Optimale Netzbewirtschaftung mit Rundsteuerung und Tarifen : Untersuchung und Massnahmen bei einem Gemeindeverteilwerk

Autor(en): **Mauch, S. / Staufer, H.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **76 (1985)**

Heft 22

PDF erstellt am: **28.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-904712

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Optimale Netzbewirtschaftung mit Rundsteuerung und Tarifen

Untersuchung und Massnahmen bei einem Gemeindeverteilwerk

S. Mauch und H. Staufer

Ausgeprägte Belastungsspitzen während der Niedertarifzeit veranlassten die Elektrizitäts-Genossenschaft Oberlunkhofen, eine sorgfältige Istzustandsanalyse inkl. Geräteerhebung in ihrem vorwiegend durch private Haushalte geprägten Versorgungsgebiet durchzuführen. Aufgrund dieser Untersuchungen wurde inzwischen das Rundsteuerungssystem optimiert und die Tarifstruktur angepasst. Der Beitrag beschreibt das gewählte Vorgehen und die getroffenen Massnahmen.

L'existence de pointes de charge prononcées durant la période de bas tarif a incité la Coopérative électrique d'Oberlunkhofen à faire une analyse précise de la situation réelle (recensement des appareils inclus) dans sa zone de distribution qui compte surtout des ménages privés. A la suite de ces enquêtes, le système de télécommande centralisé a été amélioré et la structure tarifaire adaptée. L'article décrit la méthode employée et les mesures prises.

Adressen der Autoren

Samuel Mauch, INFRAS, Infrastrukturplanung, Umwelt- und Wirtschaftsfragen, 8002 Zürich
Helmut Staufer, Vorstandsmitglied Elektra-Genossenschaft, 8917 Oberlunkhofen

1. Problemlage und Vorgehen

Im Gegensatz zu früher verrechnet heute das Aargauische Elektrizitätswerk (AEW) den Wiederverkäufergemeinden Bezugsspitzen durchgehend über 24 Stunden; also auch solche, die nachts – in der Niedertarifzeit – auftreten. Nach einer Übergangsperiode werden seit 1984 die Nachtspitzen zu 100% angerechnet.

Dies verursacht der Elektra-Genossenschaft Oberlunkhofen (EGO) erhebliche Mehrkosten, weil in ihrem Gebiet die Belastungsspitze regelmässig in der Niedertarifzeit auftritt – wie übrigens bei vielen anderen Gemeindewerken auch.

Diese Ausgangssituation war einer der Anlässe für eine Untersuchung mit dem Ziel, Massnahmen im Bereich Rundsteuerung und Tarifierung zu entwickeln, die zu einer unternehmerisch und energiewirtschaftlich optimalen Bewirtschaftung und Erneuerung (und Ausbau) des Verteilnetzes führen. Die Aufgabe wurde im Rahmen eines externen Auftrages in Zusammenarbeit mit den Organen der EGO bearbeitet. Erste Massnahmen wurden im Frühjahr 1985 von der Generalversammlung auf Antrag des Vorstandes beschlossen. Von diesen Massnahmen werden eine Reduktion der Maximallast und verursachergerechte Tarife erwartet. Die Untersuchung umfasst die folgenden Schritte:

a) *Geräteerhebung:* Im Rahmen der normalen Zählerablesungen im Jahre 1983/84 wurde erhoben, wie die verschiedenen Haushalte und Gewerbebetriebe mit wichtigen elektrischen Geräten und Installationen ausgerüstet sind. Die Erhebung wurde auf einem PC-Datenbanksystem ausgewertet, das auch für die rollende Planung weiterverwendet werden soll. Das ergab eine erste Basis zur Abschätzung und Interpretation von Laststrukturdaten.

b) *Lastgruppenmessungen:* Durch Ein/Aus-Betätigungen einzelner Rundsteuerungsgruppen wurde ein Grobüberblick über die Lastzusammensetzung zu verschiedenen Tages- und Wochenzeiten im Winter 1983/84 erhoben.

c) *Laststreifenanalyse:* Die Tagesganglinien des wichtigsten Trafos (Dorf) für verschiedene Wochentage, Tageszeiten, Monate usw. wurden qualitativ sowie quantitativ statistisch ausgewertet und anhand der vorgegebenen Sperr- und Freigabezeiten der Rundsteuerungsgruppen interpretiert.

d) *Optimierung Rundsteuerungsschema:* Aufgrund der Resultate der Schritte a) bis c) war es möglich abzuschätzen, mit welchen Modifikationen des Rundsteuerungsregimes (und evtl. anderen Massnahmen) die heute regelmässig auftretenden und wahrscheinlichen Lastspitzen in noch vorhandene Lasttäler verlagert werden können, ohne gleichzeitig ebenso grosse neue Spitzen zu anderen Zeiten auszulösen.

e) *Beurteilung und approximative Analyse der Kostenstrukturen als Teilgrundlage für Tarife:* Kostenstrukturen für den Bezug sowie die Produktion und Transmission von Energie und Leistung einerseits und für die Niederspannungsverteilung durch die EGO andererseits bilden zusammen mit den Netzauslastungsdaten die wesentlichste Basis für das Festlegen von kostengerechten und verursacherorientierten Tarifstrukturen.

f) *Folgerungen und Empfehlungen:* Abschliessend wurden aus den durchgeführten Analysen Folgerungen abgeleitet und Massnahmen vorgeschlagen.

2. Netzbelastungsanalysen

2.1 Das EGO-Versorgungsgebiet und die Entwicklung bis heute

Die EGO ist eine Dorfgenossenschaft und bezieht den Strom als Wiederverkäufer vom AEW – vorläufig noch – als Niederspannungsbezüger über fünf Trafostationen. Sie versorgt im Gemeindegebiet etwa 300

Haushalte[1] sowie einige Dutzend Betriebe (vorwiegend Gewerbe und Landwirtschaft) und öffentliche Verbraucher. Die Verbraucherstruktur ist also massgeblich durch private Haushalte geprägt. Unter dem siedlungsmässigen Einfluss der sich ausdehnenden Agglomeration Zürich sah die Gemeinde in den letzten 15 Jahren eine rege Bautätigkeit mit einer Zunahme der Bevölkerung von 550 auf 850.

Figur 1 zeigt die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauches und Figur 2 diejenige der jährlichen Maximallast. Die maximale Nachtlast wird erst seit 1981 gemessen; Figur 2 zeigt aber deutlich, dass diese regelmässig höher ist als die maximale Taglast und dass dies wohl auch vor 1981 so war. Aus Figur 1 ist erkennbar, dass ab etwa 1976 der Niedertarifverbrauch deutlich rascher zugenommen hat als der HT-Verbrauch.

Das Verhältnis zwischen NT- und HT-Verbrauch lag bis 1976 immer etwa bei 1,0, ist aber in den letzten acht Jahren um 40% auf 1,4 gestiegen. Figur 3 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Ankaufspreise (Niederspannung) vom AEW und der Endverkaufspreise. Sie zeigt, dass der Kostenanteil der NS-Verteilung durch die EGO immer etwa um 25–30% des gesamten Endverkaufspreises betrug.

Fig. 1
Entwicklung des Elektrizitätsverbrauches in Oberlunkhofen

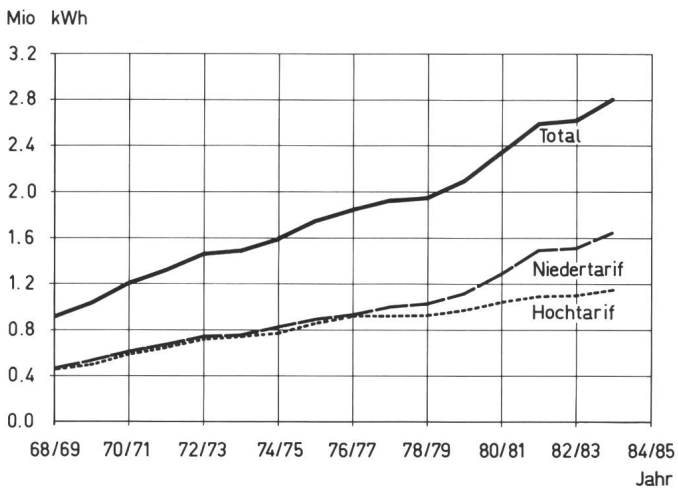
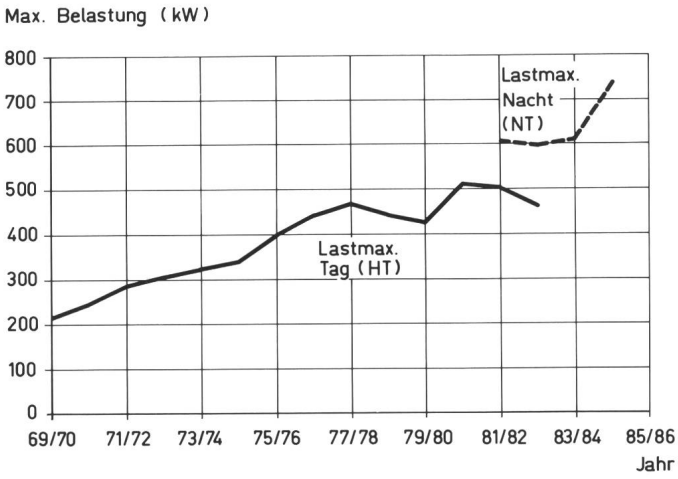


Fig. 2
Entwicklung der maximalen Leistungsspitze im EGO-Netz (nur Trafo «Dorf» ist kontinuierlich gemessen; die übrigen Trafos mit Max.-Zähler. Trafo «Dorf» hat gut 50% der Gesamtlast)



2.2 Struktur der Anschlusswerke

Die Istzustandserhebung hat zu einer Schätzung der Struktur der im EGO-Gebiet vorhandenen Anschlussleistungen geführt. Sie ist in Tabelle I dargestellt und zeigt, dass Haushaltlasten wie Kochherde, Wasch- und Abwaschmaschinen dominieren. Die Summe der Anschlusswerte der Boiler und Elektroheizungen ist, gemessen am Gesamttotal, nicht sehr hoch. Es gilt aber zu beachten, dass die aufgeführten Verbrauchergruppen stark unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktoren aufweisen. Ein weiteres wichtiges Merkmal ist die Struktur derjenigen Geräte, die sich ohne erhebliche Nachteile mit der Rundsteuerung während der Spitzenlastzeiten «sperren» lassen, wie zum Beispiel Boiler, Speicherheizungen und zum Teil Waschmaschinen, Grundwasserpumpen, Saunas usw. Die Summe aller Anschlusswerte beträgt rund 5500 kW oder 6,5 kW pro Einwohner. Interessant ist, dass die maximale Leistung nur etwa 13% dieses Wertes beträgt.

[1] etwa 850 Einwohner und 170 Arbeitsplätze.

Grobüberblick über die Summe der installierten Leistungen verschiedener Bezüger- und Gerätegruppen

Tabelle I

Gruppe	Anzahl	Summe der angeschlossenen Leistungen
1 Waschmaschinen	180	800
2 Geschirrspüler	220	700
3 Boiler	80	280
4 Elektroheizungen	7	150
5 Umwälzpumpen von Ölheizungen	200	100
6 Wärmepumpen	7	44
7 Wäschetrockner	51	
8 Tiefkühler und Kühlschränke	300	40
9 Sauna	12	100
10 mobile Heizöfeli	50	100
11 Lichtinstallationen	280	400
12 Kochherde und weitere Haushaltgeräte	280	2600
13 Gewerbebetriebe (ohne Boiler und Kühlgeräte)	10	400
14 Strassenbeleuchtung		10,4
15 Pumpwerke Wasserversorgung	2	84
Summe aller angeschlossenen Leistungswerte (kW)		5500–6000

2.3 Netzbelastungsanalysen: Ganglinien und Laststruktur

Im Hinblick auf die Optimierung des Rundsteuerungssystems wurden die Tagesganglinien eines ganzen Wintermonates statistisch ausgewertet, und zwar getrennt für die drei Rund-

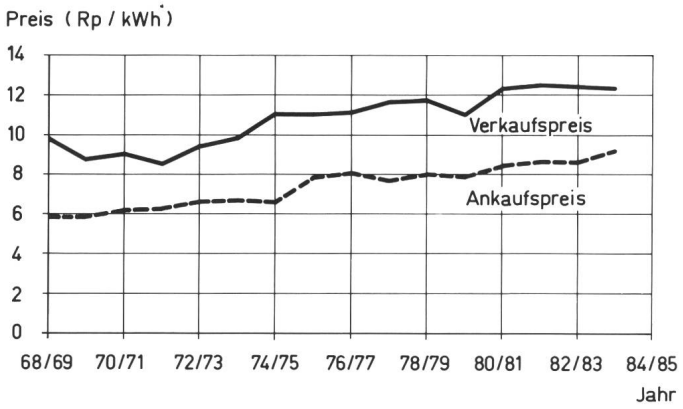


Fig. 3
Entwicklung der durchschnittlichen Ankaufs- und Verkaufspreises (beim Ankauf sind die Leistungspreise mit eingerechnet)

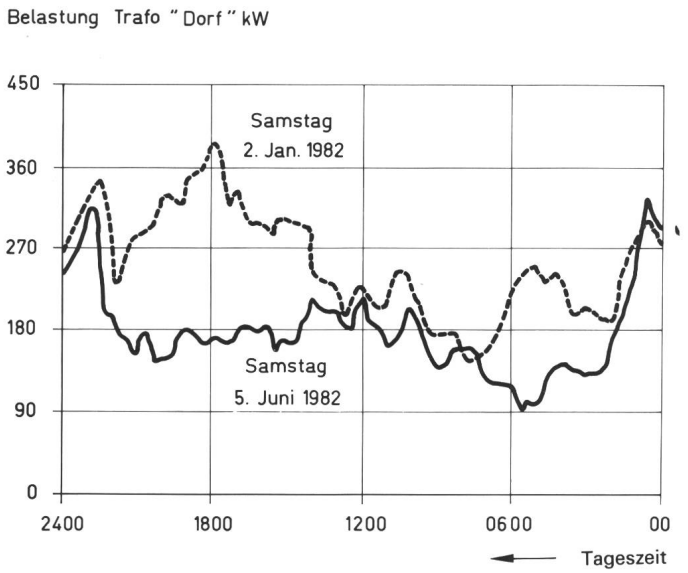
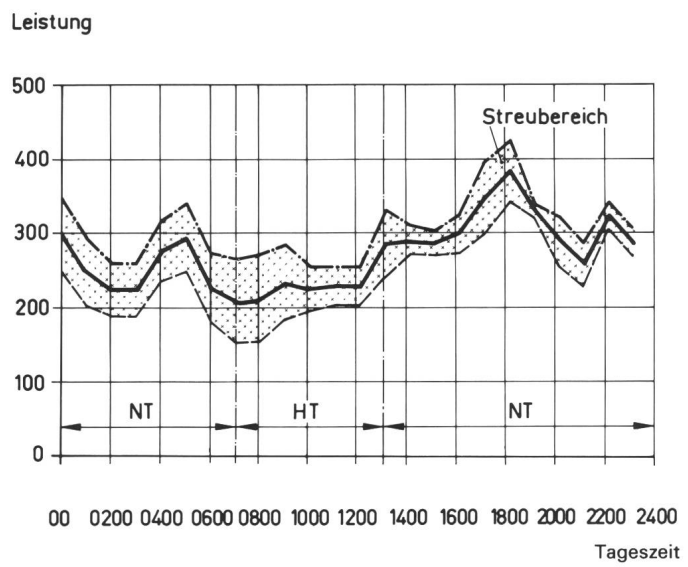


Fig. 4
Gemessene Ganglinien der Belastung am Trafo «Dorf»: Vergleich der Belastung zwischen Sommer und Winter, je am Beispiel eines Samstages im Januar und im Juni 1982

steuerungs-Zeitblöcke mit separatem Rundsteuerungsregime: Montage bis Freitage, Samstage und Sonntage. Für die Auswertung wurde der Januar 1982 gewählt.[2] Es ist bekannt, dass und warum bei uns die Wintermonate kritisch sind für die Dimensionierung der Stromversorgung wie auch für die Tarifierung. Figur 4 zeigt den Vergleich der Belastungskurve für je einen Samstag im Januar und im Juni 1982.

Figur 5 zeigt das Resultat der statistischen Ganglinienauswertungen für den Monat Januar 1982 am Beispiel der Samstage. Es ist daraus ersichtlich, dass die grösste Belastung während der NT-Zeit abends um 18–19 Uhr auftritt und dass ganz generell die Belastung während der NT-Zeit höher ist als während der HT-Zeit, die am Samstag von 7–13 Uhr dauert. Diese Situation ist nicht befriedigend. Der Vergleich der Ganglinienauswertungen mit den zugehörigen Rundsteuerungsprogrammen bildete einen Teil der Basis, aufgrund welcher die Vorschläge für die Anpassung der Rundsteuerungssperr- und -freigabezeiten abgeleitet wurden. Der zweite Teil bestand aus Daten über die Lastzusammensetzung zu bestimmten «Maximallast-verdächtigen» Zeiten. Diese – allerdings sehr beschränkte – Datenbasis wurde erzeugt, indem an verschiede-

[2] Es wäre wünschbar, diese Datenbasis auf mehrere Monate auszudehnen, evtl. auf die Monate Januar und Februar während 2–3 Jahren.



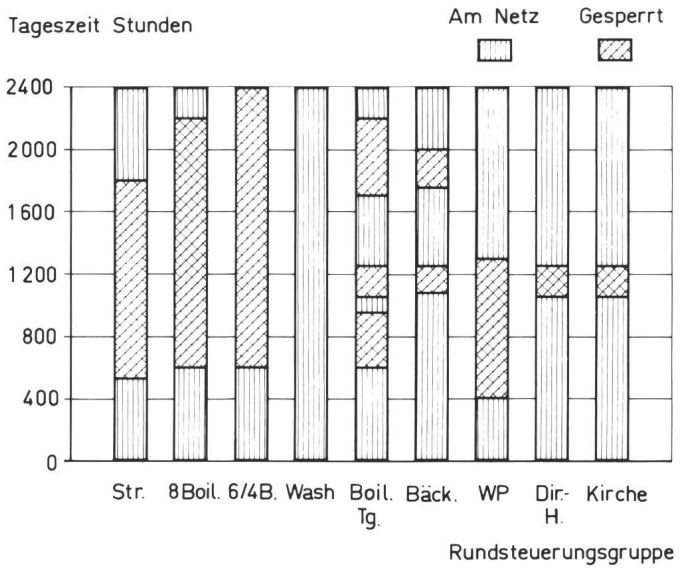


Fig. 5 Samstagsbelastung Trafo «Dorf» im Januar 1983: Die linke Figur zeigt die statistische Auswertung der Tagesganglinien (Mittelwert und Standardabweichung nach oben und unten). Die rechte Figur zeigt die an Samstagen gültigen Rundsteuerungszeiten

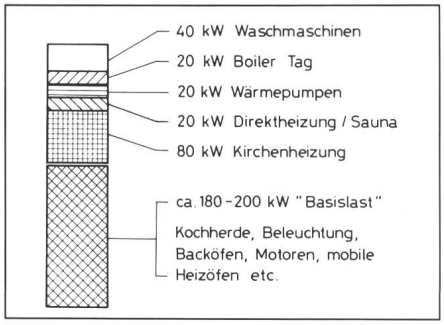
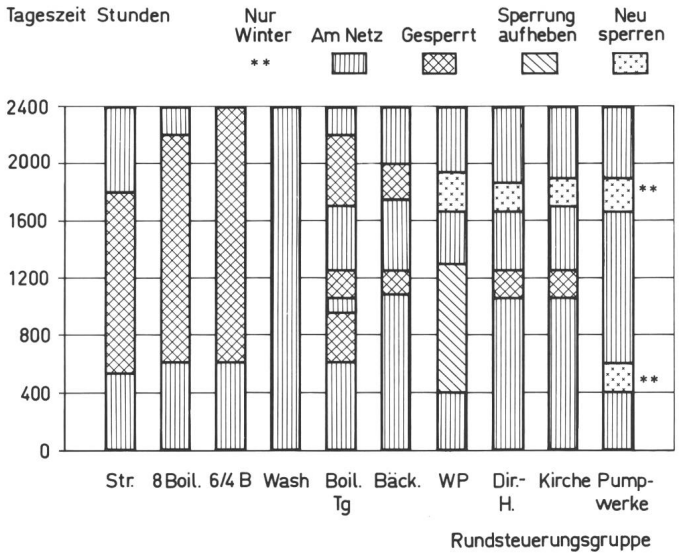


Fig. 6 Trafo «Dorf» Oberlunkhofen. Leistungsmessungen am 18. Februar 1984, 16 bis 17 Uhr. (Gleichzeitig waren zu dieser Zeit die ⅘- und die 8-Std.-Boiler seit etwa 10 Stunden gesperrt. Die Entsperrung der 8-Std.-Boiler und Speicherheizungen brachte 60 kW; und die der ⅘-Std.-Boiler 80 kW ans Netz. Aussentemperatur: etwa -2 °C.)

Fig. 7 Vorschläge für die Optimierung der Rundsteuerungszeiten Samstag



nen Wintertagen nach einem vorgeplanten Untersuchungsprogramm der Reihe nach einzelne Rundsteuerungsgruppen aus- und wieder eingeschaltet wurden. Die dadurch verursachten Lastveränderungen wurden registriert und ausgewertet. Figur 6 zeigt eine Schätzung der Lastzusammensetzung am gemessenen Trafo «Dorf».

Die für die Untersuchung angewandten Mess- und Auswertungsmethoden wurden mit sehr geringem Aufwand durchgeführt. Sie erlauben bei den üblichen, in Trafostationen verfügbaren messtechnischen Voraussetzungen nur relativ grobe Schätzungen der Laststruktur. Es ist vorgesehen, das Verfahren noch weiter zu verfeinern und zuverlässiger zu machen (ohne den Aufwand erheblich zu vergrössern), so dass es sich auch regelmässig im Rahmen von Erfolgskontrollen und rollender Planung wirtschaftlich anwenden lässt.

3. Optimierung des Rundsteuerungssystems

Aus den statistischen Lastanalysen des Haupttrafos für den Monat Januar 1982 wurden sechs Spitzenlastzeiten ausgewertet, deren Merkmale in Tabelle II zusammengefasst sind. Dabei fällt auf, dass keine einzige der Lastspitzen in der Hochtarifzeit liegt.

Aufgrund der Resultate gemäss Tabelle II und der geschätzten Lastzusammensetzung wurden nun die Sperr- und Freigabezeiten der verschiedenen Rundsteuerungsgruppen so angepasst, dass Spitzenlasten gebrochen und in Zeitblöcke mit geringerer Belastung verschoben werden. Dazu konnte natürlich nicht über alle Zählergruppen gleichermassen verfügt werden. Man kann zum Beispiel die Strassenbeleuchtung nicht gut von der Nacht auf den Tag verlegen, um die Nachtspitze zu brechen. Primär wurde die zeitliche Flexibilität von Boilern[3] und Speicherheizungen benutzt, wobei aber auch hier darauf geachtet werden muss, dass genügend Aufladezeiten über einen 24-Stunden-Zyklus gewährleistet bleiben. Die Sperrzeiten der Pumpen für die Wasserversorgung müssen natürlich den Betriebs- und Sicherheitsanforderungen Rechnung tragen. Figur 7 zeigt die Vorschläge zur Modifikation des Rundsteuerungssystems, um die Belastungsspitzen ① und ⑤ am Samstag zu dämpfen. Im gleichen Zuge wurden die Freigabezeiten der Wärmepumpen tagsüber wesentlich liberalisiert[4], wie Figur 7 zeigt. Weiter wird – auf Anregung vereinzelter Haushalte – noch geprüft, ob die gegenwärtige Sperrung der Waschmaschinen von 10.30 bis 12.30 Uhr an Montagen bis Freitagen im Sommer aufgehoben werden könnte.

4. Verursacherorientierte Tarife

Die EGO ist als Unternehmen bestrebt, neben der Rundsteuerung auch die Tarifstrukturen so zu gestalten, dass sie unter anderem zu einem möglichst wirtschaftlichen Betrieb des Versorgungssystemes beitragen. Mit verursachergerechten Tarifen werden auch zukünftige Netz- und Beschaffungskosten berücksichtigt, was dazu beiträgt, dass sowohl Elektrizität wie auch Investitions- und Betriebsmittel optimal eingesetzt werden.

Gemeinsam mit den Untersuchungen über die Netzbewirtschaftung mittels Rundsteuerung wurden die Tarifstrukturen der EGO überprüft, wobei der Haushalttarif im Vordergrund

Zusammenstellung der ermittelten Spitzenlastzeiten mit der Höhe der festgestellten Lasten (Trafo Dorf, Januar 1982). Die Jahresdauerlast betrug etwa 205 kW. Die maximale Spitze von 450 kW am Samstagabend beträgt also etwa 220% davon. Tabelle II

Ermittelte Lastspitzen			Höhe der Lastspitzen	
Nr.	Zeit		Mittelwert L_m kW	oberer Wert L_o* kW
①	Samstag	17–19 Uhr	390	450
②	Montag bis Freitag	22 Uhr	330	360
③	Sonntag	17–19 Uhr	320	360
④	Montag bis Freitag	5–6 Uhr	300	330
⑤	Samstag	5–6 Uhr	300	345
⑥	Sonntag	22 Uhr	300	320

* statistisch lagen noch etwa 15% der Spitzen über diesem Wert

[3] Es gibt im Rundsteuerungsprogramm drei verschiedene Boiler-Gruppen: 8-Std.-Boiler, 4/6-Std.-Boiler und sogenannte Tagboiler.

[4] Das ist auch vom Wirkungsgrad der Pumpen her sinnvoll, weil tagsüber die Temperaturen höher sind als nachts.

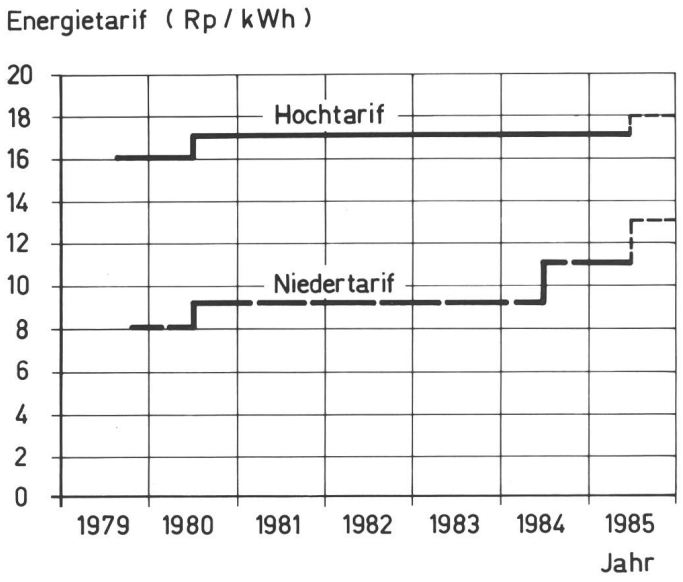


Fig. 8
Entwicklung der Hoch- und Niedertarife Elektrizität der EGO seit 1980

stand. Figur 8 zeigt, wie sich dieser Tarif in den letzten sieben Jahren entwickelte. Schon 1978 kannte die EGO ein einfaches Tarifsystem, das nur aus einem Zweizonen-Energiepreis (NT/HT) ohne Grundgebühren besteht. Inzwischen hat sich in der Praxis erwiesen, dass diese Vereinfachung auch aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht zeitgemäss war. Die verbraucherwirksamen Energiepreise können auf diese Weise näher bei den Verursacherkosten gehalten werden, während die Grundgebühr ohnehin keinen Einfluss auf das haushälterische Verbrauchsverhalten hat. Figur 8 zeigt weiter, dass bei den Tarifrevisionen schon ab 1980 regelmässig der Niedertarif spürbar mehr angehoben wurde als der Hochtarif. Bei der Tarifanpassung 1984 wurde nur der Niedertarif angehoben, so dass 1984/85 der Tarif NT = 11 Rp/kWh und HT = 17 Rp/kWh galt. Auch diese Tarifstrukturentwicklung trug den sich verändernden Kostenstrukturen vergleichsweise gut Rechnung[5].

Der EGO-Vorstand hatte den Genossenschaftern schon 1983/84 in Aussicht gestellt, bei der Tarifrevision 1985 grundsätzlich vorzugehen und den heute vorhandenen elektrizitätswirtschaftlichen Verhältnissen und Kostenstrukturen möglichst gut und begründet Rechnung zu tragen. So sei unter anderem zu prüfen, ob der EGO-Tarif nicht zwischen Winter und Sommer abzustufen sei. Die EGO kaufe Elektrizität vom AEW ja schon lange billiger im Sommer und teurer im Winter, und diese Kostenverhältnisse seien heute noch ausgeprägter als früher.

Bei der Bearbeitung der Tarifrevision wurde deshalb wie folgt vorgegangen: Für die Umlegung der Verursacherkosten auf Elektrizitätstarife der EGO wurde ein Vierzonentarif ohne Grundgebühren angenommen, das heisst ein Tarifsystem, das je im Winter und im Sommer einen Hoch- und einen Niedertarif in Rp./kWh enthält. Konkrete Werte für die vier Tarifelemente wurden dann aufgrund verschiedener Annahmen und Methoden ermittelt:

- über die kostengerechte Umlegung der Ankaufspreise (für Energie und Leistung) auf die vier Tarifzonen;
- über die anteilsmässige Kostenverursachung bei der Verteilung im EGO-Netz in diesen Zeitzonen;
- über die verursacherorientierte Struktur von Leistung und Energie auf der Stufe Ankauf durch die EGO.

Für drei der sechs durchgerechneten Kostenumlegungsfälle fasst Tabelle III die resultierenden Vierzonentarife für Haushalte zusammen. Die Fälle 2 und 3 oben beruhen auf den aktuellen Zukaufspreisen für Energie in den vier Zeitzonen. Die Leistungskosten für den Ankauf und die Kapazitätskosten für die NS-Verteilung wurden dann im Fall 2 auf den Winterverbrauch umgelegt, und zwar unter der Annahme, dass die Lastspitze wieder in die Hochtarifzeit verschoben werden kann. Im Fall 3 ist ein Teil dieser Kapazitätskosten auch auf den Sommerverbrauch umgelegt. Die Zahlen für den Fall 6 zuunterst in Tabelle III resultieren, wenn man von den heutigen Verursacherkosten (im Sinne von Grenzkosten) von der Produktionsstufe bis auf die Endverteilstufe ausgeht, ohne den kurzfristigen Budgetausgleich in der Jahresbetriebsrechnung zu beachten.

Vergleicht man die Kostenstrukturen von Tabelle III mit der Tarifentwicklung in Figur 8, so zeigt sich, dass

Vierzonen-Energietarife für Haushalte (ohne Leistungsmessung), die nach verschiedenen Methoden der Kostenumlegung ermittelt wurden — Tabelle III

Zahlen in Rp./kWh

	Winter	Sommer	
HT	21,4	6,9	Fall 2, AEW-Leistungskosten und EGO-Netzkapazitätskosten auf Winterverbraucher umgelegt mit Gewicht HT:NT = 1:0,7
NT	15,1	4,1	
HT	18,8	10,3	Fall 3 wie Fall 2, aber ein Teil der AEW-Leistungs- und EGO-Kapazitätskosten auf Sommerverbrauch umgelegt
NT	13,0	6,1	
HT	25,5	6,7	Fall 6, Verursacherkosten von Produktions- bis Verteilstufe berücksichtigt, ohne Budgetausgleich
NT	23,8	3,7	

[5] Grundsätzlich ist es natürlich auch hier noch störend, dass der Nachttarif tiefer liegt als der Hochtarif, dass aber die maximalen Belastungen durchwegs in den Niedertarifzeiten auftreten, auch wenn die Differenz zwischen HT und NT kleiner ist als bei vielen anderen Werken.

Zusammenstellung der Tarifvorschläge für EGO-Konsumenten ohne Leistungsmessung. Nach der ersten Anpassung 1985 ist im Winter 1985/86 eine Erfolgskontrolle mit Belastungsbeobachtungen durchzuführen (Angaben in Preisen von 1984) Tabelle IV

ZEITZONE		Prozentanteil Energiebezug in Zeitzone	Energietarife Rp./kWh				
			zum Vergleich: Energieankauf vom AEW[1] 1984	Tarif ab Mai 1984	Tarifvorschläge		verursacherorientierte Idealtarife
					ab 1985[2]	ab 1986, evtl. 1987	
WINTER	HT	23%	8,9	17	18	20	22–25
	NT	33%	5,4	11	13	15	19–23
SOMMER	HT	19%	6,9	17	15	12	5–7
	NT	25%	4,1	11	9	7	3–4
gewichteter Durchschnitt bei Bezugsmuster 1982/83		100% = Summe	6,2	13,52	13,59	13,58	

[1] neben einem Leistungspreis von etwa 120 Fr./kW.
[2] von der GV am 8. Mai 1985 beschlossen

zwar das NT/HT-Verhältnis schon recht gut den Verursacherkosten entspricht, dass aber mit der Sommer/Winter-Differenzierung noch erhebliche Verbesserungen möglich sind. Aufgrund der erarbeiteten Resultate wurde eine Tarifrevision in zwei Schritten vorgeschlagen, wie sie in Tabelle IV dargestellt ist. Dabei ist der wesentlichste Schritt die Einführung des Vierzonentarifes. Der Vollzug dieses Schrittes ist mit den vorhandenen Zählerinstallationen wirtschaftlich möglich; das haben eingehende Gespräche mit dem Ablesedienst und der Buchhaltung ergeben. Im Frühjahr 1985 hat die EGO-Generalversammlung auf Antrag des Vorstandes die erste Tarifrevisionsetappe (18/13/15/9)[6] beschlossen und die voraussichtliche Entwicklung weiterer Etappen zur Kenntnis genommen. Zwei weitere tarifrelevante Beschlüsse wurden ebenfalls gefasst: Für bivalent/alternative Wärmepumpen durchwegs den neuen Niedertarif zu gewähren[7] und die Wintertarifzeit generell um einen Monat nach hinten zu verschieben, also auf die Periode 1. November bis 30. April. Weiter wurde darauf aufmerksam gemacht, dass die Sommer/Winter-Differenzierung der Tarife nun die bessere Wirtschaftlichkeit von Nur-Sommer-Boilern (die im Winter ausgeschaltet werden) stärker zum Ausdruck bringt.

[6] Gesamthaft bedeutet dies keine Strompreiserhöhung, die Verbilligungen im Sommer kompensieren die Verteuerung im Winter.

[7] Sofern sichergestellt ist, dass die Pumpe ab 0 °C Aussentemperatur ausgeschaltet wird.

5. Erfolgskontrollen

Die vorgeschlagenen Modifikationen der Rundsteuerungsprogramme sollen schon kurzfristig angezielte Veränderungen in der Ganglinie der Netzbelastung erzeugen[8]. Nun ist es offensichtlich unmöglich, diese Veränderung im voraus quantitativ genau zu berechnen. Das wäre nicht einmal möglich, wenn beliebig viele Messungen durchgeführt und beliebig komplizierte Rechnungen angestellt würden. Es ist deshalb im Rahmen einer guten Managementpraxis unerlässlich, konkrete Massnahmen für die Erfolgskontrolle im voraus sorgfältig zu planen und sie nach Einführung der Änderungen durchzuführen und auszuwerten. Nur im Idealfall wird man finden, dass gar keine Korrekturen nötig sind. Das Programm ist dann erfolgreich, wenn die Nacht-Maximallasten sinken und die verschobenen Lasten geringere Spitzen als bisher erzeugen[9]. Dann kann man sich in der zweiten Runde auf kleinere Anpassungen beschränken. Aber auch in diesem Fall ist es angezeigt, die Entwicklung der Belastungsganglinien periodisch zu messen und die Daten zielorientiert auszuwerten. Die Erfahrung zeigt, dass man damit Geld sparen, gleichzeitig aber auch zum haushälterischen, wirtschaftlich sinnvollen Energieverbrauch beitragen kann.

[8] Auch die Tarifrevisionen erzeugen erwartungsgemäss gewisse Veränderungen in der Nachfragestruktur; allerdings werden diese Auswirkungen kurzfristig eher gering sein und sich erst allmählich einstellen.

[9] Neubauten und Klimaeinflüsse muss man bei der Interpretation berücksichtigen.

Feller PCC. Weil jedes Land seine eigenen Sicherheitsvorschriften hat.

Klöti BSW

Feller

PCC Primary Circuit Components

Feller PCC ist weltweit die einzige Firma, die ein so umfassendes Sortiment an Primärstromversorgungs-Komponenten aus eigener Forschung, Entwicklung und Produktion anbietet. Jedes Feller PCC-Produkt erfüllt die höchsten Qualitätsansprüche und entspricht allen international wichtigen Sicherheitsvorschriften.

Feller PCC verfügt über eine der modernsten, computergesteuerten EMC-Testeinrichtungen und ist deshalb in der einzigartigen Lage, kundenspezifische Filter für jedes am Netz betriebene elektrische und elektronische Gerät zu offerieren und damit den Vorschriften entsprechend zu konzipieren.

Your first contact

Wir interessieren uns für Feller PCC. Bitte

☐ *senden Sie uns Ihren Übersichtskatalog* ☐ *nehmen Sie mit uns Kontakt auf.*

Unsere Adresse: _____

_____

z.Hd. von Herrn/Frau: _____

Einsenden an: Feller PCC, CH-8810 Horgen, Telex 53 218 (ab Herbst 85: Telex 826 926), Telefon 01/725 65 65, Telefax 01/725 70 12

Sportplatz- und Stadionbeleuchtung! Wir machen die Nacht zum Tag.

Die ATB hat all das, was es für die gezielte Realisierung einer Beleuchtungsanlage braucht: viel Erfahrung in der Lichttechnik, die Bereitschaft, mit Behörden, Sportverbänden oder Gartenbauarchitekten konstruktiv zusammenzuarbeiten, die erforderlichen Messgeräte für lichttechnische Grössen, Software und Computer für lichttechnische Berechnungen ... und nicht zuletzt: langlebige, energiesparende Lichtquellen und wartungsfreundliche Leuchten.

Die ATB ist offizieller Vertreter und Direktimporteur des grössten Lampenherstellers der Welt, der GENERAL ELECTRIC®

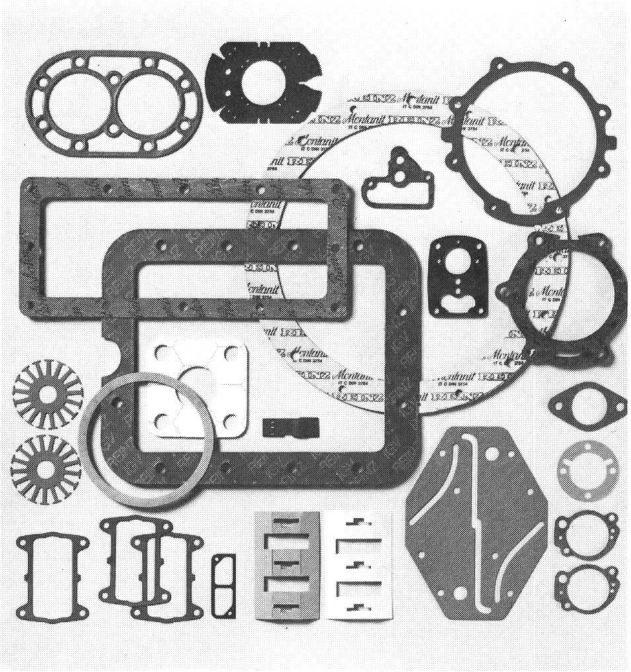
Bei ATB erfahren Sie alles über den funktionellen und ökonomischen Einsatz der General Electric-Lampen.

ATB

Aktiengesellschaft für technische Beleuchtung

Seebergstrasse 1
8952 Schlieren ZH
Tel. 01/730 77 11

Wachendorf AG, Technischer Grosshandel, 4002 Basel



Stanzteile

für viele Anwendungsbereiche, in jeder beliebigen Form aus Gummi, Kunststoff, IT-Materialien, Ölpapier, Elektroisolierstoffen und Weichmetall.

Filiale in 8404 Winterthur
Frauenfelderstrasse 21a
Tel. 052 27 20 22

Unser modern eingerichtetes Stanzwerk (vormals Pitschen AG ZH/BS) fertigt für Sie Normdichtungen sowie Dichtungen und andere Stanzteile nach Ihren Angaben.

Nennen Sie uns den Anwendungsbereich; wir beraten Sie gerne bei der Wahl des geeigneten Materials.

Wachendorf

Tel. 061 42 90 90