.50
Französischer Koks, Loire ¹⁾	sFr./t	124.50	124.50	139.—
Französischer Koks, Nord ¹⁾	sFr./t	119.—	119.—	136.—
Polnische Flammkohle				
Nuss I/II ²⁾	sFr./t	88.50	88.50	96.—
Nuss III ²⁾	sFr./t	82.—	82.—	93.—
Nuss IV ²⁾	sFr./t	82.—	82.—	93.—

¹⁾ Sämtliche Preise verstehen sich franko Waggon Basel, verzollt, bei Lieferung von Einzelwagen an die Industrie.
²⁾ Sämtliche Preise verstehen sich franko Waggon St. Margrethen, verzollt, bei Lieferung von Einzelwagen an die Industrie.

Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Bahnhofplatz 3, Zürich 1, Postadresse: Postfach Zürich 23, Telefon (051) 27 51 91, Postcheckkonto VIII 4355, Telegrammadresse: Electrunion Zürich.

Redaktor: Ch. Morel, Ingenieur.

Sonderabdrucke dieser Seiten können beim Sekretariat des VSE einzeln und im Abonnement bezogen werden.