Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 63 (1972)

Heft: 1

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

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: 06.08.2025

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Zum Jahreswechsel

Es ist eine nette Tradition, dass der VSE seinen Mitgliedern an der Schwelle eines neuen Jahres in den «Seiten des VSE» seine Glückwünsche überbringt. Im Namen unseres Vorstandes möchte ich daher zunächst den angeschlossenen Unternehmungen wie auch dem grossen Kreis unserer Freunde, insbesondere der mit uns verbundenen Industrie, sowie den Behörden, mit denen wir in Kontakt stehen, für das neue Jahr alles Gute wünschen. Ich verbinde dies mit dem herzlichsten Dank an die grosse Zahl von Persönlichkeiten, die unserem Verband — sei es im Vorstand, in einer Kommission oder in anderer Weise — auch während des abgelaufenen Jahres ihre wertvollen Dienste zur Verfügung gestellt haben.

Der Übergang in ein neues Jahr gibt ganz natürlicherweise Veranlassung, eine Bilanz über das bisher Erreichte zu ziehen und einen Blick in die Zukunft zu werfen. Angesichts der schwerwiegenden Fragen, denen wir uns heute gegenübergestellt sehen, ist man zur Feststellung versucht, dass eine solche Standortbestimmung dieses Jahr besonders notwendig ist. Ich denke dabei nur an die Frage der Beschaffung der notwendigen Energie, an die Entwicklung der Energiekosten, an die Schwierigkeiten beim Ausbau unserer Netze und an die Beziehungen zu den Behörden. Ein Rückblick auf die letzten Jahrzehnte zeigt aber, dass die gleichen oder ähnliche Fragen und Probleme, wenn auch vielleicht nicht so ausgeprägt, sich schon verschiedentlich stellten und später jeweils eine Lösung fanden. Dies mag vielleicht mit ein Grund dafür sein, dass unsere heutigen Appelle an die Presse und an die Öffentlichkeit vielfach nicht das Echo finden, das wir bei der Wichtigkeit der Fragen erwarten. Darin liegt aber wohl eine Anerkennung an die Werke, ihre Aufgabe bisher zur Zufriedenheit gelöst zu haben, und das Vertrauen in uns, dass wir dies auch in Zukunft tun werden. Eine solche positive Haltung der Öffentlichkeit zeigte sich übrigens in einer Publikumsbefragung, die der VSE vor einiger Zeit durchführen liess. Sie soll uns ermutigen, die vor uns liegenden Probleme mit Zuversicht und Kraft anzupacken und zu lösen.

Trotzdem müssen uns gewisse Erscheinungen der letzten Zeit doch zu denken geben. Ich erwähne vor allem eine wohl aus der Hochkonjunktur und dem Wohlstand heraus zu erklärende Sorglosigkeit gegenüber Problemen, die für unser Land von grösster Bedeutung sind. Auf unserem Gebiet werden wir im kommenden Jahr alles daransetzen müssen, die Öffentlichkeit immer wieder auf die Wichtigkeit der Sicherung einer genügenden Elektrizitätsversorgung hinzuweisen. Die Elektrizitätswerke rechnen hierbei, wie auch bei der Verwirklichung ihrer Vorhaben, auf die Unterstützung von seiten der Behörden. Die sich stellenden Aufgaben, vor allem hinsichtlich der Deckung des zukünftigen Energiebedarfes, sind derart komplex, dass nur dann Aussicht auf ihre sinnvolle Lösung besteht, wenn sie gemeinsam diskutiert und angepackt werden. So hoffen wir denn zuversichtlich, dass uns das kommende Jahr bei der Meisterung unserer Probleme einen wesentlichen Schritt weiterbringt.

E. Trümpy, Präsident des VSE

Gestaltung und wirtschaftliche Dimensionierung von neuen Wasserkraftanlagen und deren Entwicklungstendenzen

Studienkommission für Wasserkraftwerke; Auszug aus Bericht III.1

Von *E. Seylaz,* Lausanne

1. Allgemeine Betrachtungen

Der Kongressbericht stellt einleitend fest, dass im Vergleich zu den für den vorhergehenden Kongress 1967 der UNIPEDE in Madrid gemachten Voraussagen im allgemeinen das als wirtschaftlich ausbauwürdig betrachtete Wasserkraftpotential kleiner geworden ist. Diese Verminderung des ausbauwürdigen Wasserkraftpotentials hat folgende drei Gründe, deren Gewicht von Land zu Land verschieden sein kann:

a) Verminderung der Gestehungskosten pro Wärmeeinheit für thermische Kraftwerke

b) Verminderung der Anlagekosten pro kW für thermische Kraftwerke

c) Erhöhung des Kapitalzinsfusses, welcher die Erzeugung von elektrischer Energie aus Wasserkraft besonders hoch belastet.

Die nachfolgende Tabelle I gibt für 13 Länder von Westeuropa die Zahlen für das Wasserkraftpotential, die Menge der hydraulisch erzeugten elektrischen Energie und den Anteil der Wasserkraft-Elektrizität am gesamten Landes-Elektrizitätsverbrauch.

2. Wirtschaftliche Gesichtspunkte für die Wahl und die Dimensionierung von Wasserkraftanlagen, welche nur elektrische Energie erzeugen

2.1. Gesichtspunkte für die Auswahl

Bei der heutigen Konjunktur und unter Berücksichtigung der noch ausbaubaren Wasserkräfte gibt es in Westeuropa zwei verschiedene Konzeptionen über die anzuwendenden Auswahl-Gesichtspunkte, nämlich:

Gruppe A, umfassend Frankreich, Irland, Italien, Polen und Schweden. In dieser Ländergruppe wurde eine gesamtwirtschaftliche Vergleichsstudie zwischen einer Wasserkraftanlage und einem vergleichbaren thermischen Kraftwerk (mit klassischen Brennstoffen oder mit Kernenergie) ausgearbeitet. Die wichtigsten derzeit in diesen Ländern verwendeten Parameter sind in der nachfolgenden Tabelle II zusammengefasst.

Gruppe B, umfassend die Länder Österreich, Norwegen, Schweiz und Spanien. In diesen Ländern wird der Gestehungspreis der aus Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie verglichen mit den Verkaufspreisen, die man während der Lebenszeit des Kraftwerks erwartet. Die wesentlichen Para-

Wasserkraft-Potential und Entwicklung des gesamten Elektrizitätsverbrauchs und des Anteils der hydraulisch erzeugten Energie in 15 europäischen Ländern

Tabelle I

Land	Hydraul. Potential		Verbrauch total			Anteil der Wasserkraftelektrizität am gesamten Landesverbrauch						
						1965		1975			1980	
	(Schätzung 1965)	(Schätzung 1969)	1965	1975 (Schätzung 1969)	1980 (Schätzung 1969)			(Schätzung 1965)	(Schätzung 1969)		(Schätzung 1969)	
Einheit	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh[1])	%[2])	TWh[1])	TWh[1])	%[2])	TWh[1])	%[2])
B. R. Deutschland	20,6	20,6	172,3	334	470	12,5	7,2	15,8	15,8	4,7	17	3,6
Finnland	16,5	17,5	14,5	30	45	9,7	66	12,3	12,5	42	14	31
Frankreich	70	63	102,2	195	280	44,6	43,5	59	58	30	62	22
Italien	63	63	80	176	255	45	56	54	54	31		
Norwegen	130	130	48,7	78	100	48,7	100	83	75	96	84	84
Österreich	43	43	22,2	34	42	15	68	27,2	23	67	27,5	65
Polen	11	12	43,8	96	138	0,8	1,8	2,5	1,8	2	3,7	3
Portugal	15	15	5,3	11	18	5,2	99	9	9	82	11	61
Schottland (GB)	6,1	3,6	16,3	37	50	3,2	20	3,8	3,4	9	3,4	7
Schweden	80	80	49,1	90	125	44	89,5	57	57	63	60	48
Schweiz	33	33	26,2	35	44	25,7	98	31,1	30,1	85	32	73
Spanien	48	43,5	31,7	88	141	20,5	65	39,6	35,5	40	38,5	27
Ungarn		4							0,2			

[1]) Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraftwerke
[2]) Prozentualer Anteil der Wasserkraftelektrizität am gesamten Landeselektrizitätsverbrauch

Für Ländergruppe A

Tabelle II

Kolonne	1	2	3	4	5
Land	Megawatt	franz. cts.	Jahre	Jahre	%
Frankreich	2×600 Öl	1,18	75	45	10
Irland	4×120 Öl	1,75	60	30	7
Italien	2×300 Öl	1,97	60	20/33	7,5
Polen	200/500 Kohle	—	100	33	12,5
Portugal	4×125 Öl	2,56	75	30	7
Schweden	2×750 Atom	0,75	50	30	7

Kol. 1 Einheitsgrösse der Bezugskraftwerke
Kol. 2 Brennstoffkosten pro kWh, Stand anfangs 1969, in *franz.* cts.
Kol. 3 Amortisationsdauer für bauliche Anlagen (65 bis 75 % der Gesamtkosten)
Kol. 4. Amortisationsdauer für mechan. u. elektrische Teile
Kol. 5 Annuität

Für Ländergruppe B

Tabelle III

Kolonne	1	2	3
Land	%	Jahre	Jahre
Österreich	5	80	25/33
Spanien	8,5	60	30
Norwegen	6	40	20
Schweiz	5,5	80	25/33

Kol. 1 Geldzinsfuss (exkl. Steuern), 1. Halbjahr 1969
Kol. 2 Amortisationsdauer für bauliche Anlagen
Kol. 3 Amortisationsdauer für mechan. und elektr. Teile

meter für diese Ländergruppe B sind in der nachfolgenden Tabelle III zusammengestellt.

2.2. Gesichtspunkte für die Dimensionierung von Wasserkraftwerken

Die Entwicklung geht eindeutig in Richtung auf eine Erhöhung der installierten Leistung und damit zusammenhängend auf eine Verminderung der jährlichen Benutzungsdauer in das Gebiet von etwa 1000 Stunden oder noch weniger bei Anlagen mit sehr grossem Gefälle. Für Laufkraftwerke mit täglichem Schwellbetrieb werden die Anlagen für eine nur während 60 bis 75 Tagen pro Jahr vorhandene Wassermenge ausgebaut. Eine Ausnahme macht hier Schweden, wo infolge der besonderen natürlichen Voraussetzungen für neue Anlagen mit einer jährlichen Benutzungsdauer von zirka 4500 Stunden gerechnet wird.

2.3. Bewertung der betrieblichen Anpassungsfähigkeit von Wasserkraftanlagen

In den Antworten aller angefragten Länder wird der Vorteil der Wasserkraftwerke, dass sie in einem Verbundnetz innert kürzester Zeit mit grosser Leistung eingesetzt werden können, einheitlich anerkannt, aber nicht zahlenmässig bewertet. Einzig aus Frankreich liegt eine Angabe vor, wonach man diesen Vorteil der Wasserkraftwerke auf 80 französische Franken pro Kilowatt Spitzenleistung schätzt. Dieser Betrag wird zum normalen Wert der Energie und der Spitzenleistung addiert.

3. Gesichtspunkte für die Modernisierung von alten Wasserkraftwerken

Die in den vorstehenden Abschnitten angegebenen Gesichtspunkte für die Auswahl und die Dimensionierung von neuen Wasserkraftwerken gelten auch für die Modernisierung von alten Wasserkraftwerken. Solche Modernisierungen werden aus folgenden Gründen vorgenommen: Automatisierung der Anlage, Verminderung des Personalbestandes, Erhöhung der installierten Maschinenleistung durch Einbau neuer Gruppen und zusätzlicher Einbau von Pumpengruppen. In den letzten 20 Jahren sind in Frankreich, Italien, Österreich, Norwegen und in der Schweiz solche Modernisierungen durchgeführt worden. Dabei wurde keine einheitliche Regel befolgt, sondern von Fall zu Fall entschieden. Für gewisse Länder, in denen der grosszügige Ausbau der Wasserkräfte erst nach dem Zweiten Weltkrieg richtig in Schwung gekommen ist, (zum Beispiel Spanien und Portugal), stellte sich bisher das Problem der Modernisierung noch nicht.

Unter den Gründen, welche für eine Modernisierung sprechen, wurden in den Antworten auf die Umfrage der Studienkommission die folgenden genannt:

a) Die Automatisierung von einzelstehenden Kraftwerken oder von einer Kraftwerkkette an einem Flusslauf mit dem Ziel der Personaleinsparung.

b) Bessere Ausnutzung der gegebenen natürlichen Verhältnisse und der verfügbaren Wassermengen durch Erhöhung der installierten Maschinenleistung.

c) Konzentration der Leistung auf die Starklast- und auf die Spitzenzeit durch Umbau der Anlage mit einer oder mit zwei modernen Maschinengruppen von grosser Einheitsleistung.

d) Verstärkung der vorstehend erwähnten Konzentration durch Einbau von Pumpengruppen.

4. Gesichtspunkte für den Ausbau von Mehrzweckanlagen

In dem Masse, wie die Zahl der noch ausbaubaren Wasserkräfte und deren Wert wegen der Konkurrenz der thermisch erzeugten Energie abnimmt, sind die Kraftwerkbesitzer immer weniger in der Lage, die Kosten zu tragen, welche durch die vielen zusätzlichen Vorteile von allgemeinem Interesse einer Wasserkraftanlage entstehen, wie Brechung von Hochwasser-Spitzen, Regulierung des Abflusses, Bewässerung von Kulturland, Verbesserung der Schiffahrtsverhältnisse usw. Da sich die Allgemeinheit über die lebenswichtige Bedeutung des Wassers in der modernen Gesellschaft immer mehr bewusst wird, sind die Staaten und die Öffentlichkeit bereit, in einem angemessenen Umfang an die Kosten von Mehrzweckanlagen beizutragen.

5. Aussichten für den Betrieb der Wasserkraftwerke in der Periode 1970/80

Der Bericht der Studienkommission stellt fest, dass der prozentuale Anteil der Wasserkraftenergie am gesamten Elektrizitätsbedarf der einzelnen Länder mit Ausnahme von Norwegen abnehmen wird (vergleiche Tabelle I).

Der Betrieb der Wasserkraftwerke wird sich in folgender Richtung entwickeln:

Die Niederdruck-Laufwerke werden wie bisher im Gesamtlastdiagramm die Grundlast fahren, aber soviel wie möglich einen Tagesschwellbetrieb durchführen.

Die Hochdruckspeicherwerke werden ihre Maschinenleistungen erhöhen, um möglichst viel elektrische Energie in der Starklastzeit und in der Spitzenzeit zu erzeugen.

Ferner besteht eine deutliche Tendenz, die Pumpspeicheranlagen zu vergrössern.

6. Einsatz von Computern

6.1. Einsatz der Computer für die Betriebsführung

Da für eine wirtschaftlich optimale Betriebsführung eines regionalen oder eines nationalen Verbundbetriebs eine grosse Anzahl von Parametern berücksichtigt werden muss, wird der Einsatz von Computern für die Betriebsführung immer notwendiger. Im Jahre 1969 (Jahr der Erhebung) wurden für diesen Zweck bereits seit mehreren Jahren in den Ländern Bundesrepublik Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich, Ungarn, Italien, Polen, Portugal, Schweden und Schweiz eine ganze Anzahl von Computern verschiedener Grösse verwendet. Einzig Norwegen mit 100 % Wasserkrafterzeugung hat dieses Hilfsmittel für die Überwachung und die Führung des Betriebs noch nicht verwendet.

6.2. Einsatz der Computer für die Auswahl und die Dimensionierung von Wasserkraftanlagen.

Im allgemeinen werden die Programme für den Ausbau und die Ausrüstung der Kraftwerke noch manuell berechnet. Immerhin werden in Frankreich, Portugal, Spanien, Schweden und Ungarn bereits Computer verwendet, um die Probleme der Optimierung zu lösen und die zu treffenden Entscheidungen zu erleichtern.

7. Schlussfolgerung

Die im Jahre 1969 von der Studienkommission durchgeführte Erhebung hat in bezug auf die voraussichtliche Entwicklung der Wasserkraftelektrizität die bereits am Kongress der UNIPEDE 1967 in Madrid gemachten Voraussagen bestätigt und bekräftigt.

Die in bezug auf den Gestehungspreis der kWh vorhandene Konkurrenz der klassischen thermischen Kraftwerke und die für 1970/80 voraussehbare Konkurrenz der Atomkraftwerke veranlasst die meisten Länder, erneut zu überprüfen, welche Wasserkräfte noch ausbaubar sind und welche davon als wirtschaftlich ausbaubar betrachtet werden können.

Die Bedeutung der Pumpspeicherwerke in der zukünftigen Elektrizitätserzeugung

Studienkommission für Wasserkraftwerke; Auszug aus Bericht III.2

Von *E. Seylaz,* Lausanne

1. Einleitung

Über die Pumpspeicherwerke ist bereits in einem Bericht für den Kongress 1964 der UNIPEDE in Skandinavien berichtet worden, damals hauptsächlich auf Grund von Beispielen aus der Bundesrepublik Deutschland. Da inzwischen die Pumpspeicherwerke sich sehr stark entwickelt haben und sie in allen Ländern, unabhängig vom Anteil der Wasserkraftelektrizität am gesamten Landesbedarf, eine bedeutende Rolle spielen werden, erschien es als wünschenswert, das Thema nochmals aufzugreifen und gleichzeitig zu erweitern, indem die inzwischen in vielen Ländern, auch in Nichtmitgliedstaaten der UNIPEDE, gemachten Erfahrungen berücksichtigt werden sollten.

2. Entwicklung der Pumpspeicherwerke und deren Einteilung

Die Verwendung von Pumpen in Wasserkraftanlagen geht bis in die Anfangszeiten der Elektrizitätswerke zurück und hatte folgende Ziele:
Vergrösserung der Wasserzuflüsse zu den Hauptkraftwerken;
Verbesserung der allgemeinen Betriebsbedingungen und der Betriebführung eines Verbundnetzes.

Gegenwärtig erhalten die mit dem Pumpbetrieb zusammenhängenden Fragen in allen Ländern zunehmende Bedeutung.

Man kann insgesamt vier verschiedene Arten von Pumpspeicherwerken unterscheiden (vergleiche die zugehörige Übersichtstabelle, in welcher die einzelnen Werke in die vier nachstehend erläuterten Gruppen eingeteilt sind):

1a. Anlagen, welche dauernd in Betrieb sind und welche das für die Kraftnutzung bestimmte Wasser auf ein höheres Niveau hinaufheben, von wo aus es mit grösserem Gefälle ausgenützt werden kann.

1b. Anlagen mit Saisonbetrieb, welche es ermöglichen, zusätzliches Wasser zu erfassen und es in einem grossen Stausee zu speichern. Diese Anlagen regulieren gleichzeitig die Wassermengen der Kraftwerke, welche unterhalb des Stausees in Kaskadenschaltung arbeiten.

2a. Gemischte Anlagen, in welchen das gepumpte Wasser durch natürliche Zuflüsse zum oberen Speicher ergänzt wird (entweder Tag/Nacht-Wechsel zwischen Pumpen- und Turbinenbetrieb oder Saison-Zyklus)

2b. Anlagen mit einfachem Kreislauf, wo keine natürlichen Zuflüsse verarbeitet werden, sondern immer das gleiche Wasser hinaufgepumpt und anschliessend turbiniert wird. Die für den Pumpbetrieb nötige Energie stammt vollständig aus anderen Quellen.

Der Typ 2b wird in Zukunft eine immer wichtigere Rolle spielen. Es handelt sich hier um rein künstliche Wasserkraftwerke. Ein Amerikaner hat folgenden Slogan geschaffen: «Die Pumpspeicherkraftwerke sind die Dienerinnen der Kernenergie.»

3. Merkmale des Betriebes von Pumpspeicherwerken

Die Eignung der verschiedenen Kraftwerktypen zur Deckung des vom Belastungsdiagramm geforderten Leistungsbedarfs ist natürlich eng verbunden mit der Art dieses Diagramms. Für den Tag der Höchstlast ist das Verhältnis

zwischen grösstem und kleinstem Leistungsbedarf von Land zu Land sehr verschieden. Das Verhältnis beträgt nur 1,37 in Norwegen, dagegen rund 1,7 in Italien, Frankreich, England und Westdeutschland und sogar 2,94 in Griechenland.

In Ländern mit vorwiegender Wasserkraftelektrizität können der Bau von neuen Wasserkraftwerken und die Modernisierung der bestehenden Werke den normalen Energiebedarf decken, und man wird von den Pumpspeicherwerken in erster Linie erwarten, dass sie die Verfügbarkeit der Wasserkräfte erhöhen.

In Ländern mit vorwiegend thermischer Elektrizitätserzeugung und ohne wesentliche eigene Wasserkraftanlagen ist es nötig, sogenannte «künstliche Wasserkraftwerke» mit Pumpbetrieb zu erstellen (reine Pumpspeicherwerke).

Der Bericht betont, dass es für die Standortbestimmung für neue Pumpspeicherwerke wichtig ist, sie an den günstigsten Stellen zu plazieren, wobei sowohl die topographischen Verhältnisse, der Abstand von den Verbrauchs-Schwerpunkten und das Trasse für die Hochspannungleitungen zu berücksichtigen sind. In England, Italien und Japan beabsichtigt man, das Meer als unteres Becken von Pumpspeicherwerken zu benutzen. Die damit zusammenhängenden Fragen werden gegenwärtig untersucht. In Schweden beabsichtigt man sogar, unterirdische untere Becken von Pumpspeicher-

Hauptdaten der grössten Pumpspeicherwerke

Tabelle I

Land und Name der Anlage[1])		Fluss oder Stausee	Typ	Pro Masch. MW	Werk MW	Wassermenge m^3/s	Nettogefälle m	Bemerkungen
N	Herva	Fortun	1 b	36	36	10,1	257	
CH	Hongrin	Lac-Léman-Hongrin	2 a	60	240	25	850	
A	Limberg	Kaprunerache	2 a	63	126	34	364	
	Lünersee	Ill	1 b	50	252	25	972	
	Rosshag	Zemm	2 b	63	252	28	636	
F	Revin	Meuse	2 b	150	600	400	230	Reversibel, Betrieb ab 1970
	Vouglans	Ain	2 a	53	53	65	29	Reversibel, Betrieb ab 1972
I	Villa Gargnano	Toscolano	2 a	67	134	32	380	Speicher untenliegend
	Provvidenza	Vomano	2 a	50	100	32	265	Dreiteilige Gruppe
				65	65	17	263	Reversibel
	Lete Sava	Lete	2 a	52	105		680	
	Lago Delio	Lago Maggiore	2 b	90	722	95	743	Unt. Speich. Lago Maggiore
	Fadalto	Livenza	2 a	75	151	145	116	Dreiteilige Gruppe
	S. Fiorano	Oglio	2 a	106	212	14	1438	
E	Puente-Bibey	Bibey	2 a	71	71	19	361	
	Valdecanas	Tajo	2 a	75	225	220	75	Reversibel
	Villarino	Tormes	2 a	135	540	150	402	Reversibel
	Guillena	Guadiato	2 b	70	210	87	244	Reversibel; Betrieb 1973/74
P	Vilarinho das Furnas	Homem	1 b	60	60	70	410	Betrieb ab 1971
D	Erzhausen	Leine	2 b	57	230	74	290	
	Säckingen	Hotzenwald	2 a	71	284	64	400	
	Ränkhausen	Lenne	2 b	63	126	44	265	Reversibel
GB	Ffestiniog		2 b	78	312	84	305	Vert. Dreiteilige Maschinen
IRL	Cruachan		2 a	109	436	128	336	Reversibel
	Turlough Hill		2 b	82	328	85	283	Reversibel, Betrieb ab 1973
	Foyers		2 a	151	308	166	178	Reversibel, Betrieb ab 1974
B	Coo-Trois-Ponts	Amblève	2 b	135	810	276	253	Reversibel
PL	Zydowo		2 a	50	150		77	
USA	Cabin Creek	Cabin Creek	2 b	175	350	39	374	Reversibel
	Muddy Run	Susque Hanna	2 b	100	800	880	125	Reversibel
	Oroville	Feather River	1 a	115	345	53	206	Reversibel
	Termalito			30	902	85	31	Reversibel
	Salina	Grand River	1 a	173	520	65	76	Reversibel
	Seneca		2 b	195	390	196	214	Reversibel
	Cornwall	Hudson	2 b	220	577	72	311	Reversibel
	Northfield	Connecticut	2 b	217	868	372	226	Reversibel
	Jocassee	Savannah		150	450	586	94	Reversibel
J	Ikehara 1		2 a	80	350	29	132	Reversibel
	Ikehara 2			110		40		
	Nagano		2 a	113	226	863	111	Reversibel
	Azumi		2 a	108	432	60	187	Reversibel
	Kisenyama		2 b	250	250	116	197	Reversibel
L	Vianden	Our	2 b	69	621	189	280	Reversibel

[1]) Land nach Autokennzeichen

werken in zirka 500 m unter der Erdoberfläche zu errichten.

Die Ausbauleistung der einzelnen Kraftwerke hat immer mehr steigende Tendenz. Aber abgesehen von einigen wenigen Ausnahmen hat kein europäisches Pumpspeicherwerk die gleiche Leistungsgrösse wie ein modernes thermisches Grosskraftwerk. Die Leistung der elektromechanischen Ausrüstung ist einerseits durch den gegenwärtigen Stand der Technik und andererseits durch Transportprobleme begrenzt.

Die Bestimmung der zu pumpenden Wassermenge und des Programms für den Pump- und Turbinenbetrieb hängt von verschiedenen Faktoren ab, die von Fall zu Fall verschieden sein können, nämlich: Verfügbarkeit der für das Pumpen nutzbaren Energie nach Leistung und Zeitdauer und das Fassungsvermögen der Speicher, welche erstellt werden können, sowie durch den Anteil, den das Pumpspeicherwerk vom Gesamtbelastungsdiagramm decken muss. In der Praxis nimmt sowohl die Zahl der täglichen Betriebsstunden eines Pumpspeicherswerks als auch seine gesamte Jahresbetriebsdauer zu. In Belgien beträgt sie zum Beispiel bis 2500 Std/Jahr.

4. Gesichtspunkte für die wirtschaftliche Beurteilung von Pumpspeicherwerken

In vielen Fällen ergibt sich die Bewertung der Wirtschaftlichkeit für eine Wasserkraftanlage aus dem Vergleich der Jahreskosten der von dieser Anlage gelieferten Leistung mit den Jahreskosten der gleichen Leistung aus einem modernen Dampfkraftwerk oder noch besser aus der Berechnung der Gestehungskosten einer kWh. Dann stellt man einen rechnerischen Vergleich der Jahreskosten pro Einheit der Leistung oder der elektrischen Arbeit auf.

Die nachstehenden Zahlen über eine Kombination eines Kernkraftwerks mit einem Pumpspeicherwerk dürften von allgemeinem Interesse sein:

— Brennstoffkosten für die Erzeugung der für den Betrieb der Pumpen eines Pumpspeicherwerks nötigen Energie in einem Kernkraftwerk in der Zeit schwacher Werksbelastung, 0,0086 franz. Fr./kWh
— Gesamtwirkungsgrad des Pumpspeicherbetriebes 0,7 = 70 %
— Kosten der aus dem Pumpspeicherwerk bezogenen Energie in der Spitzenzeit 0,0125 franz. Fr./kWh
— Brennstoffkosten für die direkte Energieerzeugung in einem klassischen thermischen Kraftwerk (Brennstof 9,8 franz. Fr. pro Gcal mit einem Wärmebedarf von 2250 kcal/kWh) 0,022 franz. Fr./kWh

Eine französische Methode für die Wirtschaftlichkeitsberechnung eines Pumpspeicherwerks wird im Bericht im Detail dargestellt. Diese Methode arbeitet mit einem Faktor, welcher die grosse Anpassungsfähigkeit einer Wasserkraftanlage charakterisiert und die rasche Einsatzmöglichkeit, die Einsparung von Anfahrkosten und die rotierende Reserve berücksichtigt. Die günstigsten Ergebnisse werden erzielt, wenn das Pumpspeicherwerk für die Deckung der obersten Spitzen des Gesamtbelastungsdiagramms eingesetzt wird.

5. Schlussfolgerungen

Die wirtschaftliche Bewertung von technischen Vorteilen ist immer eine Ermessensfrage, weil eine beträchtliche Anzahl dieser Vorteile nur in Notfällen genutzt wird. In der Tat ist ein Pumpspeicherwerk eine Versicherung gegen Ausfälle im Verbundnetz. Wenn man berücksichtigt, dass die Wasserkraftreserven zunehmend geringer werden, so sieht man, dass der Pumpspeicherbetrieb in Zukunft noch grosse Entwicklungsmöglichkeiten vor sich hat. Die Nutzbarmachung des Wassers könnte sich von der reinen Energieerzeugung verschieben in Richtung wichtigerer Bedürfnisse grundsätzlicher, technischer, wirtschaftlicher und sozialer Natur. Aus diesen Gründen könnte die Wasserzufuhr klassischer Wasserkraftanlagen bedroht werden.

In diesem Zusammenhang ist festzuhalten, dass die sogenannten künstlichen Pumpspeicherwerke im allgemeinen eine bessere Nutzung des Wasservorrates nicht behindern.

6. Anhang

Der gegenwärtige Stand und die erwartete zukünftige Entwicklung von Pumpspeicherwerken in den verschiedenen Ländern wird in einem Anhang zum Bericht der Studienkommission erläutert. Aus Platzmangel können wir hier leider nicht auf Einzelheiten für jedes Land eingehen, aber wir möchten nur festhalten, dass im allgemeinen ausser Norwegen alle untersuchten Länder eine mehr oder weniger starke Förderung der Pumpspeicherwerke vorsehen, je nachdem ob

— die thermische Elektrizitätserzeugung überwiegt
— die Energieerzeugung gemischt ist (thermisch und Wasserkraft)
— die Wasserkraftnutzung stark überwiegt.

Wir möchten aber in der zugehörigen Tabelle I einen Auszug aus einer Erhebung bei über 200 Pumpspeicherwerken geben. In der Tabelle haben wir nur die Anlagen mit sehr grossen Leistungen berücksichtigt, was eine gute Übersicht über die Verhältnisse in den einzelnen Ländern gibt.

Technische Fortschritte bei der Ausrüstung, beim Betrieb und beim Unterhalt von Wasserkraftwerken

Studienkommission für Wasserkraftwerke; Auszug aus Bericht III.3

Von *E. Seylaz,* Lausanne

1. Einleitung

Am Kongress des Jahres 1964 in Skandinavien wurde ein Bericht vorgelegt, welcher sich mit den Verbesserungen beim Betrieb und Unterhalt der gesamten Anlage befasste. Es erschien nun zweckmässig, dieses Problem wieder aufzugreifen, aber sich dabei nur auf die Kraftwerke selbst zu beschränken, um die auf diesem Gebiete erzielten Fortschritte dafür um so gründlicher zu behandeln.

2. Neue Konzeptionen für die Ausrüstung von Wasserkraftwerken

Der Kongressbericht zählt eine Reihe von Massnahmen auf, die es ermöglichen, bei der Ausrüstung von Wasserkraftwerken einzelne Teile ganz wegzulassen oder sie zu vereinfachen, um sowohl eine einfachere Anlage zu erhalten als auch die Baukosten zu vermindern.

Die bessere Kenntnis der Festigkeit des Felsens und neuere Bohrmethoden ermöglichen Einsparungen durch Weglassen der Panzerung von Stollen. Die Verwendung von elektrischen Reglern für das Schliessen der Turbinen ermöglicht es, die Wasserschlösser zu verkleinern. Der Einbau von Rohrturbinen in Niederdruckwerke ermöglicht beträchtliche Baukosten-Einsparungen besonders für Gefälle unter 15 m. Der Betrieb von Niederdruckturbinen mit Entlastungsorganen erlaubt es, die Höhe der Dämme auf der Oberwasserseite zu verringern.

Der Bau von Maschinen mit immer grösseren Leistungen ermöglicht unabhängig von der Bauart des Kraftwerks beträchtliche Einsparungen. Immerhin muss in diesem Zusammenhang bemerkt werden, dass bei kleineren Kraftwerken die Wahl von kleinen, unter sich austauschbaren Einheiten Baukosten-Einsparungen ermöglicht.

Die Vereinfachung und Verminderung von Hilfseinrichtungen führt ebenfalls zu Senkungen der Baukosten. Die Besteller von Kraftwerkausrüstungen sollten sich bemühen, den Fabrikanten und den Bauleuten nicht zu harte Forderungen zu stellen. Für kleine Kraftwerke (unterhalb 10 bis 20 MW) ist der Betrieb von Asynchrongeneratoren zu erwähnen, welcher die Weglassung des Drehzahlreglers ermöglicht.

Die Untersuchungen über den optimalen Leistungsfaktor sind sehr interessant. Die Betriebsleute achten oft zu stark auf den Wirkungsgrad der Turbinen, was wegen der Verminderung der optimalen Ausnutzung der betreffenden Werke keinen Nutzen bringt. Weitere Einsparungen sind möglich durch die Verwendung gleichartiger oder gemeinsamer Hebe- und Reparaturwerkzeuge für mehrere Werke. Die Ausnutzung der neuesten technologischen Fortschritte ermöglicht es, das Volumen der Maschinen zu verkleinern und die Unterhaltskosten zu verringern (z. B. durch Anwendung von Speziallegierungen, durch selbstschmierende Lager, durch korrosionsschützende Überzüge, durch Verwendung von Francis-Turbinen bis 600 m Gefälle.)

Die grössten Erfolge bringen aber die neuen Konzeptionen beim baulichen Teil von Wasserkraftwerken. Unterirdische Kraftwerke bringen zahlreiche Vorteile, die aber bei einzelnen Fachleuten verschiedener Nachteile wegen auf Ablehnung stossen. Bei den Niederdruckkraftwerken gibt es in bezug auf die Freiluftausführung und die bei Hochwasser überflutbaren Anlagen mit Rohrturbinen von Land zu Land ebenfalls verschiedene Standpunkte.

Die Wetterverhältnisse sind für solche Beurteilungen von grosser Bedeutung, aber es ist doch merkwürdig wie relativ die Standpunkte in dieser Beziehung sind, wenn man z. B. Nordspanien und Südskandinavien miteinander vergleicht. Bei den Kunstbauten für Wasserkraftwerke gibt es verschiedene Einsparmöglichkeiten; zum Beispiel durch offene Wasserschlosskammern oder durch normalisierte Absperrorgane für Turbinen und Stauwehre.

Die Grösse der Ausrüstung und der zugehörigen Räume hängt stark von der Art der Betriebsführung der Anlage ab. Wird ein Kraftwerk automatisch oder mit Fernsteuerung betrieben, so können gewisse Räume für das Personal kleiner gehalten oder ganz weggelassen werden. Eine genaue Abklärung der wirklichen Bedürfnisse ergibt immer Einsparmöglichkeiten.

3. Anwendung der gegenwärtigen Normen für die Abnahme von Wasserturbinen

Die wichtigsten Abnahmeversuche für Bauherr und Betriebsfachmann betreffen den Wirkungsgrad der Turbinen und der Generatoren. Die Abnahme der Maschinen und die Messung der Wirkungsgrade erfolgt meist nach den geltenden nationalen und internationalen Normen an der ausgeführten Maschine selbst. Für Niederdruckwerke, besonders bei Anlagen mit grossem Wasserdurchfluss, muss man auf die an einer Modellturbine gemessenen Wirkungsgrade zurückgreifen. Die Schweiz und Frankreich betonen, dass die thermodynamische Wirkungsgradmessung für Turbinen mit Gefällshöhen von über 100 m sehr wertvoll und wichtig ist. Vereinfachte Methoden zur Überwachung des Wirkungsgrades während des Betriebes der Anlage ermöglichen es, das Verhalten der Maschinen laufend zu überwachen.

4. Entwicklung der Betriebsführungsmethoden und ihrer Hilfsmittel

In den letzten Jahren sind insbesondere auf dem Gebiete der Betriebsführung und der Überwachung der Anlagen erhebliche Fortschritte erzielt worden. Es hat sich gezeigt, dass es möglich ist, mit automatischen oder mit ferngesteuerten Kraftwerken einen sicheren und zuverlässigen Betrieb zu führen. Die Auffassungen über die Automatisierung der Anlagen sind von Land zu Land verschieden. Je nachdem welche Aufgabe ein Kraftwerk zu erfüllen hat, kann die Automatisierung oder Fernsteuerung nur teilweise oder hundertprozentig sein. Die Automatisierung eines Kraftwerks durch Automatik oder durch Fernsteuerung bringt im allgemeinen eine grössere Betriebssicherheit, ein besseres Zusammenspiel der einzelnen Anlageteile und eine Verminderung des notwendigen Personalbestandes. Die gewöhnlichen Laufkraftwerke werden meist für vollautomatischen Betrieb eingerichtet und die Kraftwerke mit Schwellbetrieb werden ferngesteuert. Diese Fernsteuerung erfolgt entweder von einem in der Nähe gelegenen Leitkraftwerk oder von einem Fernsteuerzentrum, dessen Standort sehr sorgfältig ausgewählt wurde. Manchmal ist das Fernsteuerzentrum in einer zentralen Leitstelle (Lastverteiler) untergebracht, in seltenen Fällen ist das Fernsteuerzentrum ein zentraler Befehlsautomat. Um Einsparungen zu erzielen und eine grössere Betriebssicherheit zu erhalten, werden in einigen Ländern auch die Stauwehrschützen von Laufkraftwerken und Schwellkraftwerken ferngesteuert.

Vom technologischen Standpunkt aus kann man folgendes feststellen: Das Funktionieren von Fernsteuerungen wird manchmal durch Stromimpulse ausgelöst. Die Sicherheitseinrichtungen dagegen müssen immer durch Spannungsabfall ausgelöst werden. Eine grosse Anzahl von Fachleuten hat die Tendenz, die Sicherheitsvorrichtungen bei Maschinen und Transformatoren zu vermindern. Einige we-

Tabelle I

Name des Werks	Betrieb ab	Fluss	Δh m	Anzahl Maschinen	Bauart der Turb.[1])	Leistung pro Turb. MW	Leistung Werk MW	Laufrad-Durchm. m	Drehzahlen Turbine U./min	Drehzahlen Generator U./min
Frankreich										
CNR *										
Beaucaire	1970	Rhone	10,65	6	R.B.K.	35	210	6,25	93,75	93,75
Saint-Vallier	1971	Rhone	10,00	4	R.B.K.	30	120	6,25	93,75	93,75
Avignon	1972	Rhone	9,05	4	R.B.K.	30	120	6,25	93,75	93,75
Sauveterre Studie I	1972	Rhone	8,95	1 oder 2	R.B.K.	30	30 oder 60	6,25	93,75	93,75
Sauveterre Studie II	1972	Rhone	8,95	1 oder 2	F.B.K.	30	30 oder 60	6,80	93,75	93,75
Sauveterre Studie III	1972	Rhone	8,95	2 bis 4	F.B.K.	15	30 bis 60	4,90	125,00	125,00
EDF										
Strassburg	1970	Rhein	10,68	6	R.B.K.	24,5	147	5,60	100,00	100,00
Golfech	1972	Garonne	14,40	3	R.B.K.	24,0	72	5,20	125,00	125,00
Gambsheim	1973	Rhein	10,45	4	R.B.K.	24,2	97	5,60	100,00	100,00
Deutschland										
BAWAG										
Stufe 2 Lechkraftwerk	1971	Lech	15,45	3	R.B.K.	7,1	21	2,85	200,00	200,00
Österreich										
Ottensheim	1973	Donau	9,25	9	R.B.K.	23	172	5,60	100,00	100,00
Urstein	1971	Salzach	10,90	2	R.B.K.	12	20	4,30	125,00	125,00
Schweiz										
Bannwil (BKW)	1970	Aare	8,1	3	R.B.K.	8,4	25,2	4,20	107,10	107,10
Flumenthal (ATEL)	1969	Aare	7,6	3	R.B.K.	7,5	22,5	4,20	107,10	107,10
Schweden										
Parki	1970	Lule älv	14,00	1	R.B.K.	20	20	4,90	115,40	115,40

* CNR = Compagnie Nationale du Rhône
[1]) Bauarten der Turbinen
R Regulierbarer Leitapparat
F Fester Leitapparat
B Rohrturbine oberwasserseitig
V Rohrturbine unterwasserseitig
K Kaplanturbine (bewegliche Schaufeln)
P Propellerturbine (feste Schaufeln)

nige Sicherheitseinrichtungen genügen in der Tat, sofern sie absolut zuverlässig funktionieren. Der Einsatz von Computern für die Fernsteuerung (Entscheidungsautomaten) wird kaum allgemein aufkommen; er ist bis heute auf ganz grosse und komplizierte Anlagen beschränkt. In bezug auf die Sammlung von Betriebsdaten sind sich die Experten einig, dass es nicht nötig ist, eine sehr grosse Zahl von solchen Daten aufzuschreiben, was mit andern Worten heisst, dass der allgemeine Gebrauch von Zentralisierungsanlagen für die Datenerfassung mit Datendruckern kein Interesse bietet, abgesehen von Spezialfällen. Als Übertragungsweg für die Befehls- und Datenübertragung wird vorzugsweise die Hochfrequenz-Trägerverbindung über Hochspannungsleitungen gewählt. Verbindungen mit Radio sowie mit unterirdischen oder mit selbsttragenden Freiluftkabeln werden ebenfalls angewendet, aber meist nur über kurze Distanzen. Die Anschaffungskosten für die Fernsteuereinrichtung eines Wasserkraftwerkes sind sehr stark abhängig von der Art der Fernsteuerung und des Befehlsumfanges. Um einen Anhaltspunkt über die Grössenordnung zu geben, sei erwähnt, dass in Frankreich die Fernsteuerung eines Wasserkraftwerks mit zwei Maschinengruppen ohne die Verbindungskanäle im Durchschnitt etwa 250 000 französische Franken kostet.

Die Organisation der Dienste für die Überwachung und die Kontrolle der Anlagen ist überall ungefähr ähnlich. Der normale Betrieb wird durch lokale oder regionale Personalgruppen durchgeführt, welche für ein oder mehrere Kraftwerke verantwortlich sind. Besonders heikle Unterhaltsarbeiten und besonders schwierige Kontrollen werden durch Spezialisten durchgeführt, welche von einem Kraftwerk zum anderen reisen und entweder bei der Kraftwerkunternehmung oder beim Lieferanten der Anlage angestellt sind.

Alle Verbesserungen bei den Betriebsmitteln und den Betriebsmethoden bewirken eine Senkung des Energiepreises. Als allgemeine Richtlinie verteilen sich die gesamten Gestehungskosten der Energie etwa wie folgt auf die einzelnen Positionen:

A Lokale und zentrale Verwaltungskosten	3,4 %	
B Überwachung und Betriebsleitung	4,1 %	
C Unterhaltskosten	5,2 %	
D Subtotal der Pos. A+B+C		12,7 %
E Steuern, Abgaben usw.		13,2 %
F Kapitalkosten (Zinsen, Amortisation)		74,1 %
Gesamttotal		100,0 %

Der grosse Anteil der Kapitalkosten zeigt, dass man sich vor allem im Projektstadium um Einsparungen bei den Anlagekosten bemühen muss.

5. Normalisierung und Programmierung der Unterhaltsarbeiten

Der Unterhalt hat die Aufgabe, die maximale Verfügbarkeit einer Produktionsanlage sicherzustellen und sie im ursprünglichen Zustand zu erhalten, was die Suche nach Verbesserungen nicht ausschliesst. Man kann beim Unterhalt auf drei Arten vorgehen:

a) Systematischer Unterhalt in voraus festgelegten Intervallen.

b) Nur eingreifen, wenn es als Ergebnis der periodischen Kontrollen notwendig scheint.

c) Nur nach einer Störung eingreifen.

Im allgemeinen ziehen die meisten Betriebsleiter die Methode b vor. In diesem Falle sind dann die periodischen Kontrollen sehr wichtig, damit die Unterhaltsarbeit im notwendigen Zeitpunkt durchgeführt werden kann.

In verschiedenen Ländern werden wissenschaftliche Studien über die Programmierung der Unterhaltsarbeiten durchgeführt. Die Anwendung solcher Methoden hat einen beträchtlichen Einfluss auf die Struktur der Unterhaltgruppen, auf die Ausrüstung der Reparaturwerkstätten und auf den Anteil der wichtigen Arbeiten, welche dem Lieferanten der Maschinen oder einer überregionalen, sehr gut ausgerüsteten Zentralwerkstätte übertragen werden.

6. Anhang

Der Kommissionsbericht enthält einen Anhang, in welchem eine Anzahl von Anlagen beschrieben werden, die für gewisse Länder typisch sind. Ebenso enthält dieser Anhang eine Liste von mit Rohrturbinen ausgerüsteten Kraftwerken verschiedener europäischer Länder die sich im Projekt- oder Baustadium befinden.

Adresse des Autors:
E. Seylaz, Direktor der EOS, 1001 Lausanne,

Probleme der grossen Hochspannungs- und Fernleitungsnetze

Studienkommission für grosse Hochspannungsnetze und internationale Verbindungen; Auszug aus Bericht IV

Von *R. Hochreutiner,* Genf

Einleitung

In seinem allgemeinen Bericht betont der Präsident der oben genannten Studienkommission, Herr M. P. Facconi, Direktor der ENEL, dass die Studien über grosse Hochspannungsnetze und internationale Verbindungen eine stets wachsende Bedeutung erhalten. An seiner Sitzung in Aalborg vom 26. September 1967 hatte die Studienkommission ein neues Arbeitsprogramm beschlossen, das im wesentlichen folgende Punkte enthielt:

1. Langfristige Entwicklungstendenzen der grossen Hochspannungsnetze.
2. Technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte bei der zukünftigen Elektrizitätsversorgung von grossen städtischen Zentren.
3. Entwicklung der Betriebsmethoden für eine Gesamtheit von Erzeugungs- und Übertragungsanlagen.

Zu Punkt 1. Langfristige Entwicklungstendenzen der grossen Hochspannungsnetze

Dieses Thema war der Gegenstand eines sehr bemerkenswerten Berichtes von Herrn M. Déjou, Direktor für Studien und Forschung bei der EDF, in welchem er die Resultate der Untersuchungen einer von ihm präsidierten Expertengruppe bekannt gibt.

Zuerst wird auf die sehr starke Entwicklung der Übertragungsnetze in den letzten Jahren hingewiesen. Die Gesamtlänge der 380-kV-Leitungen in den 17 europäischen Ländern, welche auf eine Umfrage geantwortet hatten, hat sich von 1960 bis 1970 um den Faktor 4,3 vergrössert. Herr M. Déjou fragt sich nun, welche zukünftige langfristige Weiterentwicklung zu erwarten sei.

Da nach Aussage der Experten zu erwarten ist, dass der Verbrauch elektrischer Energie in den nächsten 20 Jahren im gleichen Tempo zunimmt, ist zu erwarten, dass immer leistungsfähigere Übertragungsnetze gebaut werden.

Bei den Erzeugungsanlagen muss man mit einer Zunahme der Leistung pro Maschine vor allem in den neuen Kernkraftwerken rechnen, welche bis in 10 Jahren rund 30 % des gesamten Elektrizitätsbedarfs decken werden. Weil neue Kernkraftwerke wahrscheinlich in der Nähe der grossen Verbrauchszentren erstellt werden müssen, könnte man eine Verminderung der Energietransporte erwarten. Herr Déjou glaubt aber, dass die Knappheit an günstigen Bauplätzen für neue Kernkraftwerke und die Schwierigkeiten, welche die Kühlprobleme bei der Standortwahl der Kraftwerke bringen, zur Folge haben, dass sich kein grosser Einfluss auf die Struktur der Übertragungsnetze ergibt. Die Annäherung der neuen Kernkraftwerke an die grossen Verbrauchsschwerpunkte könnte die Rolle der grossen Netze als Übertragungsanlagen vermindern, ihre Rolle als wichtige Verbindungen (für gegenseitige Aushilfe usw.) aber vergrössern.

Die für die nächsten Jahre prognostizierte Zunahme des Verbrauchs von elektrischer Energie und die Erhöhung der Einheitsleistung der Maschinen und Kraftwerke lassen trotz der relativen Verminderung der Bedeutung der Wasserkraftwerke erwarten, dass sich die grossen Hochspannungsnetze ungefähr gleich rasch wie bisher ausdehnen werden.

Diese zu erwartende Ausdehnung veranlasst natürlich die Experten zur Frage der Spannungswahl für zukünftige Anlagen. Unter den heutigen Verhältnissen ist die heute von den UNIPEDE-Ländern verwendete Höchstspannung von 420 kV für viele Länder noch für lange Zeit ausreichend. Immerhin glauben die drei Länder Frankreich, Polen und Schweden, dass sie in 10 bis 15 Jahren auf die von der Internationalen Elektrotechnischen Kommission normalisierte nächsthöhere Spannung von 765 kV übergehen müssen. Einige Experten, besonders solche aus der Bundesrepublik Deutschland, glauben, dass die Spannung von 765 kV zu nahe bei 420 kV sei und tendieren auf eine höhere Spannung von 1100 bis 1200 kV. Herr Déjou ist der Meinung, dass die bisherige Disziplin bei der einheitlichen Anwendung der Spannungen von 225 und 420 kV auch für die nächsthöhere Spannungsstufe beibehalten werden sollte. Wäre dies nicht der Fall und hätten die grossen Netze nicht die gleiche Spannung, so wären die internationalen Leitungsverbindungen Westeuropas am Ende dieses Jahrhunderts schlechter als heute. Um diese ungünstige Entwicklungsmöglichkeit zu vermeiden, zählt Herr Déjou eine Reihe von

Grundlagen auf, über die man sich in Westeuropa für die Festlegung des zukünftigen Höchstspannungsniveaus einigen sollte. Der Verfasser wünscht sehr, dass man nicht voreilig und überstürzt irgendeinen Beschluss fasse, bevor die Resultate der notwendigen Untersuchungen vorliegen.

Zu Punkt 2. Technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte bei der zukünftigen Elektrizitätsversorgung von grossen Verbrauchs-Zentren

Dieser Bericht ist von den Herren H. E. Pulsford und A. Chorlton vom Central Electricity Generating Board in London vorgelegt worden. Der Bericht gibt die Resultate einer Erhebung in 25 städtischen Zentren von Europa und Algerien und erläutert die verschiedenen in den genannten Städten angewendeten Versorgungsmethoden. In den Schlussfolgerungen des Berichtes werden eine Reihe von Überlegungen allgemeiner Art über die zukünftige Netzgestaltung in grossen städtischen Zentren gemacht. Die Energieerzeugung hat die Tendenz, sich von den Städten zu entfernen und die Transformierung wird mehr und mehr in Innenraum-Unterwerken vorgenommen. Aus diesem Grunde ist für sehr hohe Spannungen die Höchstleistung der Transformatoren in Abhängigkeit der Kurzschlußströme begrenzt auf zwei mal die Spannung ausgedrückt in kV. Das Abschaltvermögen der Schalter hat steigende Tendenz. Die Spannungsregulierung erfolgt normalerweise auf einem Zwischenniveau durch Spannungsregelung unter Last.

Zu Punkt 3. Entwicklung der Betriebsmethoden für eine Gesamtheit von Erzeugungs- und Übertragungsanlagen

Dieser Bericht von Herrn de Schaetzen ergänzt den Bericht, welchen die Herren Cash und Scott dem Kongress der UNIPEDE 1967 über die Frage der Betriebssicherheit bei der Projektierung und beim Betrieb der europäischen Hochspannungsnetze vorgelegt hatten.

Herr de Schaetzen versucht einen gemeinsamen Standpunkt der Betriebsfachleute zu schaffen sowohl in bezug auf die Verwendung der Hilfseinrichtungen (Fernmeldeanlagen, Computer und Automaten) für den Betrieb der Kraftwerke und Übertragungsanlagen im Hinblick auf Verminderung der Zufallsabhängigkeit und auf die Erhöhung der Wirtschaftlichkeit als auch auf die Art, in der diese Hilfseinrichtungen den störungsfreien Betrieb und die Wirtschaftlichkeit der Anlage beeinflussen.

Herr de Schaetzen kommt zum Schluss, dass die gegenwärtigen Methoden der Betriebsführung einer Gesamtheit von Kraftwerken und Übertragungsanlagen noch weit von einer Normalisierung entfernt sind und dass das Optimum sicher noch nicht erreicht ist.

Zukünftiges Arbeitsprogramm der Studienkommission

Am Schlusse seines allgemeinen Berichtes gibt Herr Facconi einen Überblick über das Programm für die zukünftige Tätigkeit der Studienkommission in den nächsten Jahren. Das Hauptgewicht wird auf folgende Punkte gelegt werden: Mathematische Gewinnapproximierung, die es erlaubt, den europäischen Verbundbetrieb weiterauszubauen.

Studium der Probleme der Blindleistungsregulierung in den grossen Verbundnetzen. Studium der optimalen Struktur des zukünftigen europäischen Verbundnetzes mit sehr hohen Spannungen.

Diese kurze Aufzählung gibt bereits einen Begriff über die Wichtigkeit der von der Studienkommission in Angriff genommenen Arbeiten. Mit grossem Interesse kann man den Arbeiten entgegensehen, welche zur einen oder andern Frage dem UNIPEDE-Kongress 1973 vorgelegt werden.

Adresse des Autors:
R. Hochreutiner, Generaldirektor der SGI, Avenue L. Casai, 1200 Genf.

Die Ermittlung der optimalen Netzverluste in den Mittelspannungs-Freileitungsnetzen

Studienkomitee Verteilung; Auszug aus Bericht V 3

Von *W. Schmucki,* Luzern

1. Einleitung

Der Begriff der optimalen Netzverluste lässt sich auf zwei Arten verstehen:

a) In bestehenden Netzen sind die optimalen Netzverluste die niedrigsten Verluste bei günstigster Betriebsführung. Analysen können nur die technische Betriebsführung rechtfertigen, lassen jedoch keine Optimierung zu.

b) Für die Planung des Netzausbaus bedeuten die optimalen Netzverluste diejenigen Verluste, die die niedrigsten jährlichen Jahreskosten zur Folge haben. Die Planung vollzieht sich meistens in zwei Etappen:

1. einer langfristigen, der man die Entwicklungstendenzen der hauptsächlichsten Netzparameter und eventuell die zur Verfügung stehenden Investitionsmittel zugrunde legt;
2. einer kurzfristigen, unmittelbar vor der Ausführung vorzunehmenden, der bereits eine Netzkonzeption zugrunde liegt und die auf die allenfalls erhältlichen Investitionskredite Rücksicht nehmen muss.

Die in diesem Bericht beschriebene Methode soll in erster Linie der Planung dienen und erlauben, die hauptsächlichsten Netzparameter unter dem Gesichtspunkt grösster Wirtschaftlichkeit vorauszubestimmen, so dass man sich beim darauffolgenden Studium des Netzausbaus ausschliesslich auf die technischen Probleme beschränken kann.

Die Jahreskosten eines Netzes setzen sich einerseits aus den festen Anlagekosten und andererseits aus den Verlustkosten zusammen. Bestünde das Netz aus einer einzigen Leitung, wären die Anlagekosten direkt und die Verlustkosten umgekehrt proportional dem Leiterquerschnitt. Eine Optimierung wäre deshalb einfach.

Anders verhält es sich bei einem ganzen, oft sehr weit verzweigten und vermaschten Netz. Die Jahreskosten hängen dann nicht mehr nur vom Leiterquerschnitt, sondern auch noch von der Zahl der Unterwerke ab. Ausserdem wird man für das ganze Netz keinen einheitlichen Leiterquerschnitt mehr verwenden können. Zwischen den Verlusten und den die An-

lagekosten beeinflussenden Parametern bestehen in diesem Fall keine einfachen physikalischen Zusammenhänge. Das Problem liesse sich wohl mit Variantenrechnungen lösen; diese sind aber für eine überschlägige Planung zu aufwendig.

Der Bericht schlägt daher eine Methode vor, die das Netz als ein aus statistischen Elementen zusammengesetztes Ganzes behandelt, d. h. das wirkliche durch ein ideelles Netz ersetzt. Sie wurde aufgrund von Erhebungen in polnischen und österreichischen Netzen entwickelt. Die untersuchten Netze versorgen Gebiete in der Grösse von 3400...8290 km² mit Belastungsdichten von 20...119 MWh/km², spezifischen Leitungslängen von 0,356...0,508 km/km² und Spannungen von 10...30 kV.

2. Grundlagen

Die allgemeine Formel zur Bestimmung der Jahreskosten lautet:

$$K = a_U K_U U + a_L K_L L + s_{km} a_L K_S L + \frac{\Delta E E}{100} K_V \qquad (1)$$

$$\text{wobei: } K_V = K_A + \frac{3 K_{Ls}}{T_s (2t_s + 1)} \qquad (2)$$

Darin bedeuten:

K_U = fester, von der Leistung unabhängiger Erstellungskostenanteil der Unterwerke in m.e./Unterwerk (m.e. = monetäre Einheit des betreffenden Landes)

K_L = fester, vom Querschnitt der Leiter unabhängiger Erstellungskostenanteil der Leitungen in m.e./km

K_S = variabler, vom Querschnitt der Leiter abhängiger Erstellungskostenanteil der Leitungen in m.e./km · mm²

s_{km} = mittlerer kommerzieller Querschnitt der Leiter in mm² d. h. derjenige Querschnitt, der einheitlich für das ganze Netz verwendet, die gesamten Erstellungskosten nicht verändert.

a_U = spezifische jährliche Anlagekosten der Unterwerke in % der Investitionskosten

a_L = spezifische jährliche Anlagekosten der Leitungen in % der Investitionskosten

K_A = Arbeitsverlustkosten in m.e./MWh

K_{Ls} = Leistungsverlustkosten in m.e./MW

U = Anzahl Unterwerke

L = Totale Leitungslänge des Netzes in km

E = Jährliche maximale Energieabgabe an die Abnehmer in MWh (z. B. nach 20 Jahren mit einer Zuwachsrate von 8 %)

ΔE = Arbeitsverluste in den Leitungen während eines Jahres in % der Energieabgabe

T_s = Benutzungsdauer in h

T_B = Betriebsdauer (meistens 8760 h)

$t_s = \frac{T_s}{T_B}$ = Belastungsfaktor

Die prozentualen Arbeitsverluste während eines Jahres betragen:

$$\Delta E\,\% = \frac{E}{U\,L\,s_{tm}\,c_r} \cdot W \qquad (3)$$

wobei:

$$W = \frac{\varkappa^2 A (2t_s + 1)}{68{,}5\, t_s\, U_m^2 \cos\varphi^2} \qquad (4)$$

Darin bedeuten:

s_{tm} = mittlerer technischer Querschnitt der Leiter in mm² d. h. derjenige Querschnitt, der, einheitlich für das Netz verwendet, die Summe der Verluste nicht verändert.

c_r = Koeffizient der Leitungsreserven; er gibt das Verhältnis der tatsächlich bei Höchstlast im Betrieb befindlichen Leitungslänge zur totalen Leitungslänge L an.

A = Fläche des mit elektrischer Energie versorgten Gebietes in km²

$\varkappa$ = Idealisierungskoeffizient, der die Lage der Abnehmer- und Unterwerksstandorte gegenüber dem Lastschwerpunkt sowie die Verschiedenheit des Lastangriffs berücksichtigt. (In den polnischen Netzen betrug dieser Koeffizient im Mittel 0,89 und im österreichischen Netz 0,975.)

U_m, $\cos\varphi$ = jährliche Mittelwerte der Verteilspannung beim Abonnenten in kV und des $\cos\varphi$ bei der Höchstlast.

In den meisten Freileitungsnetzen werden mehrere Querschnitte benützt, aus denen für die Verwendung in den beiden Formeln (1) und (3) Mittelwerte gebildet werden müssen, was in Anbetracht der Verschiedenheit von s_{km} und s_{tm} auf Schwierigkeiten stösst. Man arbeitet daher mit dem Quotienten δ_s dieser beiden Werte

$$\delta_s = \frac{s_{tm}}{s_{km}} \qquad (5)$$

Dieser wird als «Ausnützungsgrad der Leiterquerschnitte» bezeichnet und ist sowohl von der strommässigen Ausnützung der Leiter als auch vom Sortiment der zur Verfügung stehenden Leiterquerschnitte abhängig. Infolgedessen hat er einen entscheidenden Einfluss auf die Energieverteilkosten.

Wenn für das ganze Netz ein einziger einheitlicher Querschnitt verwendet wird, ist $\delta_s = 1$. Dies ist der ungünstigste Fall. Je besser aber die Querschnitte den zu übertragenden Leistungen angepasst werden, desto grösser wird δ_s und desto kleiner werden die Übertragungskosten.

Mit zwei Querschnitten lässt sich etwa ein δ_s von 1,4 erreichen. Für Ströme bis zu 30 % des Maximalstromes wird man den kleinern und darüber den grössern Querschnitt wählen.

Mit drei möglichst weit voneinander abweichenden Querschnitten kommt man auf ein δ_s von ungefähr 1,7. Die Stromgrenzen liegen dann schätzungsweise bei 24 % und 45 % des Maximalstromes.

Mit vier verschiedenen Querschnitten, die mit höchstens 15, 33, 55 und 100 % des Maximalstromes belastet werden, lässt sich ein δ_s von annähernd 2,0 erreichen.

Noch höhere Werte von δ_s verlangen auch grössere kommerzielle Querschnitte s_{km}. Höhere Werte von δ_s senken die Übertragungskosten; grössere s_{km} lassen diese aber wiederum ansteigen. Um die günstigsten Werte von δ_s und s_{km} bei mannigfaltigeren Querschnittssortimenten zu finden, ist daher eine Optimierung der Kosten nach Gleichung (1) notwendig.

3. Die Ermittlung der Optima der hauptsächlichsten Netzparameter

Man kann nach zweierlei Gesichtspunkten optimieren:

a) In einem Gebiet, wo eine Erhöhung der Leiterquerschnitte möglich erscheint, kann man den kommerziellen Querschnitt, die Anzahl Unterwerke und die Verluste optimieren. Die totale Leitungslänge ist durch die Topologie der Abnehmerstandorte gegeben und daher eine Konstante. Mit steigender Energieabgabe – durch den Anschluss neuer Abnehmer –

nimmt allerdings die Leitungslänge etwas zu. Nach den Erfahrungen in Frankreich, Belgien und Deutschland nimmt die spez. Leitungslänge in Abhängigkeit der Belastungsdichte angenähert nach folgender Formel zu

$$l' \cong 0{,}7 \cdot 10^3 \sigma + 0{,}57 \qquad \text{km/km}^2 \qquad (6)$$

wobei σ = Belastungsdichte in MWh/km²

In einem durch starke Netzverzweigungen und somit grossen Belastungsschwankungen charakterisierten Mittelspannungs-Freileitungsnetz haben Netzverstärkungen nur in einem relativ kleinen Netzanteil einen Sinn, nämlich dort, wo die Belastungen gross sind. In den weniger belasteten Netzteilen sind die damit erzielbaren Einsparungen klein.

b) Dort, wo die Belastungen derart zunehmen, dass eine Erhöhung der Leiterquerschnitte nicht mehr zu rechtfertigen ist, kann man die totale Leitungslänge, die Anzahl Unterwerke und die Verluste optimieren. Der maximale verwendbare Querschnitt ist dann eine gegebene Konstante.

c) Handelt es sich um ein erst projektiertes Netz, dann ist zuerst die erforderliche Anzahl Unterwerke zu optimieren. Das Ergebnis kann noch bis um 35 % erhöht werden, ohne dass die minimalen Jahreskosten um mehr als 1 % ansteigen. Hat man anhand eines Netzplans die totale Leitungslänge unter Berücksichtigung der Formel (6) bestimmt, so kann man nachher den mittleren optimalen kommerziellen Querschnitt und das bestgeeignete Querschnittssortiment eruieren.

Man erhält die zu optimierende Gleichung, indem man den aus Gl. (3) für $\Delta E\%$ erhaltenen Wert in Gl. (1) einsetzt. Man differenziert diese Gleichung nach einem der Parameter und setzt das Ergebnis gleich Null.

Auf diese Weise erhält man:

$$\hat{U} = \sqrt[3]{\frac{a_L K_S K_V W E^2}{100 (a_U K_U)^2 \delta_s c_r}} \qquad (7)$$

$$\hat{s}_{km} = \frac{1}{L} \sqrt[3]{\frac{a_U K_U K_V W E^2}{100 (a_L K_S)^2 \delta_s c_r}} \qquad (8)$$

Die optimale Stromdichte beträgt:

$$\hat{j}_s = 104{,}3 \sqrt[2]{\frac{a_L K_S}{[2860 (2t_s^2 + t_s) K_A + K_{Ls}] \delta_s}} \qquad (9)$$

Es hat sich gezeigt, dass kommerzielle Querschnitte über 70 mm² praktisch keine Vorteile mehr bringen. Daraus darf man schliessen, dass es vorteilhafter ist, bei diesem Querschnitt zu bleiben und Parallelleitungen zu ziehen, falls die Optimierung einen grösseren Querschnitt ergibt.

Ist der günstigste kommerzielle Querschnitt $\hat{s}_{km}$ einmal bekannt, so lässt sich die günstigste Querschnittsverteilung aus Fig. 1 ablesen.

Ist beispielsweise $\hat{s}_{km}$ = 50 mm², so ist:

16 mm² für Ströme bis 13 % des Maximalstromes
50 mm² für Ströme bis 29 % des Maximalstromes
95 mm² für Ströme bis 48 % des Maximalstromes
150 mm² für Ströme bis 85 % des Maximalstromes
240 mm² für den Rest
verwendbar.

Beträgt z. B. die optimale Stromdichte nach Gl. (9) 0,7 A/mm², und findet man aus Fig. 1 die günstigste relative Stromdichte zu $\bar{j}_{tw}$ = 0,0045 l/mm², so ist der Maximalstrom für einen mittleren Strang:

$$I_{max} = \frac{\hat{j}_s}{\bar{j}_{tw}} = \frac{0{,}7}{0{,}0045} = 155{,}5 \text{ A}$$

Demnach lassen sich verwenden:

16 mm² für Ströme bis 20 A
50 mm² für Ströme von 20...45 A
95 mm² für Ströme von 45...75 A
150 mm² für Ströme von 75...132 A
240 mm² für Ströme von 132...155,5 A

Auch die optimalen Leitungslängen sind aus Fig. 1 ablesbar (gestrichelte Linien), nämlich:

zirka 52 % der totalen Leitungslänge sollten mit 16 mm²
zirka 26 % (78 — 52) der totalen Leitungslänge sollten mit 50 mm²
zirka 11 % (89 — 78) der totalen Leitungslänge sollten mit 95 mm²
zirka 7 % (96 — 89) der totalen Leitungslänge sollten mit 150 mm²
zirka 4 % (100 — 96) der totalen Leitungslänge sollten mit 240 mm² erstellt werden.

Ein solchermassen aufgebautes Netz ergibt ein Minimum an Jahreskosten, wenn es von einer Anzahl Unterwerken gespeist wird, die sich nach Formel (7) berechnen lässt.

Die optimalen Arbeits- und Leistungsverluste ergeben sich dann zu:

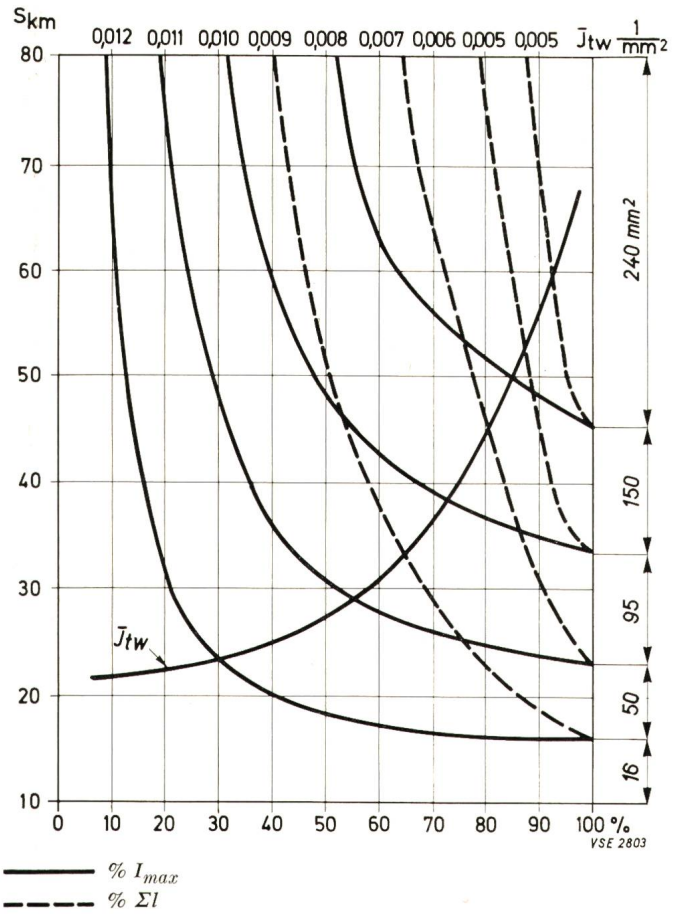

Fig. 1
Auswahl der Leiter aus einem Querschnittssortiment von 16 — 50 — 95 — 150 — 240 mm²
$\%I_{max}$ Stromgrenzen der Querschnitte
$\%\Sigma l$ Anteil der Querschnitte an der totalen Leitungslänge
$\bar{j}_{tw}$ Relative Stromdichte der Leitungen
s_{km} Mittlerer kommerzieller Querschnitt

$$\Delta \hat{E}\% = \sqrt[3]{\frac{(a_U K_U)(a_L K_S) W 10^4}{K_V^2 E \delta_s c_r}} \quad (10)$$

$$\Delta \hat{P}\% = \frac{3}{(2t_s + 1)} \cdot \Delta \hat{E}\% \quad (11)$$

4. Ergebnisse

Die Untersuchungen in Polen und Österreich zeigten, dass es nach dieser Methode möglich ist, Einsparungen in der Energieverteilung von 7...22 %, im Mittel 11,1 %, zu erzielen. Das Kostenminimum war nicht immer im Netz mit den kleinsten Verlusten aufgetreten. Vielmehr standen die verwendeten Querschnitte nicht im richtigen Verhältnis zur Anzahl Unterwerke. Man hat festgestellt, dass ungefähr 50 % der totalen Leitungslänge mit einem Querschnitt von 16 mm² ausgerüstet werden könnte, ohne dass dies einen namhaften Einfluss auf die Verluste hätte. Die besten Resultate erhielt man mit einem Querschnittssortiment von 16 mm² (Fe:Al = 1:3), 50 mm², 95 mm², 150 mm², 240 mm² und einem Ausnützungsgrad δ_s von 2,3. Ebenfalls gute Ergebnisse ergaben die Querschnitte 25 – 70 – 120 – 240 mm², obwohl in diesem Fall die Kosten zirka 4...5 % höher waren. Ferner ist auch in hohem Masse die Bauart der Unterwerke für die Kosten verantwortlich.

5. Diskussion

HANDEL (Österreich) gab bekannt, dass trotz der Verschiedenartigkeit der Netze in den beiden Ländern die erarbeiteten Koeffizienten gut miteinander übereinstimmten. Bei Mastabständen von 100 m sind die Querschnitte von 16, 25 und 35 mm² Stalu in Österreich nicht verwendbar. In jedem Unterwerk werden die abgegebenen Leistungen und Energiemengen laufend registriert und in allen Transformatorenstationen werden Wirk- und Blindleistung mit deren Maxima aufgezeichnet. Alle so ermittelten Daten werden dann mittels Lochkarten verarbeitet, so dass sie jederzeit für Netzuntersuchungen herangezogen werden können. In den letzten 5 Jahren betrug der jährliche Leistungszuwachs bei den Oberösterreichischen Kraftwerken 7,3 %, der jährliche Leitungszuwachs 3,6 %. Die Unterwerke und Schaltstationen haben sich in einem Jahr um 2,2 % und die Transformatorenstationen um 6,2 % vermehrt. Die Netzverluste sanken in den letzten 5 Jahren um ungefähr 2 %. In Anbetracht des grossen zukünftigen, durch die elektrische Raumheizung bedingten Energiebedarfs sollten sich die Elektrizitätswerke stärker mit der Optimierung der Verlustkosten und der Investitionen in ihren Netzen befassen.

COGNET (Frankreich) begrüsst den Versuch, die von Lord Kelvin für eine einzige Leitung gefundene Lösung zu verallgemeinern. Die Bestimmung eines Ausnützungsgrades δ_s sei jedoch umständlich. Die Zusammenhänge zwischen den Netzparametern müssen in einem idealisierten und bereits auf den optimalen Zustand gebrachten Netz ermittelt werden. Die Verluste sind dann am kleinsten, wenn das Leitervolumen in jedem Netzpunkt der Belastung proportional ist. Man muss daher von einem idealisierten Netz ausgehen, dessen Stromdichte konstant ist. Die fundamentale Gleichung lautet:

$$\Delta E \cdot U \cdot V = \text{Konstant} \quad (12)$$

wobei V = Leitervolumen = Leitungslänge · Leiterquerschnitt bedeutet.

Man braucht nicht mehr zwischen einem technischen und einem kommerziellen Querschnitt zu unterscheiden. Das Optimum wird erreicht, wenn

$$a_U K_U U = a_L K_S V = K_V \Delta E \quad (13)$$

ist.

Die jährlichen von der Belastung abhängigen Teilkosten für Unterwerke, Leitungen und Verluste müssen untereinander gleich sein (Kelvin-Regel).

Der Quotient

$$\frac{\Delta E}{V} = \frac{a_L K_S}{K_V}$$

hängt nur noch von den jährlichen Kosten für das Leitermetall und die Energieverluste ab.

Desgleichen ist

$$\frac{V}{U} = \frac{a_U K_U}{a_L K_S}$$

Der Quotient eines jeden Parameters dividiert durch die Oberfläche des versorgten Gebietes, d. h. die Dichten der Verluste, der Unterwerke und der Leitervolumen pro km² ist proportional der dritten Wurzel aus dem Quadrat der Lastdichte in MW/km². Dabei darf man Gebiete mit stark voneinander abweichenden Lastdichten nicht zusammenfassen, sondern muss sie getrennt behandeln.

Adresse des Autors:
W. Schmucki, dipl.-Ing. ETH, Matthofring 62, 6000 Luzern.

Die Entwicklung des Verbrauches elektrischer Energie in der Industrie

Studienkomitee für die Entwicklung der Verwendung von elektrischer Energie; Auszug aus Bericht VII.1

Von *U. V. Büttikofer,* Solothurn

Im Rahmen der Arbeit des Studienkomitees für die Entwicklung der Verwendung von elektrischer Energie der UNIPEDE wird das Anwendungsgebiet Industrie durch eine besondere Expertengruppe unter dem Präsidium von Herrn Dir. Cova, ENEL, Turin und dem Sachbearbeiter, Herrn L. Puiseux, EDF, Paris, bearbeitet. Als Mitexperte folge ich gerne der Einladung des VSE, im folgenden eine kurze Übersicht über den in Cannes vorgelegten Bericht zu vermitteln.

Die UNIPEDE führt seit 1963 bei deren Mitgliedern jedes Jahr eine Umfrage über den Elektrizitätsverbrauch im allgemeinen und auch über denselben in der Industrie im besonderen durch. Auf Grund dieser Unterlagen wird die Entwicklung überprüft und versucht, verschiedene Schlüsse, die für die Werke von besonderer Bedeutung sein können, zu ziehen.

1. Entwicklung des industriellen Gesamtverbrauches von 1963 bis 1968

Die Erhebung über den Industrieverbrauch erfolgt nach 14 Hauptverbrauchsgruppen, in die sich auch die Werte der Statistik des eidgenössischen Amtes für Energiewirtschaft ein-

gliedern lassen. Die nachstehende Zusammenstellung vermittelt einen Überblick über die Entwicklung des industriellen Gesamtverbrauchs der an der Erhebung beteiligten Länder von 1963 bis 1968, und zwar sowohl in absoluten wie auch relativen Werten, wobei das Jahr 1963 als Bezugsjahr gilt.

Der Bericht enthält aber 10 weitere sehr beachtenswerte Zusammenstellungen, die die Entwicklung in den einzelnen Industriegruppen aufzeigen, die an dieser Stelle aus Raumgründen jedoch nicht wiedergegeben werden können. Dazu wird jeweils ein kurzer Kommentar gegeben, dem wir folgende beachtenswerte Hinweise entnehmen:

Bergbau

Der Elektrizitätsverbrauch ist ein direktes Mass für die Entwicklung dieses Industriezweiges. Der Rückgang der Kohlenförderung in Deutschland, Belgien, Frankreich und Grossbritannien ist daraus klar ersichtlich. Die einzige Ausnahme bildet dabei die gegenläufige Entwicklung in Polen. Ferner ergeben sich für die auf diesem Gebiet von 1963 noch wenig aktiven Länder wie Italien, Algerien, Griechenland und Portugal relativ starke Erhöhungen zufolge der nun starken staatlichen Förderung der Mineralerz- und Grundstoffgewinnung für das Baugewerbe.

Elektrizitätsverbrauch in der Industrie
1963—1968

Milliarden kWh
(Indexbasis 1963 = 100)

	1963	1964	1965	1966	1967	1968
Algerien	0,39	0,51	0,55	—	0,59	0,75
	100	*131*	*141*		*151*	*192*
Belgien	11,73	13,02	13,71	14,24	14,88	16,40
	100	*111*	*117*	*121*	*127*	*140*
Bundesrepublik Deutschland	86,98	94,85	100,83	105,18	105,33	114,97
	100	*109*	*116*	*121*	*121*	*132*
Dänemark	1,91	2,03	2,36			
	100	*106*	*124*			
Finnland	8,24	9,10	9,83	10,50	10,69	
	100	*110*	*119*	*127*	*130*	
Frankreich	55,97	61,32	61,72	65,66	68,12	69,80
	100	*110*	*110*	*117*	*122*	*125*
Griechenland	0,90	0,99	1,45	2,35	3,16	3,47
	100	*110*	*161*	*261*	*351*	*386*
Grossbritannien	67,06	72,92	76,68	78,04	78,58	84,04
	100	*109*	*114*	*116*	*117*	*125*
Holland	11,21	12,37	13,36	14,69	15,76	17,93
	100	*110*	*119*	*131*	*141*	*160*
Irland	0,89	0,99	1,07	1,16	1,36	
	100	*111*	*120*	*130*	*153*	
Italien	42,18	44,33	47,31	52,03	57,68	61,48
	100	*105*	*112*	*123*	*137*	*146*
Jugoslawien		6,55	7,88	9,33	10,18	
		100	*120*	*142*	*155*	
Norwegen	—	—	—	26,27	—	
Oesterreich	7,79	8,32	8,80	9,09	9,19	9,75
	100	*107*	*113*	*117*	*118*	*125*
Polen	—	25,19	—	29,95	33,19	36,46
Portugal	2,37	2,54	2,81	3,20	3,33	
	100	*107*	*119*	*135*	*141*	
Schweden	20,16	22,33	26,53	25,32	25,71	30,16
	100	*111*	*132*	*126*	*128*	*150*
Schweiz	7,10	7,99	8,35	8,82	9,12	9,147
	100	*107*	*111*	*118*	*122*	*133*
Spanien	—	16,13	17,92	20,48	21,64	23,69
Ungarn	6,85	7,51	7,96	8,54	8,73	9,08
	100	*110*	*116*	*125*	*127*	*133*

Lebens- und Genussmittel

Auf diesem Gebiet ergibt sich praktisch für alle Länder eine erhebliche Zunahme, die relativ grösser ist als die mengenmässige Mehrproduktion an Lebens- und Genussmitteln selbst. Immer mehr gelangen bereits weitgehend verarbeitete Produkte auf den Markt, und die bisher üblichen Kleinbetriebe werden durch grossindustrielle Anlagen ersetzt.

Textil, Leder und Bekleidung

In den schon bisher stark industrialisierten Ländern ergibt sich eine relativ geringe Verbrauchssteigerung an elektrischer Energie zufolge der immer weiter fortschreitenden Industrialisierung von Ländern, in denen bisher dieser Industriezweig wenig entwickelt war und Textilien vorwiegend durch Handarbeit erzeugt wurden. Die relative Stagnation in diesen Ländern wäre noch ausgeprägter ausgefallen, wenn sich nicht zufolge der Umstellung von natürlichen Textilien auf solche aus Kunststoffen ein erheblicher Mehrbedarf an Energie ergeben hätte.

Papier, Holz

Aus der Zusammenstellung geht die grosse Bedeutung dieses Industriezweiges für Finnland und Schweden hervor. Ferner zeigt sie, dass der Verbrauchsanstieg in den bisher wenig industrialisierten Ländern wie Spanien, Ungarn, Jugoslawien, Portugal und Griechenland bedeutend stärker erfolgt als in denjenigen, die bereits über eine gut ausgebaute Papier- und Holzindustrie verfügen.

Chemie, Raffinerien, Gummi

Auf diesem Industriesektor ist praktisch in allen Ländern eine relativ starke Verbrauchszunahme festzustellen.

Keramik, Glas, Baumaterial

Mit Ausnahme von Holland, Griechenland und Algerien, die eine ausserordentlich starke Zunahme aufweisen, verläuft auf diesem Gebiet die Entwicklung relativ gemässigt.

Eisenverarbeitende Industrie

In den stark industrialisierten Ländern gab die Umstellung der Stahlerzeugung auf elektrischen Betrieb während den der Statistik vorangegangenen Jahren die Hauptimpulse für eine starke Erhöhung des Elektrizitätsverbrauches. Nach erfolgter Umstellung weisen Länder wie Deutschland, England, Österreich, Frankreich, Ungarn und die Schweiz nicht mehr die gleich ausgeprägten Zunahmen auf wie früher. Einzig Italien, Belgien, Spanien und Holland weisen noch eine überdurchschnittliche Entwicklung auf. In diesem Zusammenhang ist auch auf den Einfluss des Übergangs auf immer grössere Produktionseinheiten mit bedeutend kleinerem spezifischem Energieaufwand hinzuweisen sowie auf den Ersatz von Eisen und Stahl durch Nichteisen-Metallegierungen und Kunststoffe, was den Elektrizitätsverbrauch auf längere Sicht auf diesem Produktionssektor immer stärker beeinflussen wird.

Nicht Eisen-Metall-verarbeitende Industrie

Einzig in den Ländern, wo dieser Industriezweig erst in den letzten Jahren Eingang gefunden hat wie z. B. in Griechenland oder Holland, ist eine starke Verbrauchszunahme festzustellen. Dies steht scheinbar im Widerspruch zum ständig weiter ansteigenden Bedarf, der jedoch immer mehr durch die Verlagerung der Aluminiumerzeugung auf Länder mit besonders günstigen Voraussetzungen zur Erzeugung elektrischer Energie gedeckt wird.

Maschinen und Bearbeitung

Die Diversität der Erzeugnisse in der Automatisation und die Entwicklung der Technologie sichern diesem Absatzgebiet wohl noch auf lange Zeit in fast allen Ländern eine weiterhin stark ansteigende Nachfrage nach Elektrizität.

Die allgemeinen Betrachtungen über die statistisch dargelegte Entwicklung abschliessend, sei noch auf die mittleren ährlichen Zunahm en des industriellen Elektrizitätsverbrauches von 1963 bis 1968 hingewiesen. Daraus ist der sich im Gange befindliche Nachholbedarf der bisher noch wenig industrialisierten Länder klar ersichtlich:

Österreich	4,6 %	Schweden	8,3 %
England	4,6 %	Portugal	8,8 %
Frankreich	4,6 %	Polen	9,7 %
Schweiz	5,1 %	Holland	9,9 %
Deutschland	5,7 %	Spanien	10,1 %
Ungarn	5,8 %	Irland	11,2 %
Finnland	6,7 %	Jugoslawien	11,6 %
Belgien	7,0 %	Algerien	14,0 %
Italien	7,9 %	Griechenland	31,0 %

2. Elektrizitätsverbrauch als Hinweis auf die industrielle Produktivität

Zwischen dem Verbrauch von elektrischer Energie und der industriellen Produktivität besteht ein enger Zusammenhang. Die Expertengruppe bemüht sich deshalb auch, für die Industriegruppen der verschiedenen Länder unter sich vergleichbare Hinweise zu erarbeiten. Je grösser und vielfältiger jedoch die zu vergleichenden Industriegruppen sind, desto schwieriger werden solche Bemühungen. Schlüssigere Ergebnisse erhält man durch die Beschränkung der Vergleiche auf Betriebsgruppen mit möglichst ähnlichen Erzeugnissen und gleichen Ausgangs- und Endstufen in der Fertigung. Die Zugänglichkeit solcher Unterlagen ist jedoch äusserst schwierig. Leider erkennt die Industrie noch zu wenig, dass solche Werte auch für sie von grosser Bedeutung sein könnten zur vergleichenden Beurteilung der eigenen Produktivität gegenüber solcher anderer Betriebe. Die bisherigen Ergebnisse der Studien und die Richtung, in der weiter gearbeitet werden soll, werden im Bericht eingehend dargelegt.

3. Einfluss des Preises elektrischer Energie auf die Produktionskosten

Erste Untersuchungen bezüglich der Beeinflussung der industriellen Produktionskosten durch die Kosten der elektrischen Energie sind aus den Vorkriegsjahren bekannt. Aus den Nachkriegsjahren stehen solche aus Deutschland zur Verfügung. Solche Werte werden jedoch sehr rasch überholt und selbst der Vergleich von spezifischen Werten kann nur mit grosser Vorsicht erfolgen, insbesondere von Land zu Land. Immerhin dürften umfassende Ergebnisse der immer noch im Gange befindlichen Studien für die Werke von grossem Interesse sein. Schon das bereits heute vorliegende Zahlenmaterial aus 6 Ländern vermittelt, der Grössenordnung nach, interessante Hinweise. Am höchsten liegen bekanntlich die spezifischen Energiekosten bei der Elektrometallindustrie und der Elektrochemie, z. B. bei 16,6 % in Frankreich und bei 18 % in Schweden.

Die Energiekosten für die Herstellung von Cellulose z. B. liegen in Italien bei 6,38 %, in Frankreich bei 6 % und in Schweden bei 4,3 %. In der Grössenordnung von 5 bis 8 % liegen die Energiekosten bei der Förderung von Kohle und von 3 bis 4 % für die keramik- und glaserzeugende Industrie. Bei der grossen Zahl der verarbeitenden Betriebe ergeben sich jedoch in der Regel spez. Kosten von höchstens 1 %.

4. Beeinflussbarkeit des Belastungsverlaufes bei der Industrie

Studien über die Beeinflussbarkeit des Belastungsverlaufes bei der Industrie liegen schon aus verschiedenen Quellen vor. Systematisch werden solche Erhebungen jedoch erst seit einigen Jahren durch die UNIPEDE betrieben. Die Gründe für die Zweckmässigkeit einer solchen Beeinflussung können von Region zu Region und auch von Werk zu Werk ausserordentlich verschieden sein. Die Ergebnisse aus Erhebungen in 90 Betrieben aus 9 verschiedenen Ländern werden im vorliegenden Bericht besprochen. Es handelt sich dabei vorwiegend um Betriebe aus dem Nährmittelsektor sowie der Automobilindustrie und der Elektrohaushalt-Geräteerzeugung. Wie zu erwarten war, sind hiebei die Beeinflussungsmöglichkeiten praktisch unbedeutend. Die Energiekosten liegen im Verhältnis zu den Lohnkosten bei diesen Betrieben so tief, dass sich Verschiebungen der Belastungsspitzen, die zwangsläufig den ordentlichen Produktionsablauf und den rationellen Einsatz der Arbeitskräfte ungünstig beeinflussen müssten, für die Industriebetriebe nicht lohnen und Ausfälle mit Tarifkonzessionen nicht annähernd ausgeglichen werden könnten. Trotz diesen negativen Ergebnissen werden die Studien für andere Industriezweige weitergeführt werden.

5. Tragbare Unterbruchdauer in der Industrieversorgung

Die zusätzlichen, werkseitigen Investitionen zur Vermeidung der im allgemeinen noch sehr geringen Zahl von Unterbruchsmöglichkeiten in der Stromversorgung nehmen dort um so grösseren Umfang an als die bisherige Sicherheit schon stark gefördert wurde. Auf der Industrieseite dagegen werden die Anlagen durch die weitgehenden Automatisationsabläufe auf Unterbrüche oder Spannungsschwankungen immer empfindlicher. Im Sinne einer Vorstudie hat die Expertengruppe geprüft, ob und wo sich gegebenenfalls ein Optimum ermitteln lässt, wo es gesamtwirtschaftlich vernünftiger wäre, einige wenige Stromunterbrüche noch hinzunehmen, als Investitionen vorzusehen, die sich für die betroffenen Betriebe in Form von stark erhöhten Tarifen oder sonstigen Belastungen auswirken müssten. Eine vorläufige Zusammenstellung über die verschiedenen Typen von Störungen und deren zeitlicher Tragbarkeit, bezogen auf verschiedene Industriegruppen, ergibt einen Hinweis auf die Richtung der weiterzuführenden Studien.

Den vorliegenden Auszug aus dem Bericht der UNIPEDE über den Verbrauch elektrischer Energie in der Industrie abschliessend, kann festgestellt werden, dass die zuständige Expertengruppe sich bemüht, über das Zusammentragen rein statistischer Werte hinaus wirtschaftliche Zusammenhänge und Probleme, die sich aus der Belieferung der Industrie ergeben oder ableiten lassen, im Interesse beider Partner zu erarbeiten.

Adresse des Autors:
U. V. Büttikofer, Direktor der AEK, 4500 Solothurn.

Neuere Studien über Belastungskurven

Unterkommission für das Studium der Belastungskurven; Auszug aus Bericht VII.a

Von *F. Hofer,* Bern

Auf den Kongress der UNIPEDE 1970 in Cannes hin hat die Unterkommission für das Studium der Belastungskurven drei Berichte und drei Zusatzberichte mit folgenden Titeln publiziert:

Bericht 1: Charakteristische Daten der Elektrizitätslieferung an einige Grossindustrien. Bericht der Expertengruppe für Industriebezüger, ausgearbeitet von Herrn Marciani, Italien.

Bericht 2: Belastungskurven von grossen Agglomerationen mit starkem Haushaltanteil. Bericht der Expertengruppe für Niederspannungsbezüger, ausgearbeitet von Herrn Védère, Frankreich.

Bericht 3: Die Gruppenanalyse, eine neue Arbeitsmethode für das Studium der Belastungskurven. Dieser Bericht ist von den Herren Boggis und Held (Grossbritannien) ausgearbeitet worden.

Zusatzbericht 1: Stichprobenanalyse der elektrischen Haushaltbelastung in Holland, von Herrn van Hilst (Holland).

Zusatzbericht 2: Regionale Untersuchungen, von Herrn Marciani, Italien.

Zusatzbericht 3: Fortschritte auf dem Gebiete der Messinstrumente für Belastungsuntersuchungen, von Herrn Boggis, England.

Die Unterkommission der UNIPEDE für Belastungskurven hat in den vergangenen Jahren eine intensive Tätigkeit entfaltet auf einem Gebiet, welches leider in der Schweiz zu wenig Beachtung findet. Wir möchten nachstehend für den eiligen Leser die wichtigsten Probleme dieses Gebietes kurz zusammenfassen und möchten allen, die Zeit und Gelegenheit haben, empfehlen, die Originalberichte selbst zu lesen. Das Studium der Belastungskurven ist für den Verteiler von elektrischer Energie ein sehr wichtiges Gebiet. Es ist nicht nur ein wichtiges Hilfsmittel für die Tarifgestaltung, sondern ebensosehr für die Dimensionierung der Anlagen. Oft werden die mit der Netzbelastung zusammenhängenden Fragen rein empirisch behandelt. Da aber die Konkurrenz anderer Energiequellen immer stärker wird und die Kosten für den Ausbau der Netze ständig ansteigen, so ist es nicht nur nützlich, sondern sogar notwendig, diese Probleme eingehend zu studieren.

Zusammenfassung von Bericht 1. Charakteristische Daten der Elektrizitätslieferung an einige Grossindustrien

Dieser Bericht ist ein Teilbericht über die langjährige und systematische Forschungsarbeit der Unterkommission über den Verlauf der Belastungskurven auf einigen wichtigen Gebieten der Grossindustrie. Bereits für den UNIPEDE-Kongress von Madrid im Jahre 1967 hat die Unterkommission einen ersten Bericht über die folgenden sechs Industriezweige veröffentlicht: Zement, Elektrostahl, Holzstoff, Papier, Baumwolle und Wolle.

Der vorliegende Bericht für den Kongress von Cannes behandelt die folgenden Industriezweige:

a) Aus der Nahrungsmittelindustrie die Zweige Milchprodukte, Teigwaren, Konfiserie- und Schokoladewaren, Brauereien.

b) Aus dem Maschinen- und Apparatebau die Zweige Automobilfabrikation, Herstellung von Haushaltapparaten und von Radio- und Fernsehgeräten.

Die Untersuchung konnte sich auf die Angaben von insgesamt 107 Industriebetrieben in zwölf verschiedenen Ländern stützen und ermöglichte es, für die untersuchten Industriezweige die typischen Belastungskurven und die charakteristischen Parameter ihres Elektrizitätsverbrauchs zu bestimmen. Für jeden untersuchten Industriezweig sind verschiedene typische Belastungskurven aufgestellt worden, deren Analyse sehr interessant ist und eine klare Vorstellung über den Anteil jeder der untersuchten Industrien an der Gesamtbelastung des Netzes gibt.

Zusammenfassung von Bericht 2. Belastungskurven von grossen Agglomerationen mit starkem Haushaltanteil

An dieser Untersuchung über die Entwicklungstendenzen des Elektrizitätsverbrauchs in grossen Städten haben insgesamt vierzehn Länder teilgenommen. Es handelte sich also darum, Städte zu finden, in denen der Haushaltverbrauch gegenüber dem Industrieverbrauch einen genügend grossen Anteil hat. Aus diesem Grunde wurden nur Städte mit mehr als 100 000 Einwohnern berücksichtigt, in denen der Haushaltverbrauch mindestens einen Viertel des gesamten Elektrizitätsverbrauchs ausmacht. Im Bericht hat man sich darauf beschränkt, die gemeinsamen Tendenzen für die Gesamtheit der untersuchten Länder herauszuschälen. Jedes einzelne Land ist selbst am besten in der Lage, für sich selbst aus den viel zahlreicheren Unterlagen eine genauere Analyse vorzunehmen und daraus die für das betreffende Land gültigen Folgerungen zu ziehen. Die UNIPEDE-Untersuchung erfasste im einzelnen Land zu wenig Städte, als dass man daraus massgebende Schlüsse ziehen könnte. Doch konnte man gewisse Tendenzen ableiten. Es ist immerhin möglich, dass sich jedes einzelne Elektrizitätswerk mit den grossen Städten vergleicht, die im Bericht der Unterkommission untersucht worden sind.

Für die Schweiz sind die Verbrauchszahlen der Städte Basel, Bern, Genf, Lausanne und Zürich untersucht worden. Wir möchten auch an dieser Stelle den Direktionen der genannten Elektrizitätswerke bestens für die Angabe der Zahlen danken, welche es uns ermöglicht haben, von der Schweiz aus aktiv an dieser Untersuchung teilzunehmen. Wir möchten uns nachfolgend darauf beschränken, die wichtigsten untersuchten Punkte zu erwähnen und daraus einige allgemeine Schlüsse zu ziehen.

Die Expertengruppe hat die folgenden Punkte untersucht:
Gesamtverbrauch der Stadt pro Einwohner und Haushaltverbrauch pro Haushaltabonnent.

Entwicklungsstand der elektrischen Verbrauchszahlen.
Gradient der Entwicklung des Haushaltverbrauchs.
Vergleich der Verbrauchszunahme des Industriebedarfs und des Haushaltbedarfs.

Allgemeiner Verlauf der Belastungskurven am Tage der Höchstlast.

Vergleich der mittleren Belastungskurven jedes Landes.

Vergleich der Belastungskurven von Agglomerationen mit sehr hohem und mit sehr niedrigem spezifischem Verbrauch.

Versuch einer qualitativen Analyse der Belastungskurven der grossen Agglomerationen.
Korrelation zwischen der Benutzungsdauer des höchstbelasteten Tages und des ganzen Jahres.
Korrelation zwischen den Benutzungsdauern und dem Entwicklungsstand des Elektrizitätsverbrauchs.

Die entweder direkt oder mit Hilfe der Vielfachregressionsrechnung durchgeführten Vergleiche zeigen deutlich, dass die Kurven aller untersuchten grossen Städte einen ähnlichen Verlauf haben, obwohl es zwischen den einzelnen Städten bemerkenswerte Unterschiede im Energieverbrauch gibt. Mit zunehmendem Verbrauch verbessert sich die Benutzungsdauer, aber nicht so stark, wie man es erwarten würde. Man könnte von einer Trägheit der Belastungskurven sprechen.

Abgesehen vom deutlichen Einfluss der Wärmespeicherung während der Schwachlaststunden zeigt die vorliegende Studie, dass ein zunehmender Haushaltverbrauch zu einer Verbesserung der Belastungskurve des Werks führt, und zwar in viel stärkerem Masse als man es normalerweise in städtischen Gebieten bei der Erhöhung des industriellen Elektrizitätsverbrauchs antrifft.

Anderseits scheint aus dem vorliegenden Zahlenmaterial hervorzugehen, dass in den grossen Agglomerationen mit hohem spezifischem Haushaltverbrauch eine gewisse Verlangsamung der weiteren Verbrauchszunahme vorhanden ist.

Zusammenfassung von Bericht 3. Die Gruppenanalyse, eine neue Arbeitsmethode für das Studium der Belastungskurven

Diese von den Herren Boggis und Held (London) vorgelegte Arbeit ist sowohl wegen ihrer Originalität als auch wegen der darin enthaltenen praktischen und theoretischen Überlegungen bemerkenswert. Die Gruppenanalyse wird als eine Weiterentwicklung der Methode von Belson dargestellt, bei welcher man aus der Analogie bei der Klassierung von Büchern ihr Auffinden erleichtern kann, wenn man weder die voraussichtlichen Bedürfnisse der Buchbenützer noch die Normalklassifikation pro Gegenstand kennt.

Durch einen Gruppenanalyse genannten mathematischen Prozess werden Bücher oder andere Objekte wie zum Beispiel Belastungskurven eines Elektrizitätsnetzes in verschiedene genau definierte Gruppen eingeteilt.

Es ist nicht leicht, hier die Einzelheiten dieser Methode näher zu erläutern. Wir können hier nur festhalten, dass diese Methode geeignet erscheint, um verschiedene Märkte zu unterteilen und dann die einzelnen Teilmärkte, insbesondere den Markt für elektrische Energie, näher zu untersuchen.

Die Verfasser des Berichtes betonen auch, dass die Möglichkeiten der Gruppenanalyse für die Untersuchung von elektrischen Belastungskurven noch lange nicht voll ausgeschöpft sind. Eine solche statistisch-mathematische Methode bringt viele Schwierigkeiten mit sich, die uns Praktikern grosse Mühe macht. Diese Methode verlässt tatsächlich die ausgelaufenen Pfade des normalen Energieverteilers und gerade deshalb ist sie so interessant.

Auf die drei am Anfang erwähnten Zusatzberichte möchten wir im Rahmen der vorliegenden Übersicht nicht näher eingehen. Hingegen möchten wir noch einiges zu einem Handbuch bemerken, welches die genannte Unterkommission der UNIPEDE nächstens herausgeben wird. Dieses neue Handbuch wird folgenden Titel haben:

«Untersuchung von Belastungskurven in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Handbuch über deren Theorie und die praktischen Arbeitsmethoden.» Das vier Hauptkapitel und einen Anhang umfassende Handbuch ist wie folgt gegliedert:

Vorwort
Einleitung
Kap. 1. Ziele und Prinzipien bei der Untersuchung von Belastungskurven
Kap. 2. Die Ungleichzeitigkeit
Kap. 3 Methoden
Kap. 4 Apparate

Anhang mit folgenden Unterabschnitten:

1. Terminologie
2. Theorie und Anwendung der multiplen Regression, Beispiele
3. Theorie und Anwendung des Stichprobenverfahrens, Beispiele
4. Apparate, Beispiele
5. Literaturnachweis

Das Ziel dieses sehr bemerkenswerten Handbuches kann wie folgt zusammengefasst werden:

1. Es betont die Wichtigkeit der Analyse der Belastungskurven und zeigt deren theoretische Grundlagen.

2. Es bringt Anwendungsbeispiele für die vorgeschlagenen Methoden.

3. Es zeigt, in welcher Richtung neue Untersuchungen auf diesem Gebiete zu orientieren sind.

Das Handbuch liefert solide theoretische Unterlagen für die Untersuchung von Belastungskurven und der damit zusammenhängenden Probleme. Es wird für die technische und wirtschaftliche Betriebsführung allen denen ein wertvoller Helfer sein, welche Wert darauf legen, den Markt besser kennenzulernen, den sie beliefern. Wir empfehlen dem Leser der vorliegenden Zusammenfassung, sich das Handbuch nach Erscheinen anzuschaffen. Es ist die Frucht von zahlreichen Studien und Diskussionen der grossen europäischen Spezialisten auf diesem Gebiete.

Schlusswort

Wir haben uns bemüht, einen kurzen Überblick zu geben über die von der Unterkommission für das Studium der Belastungskurven in den letzten Jahren durchgeführten Arbeiten und Studien. Obwohl die vorliegende Zusammenfassung nur unvollständig sein kann, so hoffen wir doch, dass sie die grosse Bedeutung der mit den Belastungskurven zusammenhängenden Fragen gezeigt hat. Das Ziel der zahlreichen Arbeiten der genannten Unterkommission für das Studium der Belastungskurven ist es, den Erzeugern und Verteilern von elektrischer Energie ein anpassungsfähiges und praktisches Werkzeug in die Hand zu geben, um alle mit der Belastung zusammenhängenden Fragen auf allen Stufen der Erzeugung und der Verteilung zu bearbeiten und zu lösen. Es scheint uns, dass das Studium der Belastungskurven heute in der Schweiz zu sehr vernachlässigt wird. Die im Ausland auf diesem Gebiete geleistete Arbeit ist viel umfangreicher und zielstrebiger. Wir möchten alle schweizerischen

Elektrizitätswerke ermutigen, sich öfters und intensiver als bisher mit diesen heute sehr wichtigen Fragen zu befassen. Wir möchten bereits jetzt allen Unternehmen danken, welche uns in Zukunft die notwendigen Unterlagen für zukünftige Studien liefern. Wenn unser Land aktiv an diesen Studien teilnehmen will, so sind dazu möglichst vollständige Unterlagen nötig.

Adresse des Autors:
F. Hofer, Direktor der BKW, 3000 Bern.

Studienkomitee für Statistik

Auszug aus Bericht VIII

Von *H. Wisler,* Olten

In der Zeit zwischen den Kongressen von Madrid und Cannes befasste sich das «Comité d'Etudes des Statistiques» vor allem mit Fragen der angewandten Statistik, so mit einer neuen Gruppeneinteilung der Verbraucher sowie mit der Nichtverfügbarkeit von thermischen und hydraulischen Kraftwerken. Die Behandlung dieser Fragen wurde drei verschiedenen Arbeitsgruppen anvertraut.

Gruppeneinteilung der Verbraucher

Erste Umfragen über die Zusammensetzung des Verbrauches elektrischer Energie nach Verbrauchergruppen wurden von der UNIPEDE in den Jahren 1963 und 1964 durchgeführt. Die damit gemachten Erfahrungen gaben Veranlassung zu einer Überarbeitung des Statistikschemas. Um möglichst viele zuverlässige Antworten von Mitgliedländern zu erhalten, wurde es vereinfacht und eine Neueinteilung in 19 anstatt vorher 24 Rubriken vorgenommen. Die Gruppeneinteilung erfolgte in enger Kontaktnahme mit der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen, der OCDE und dem Statistischen Amt der Europäischen Gemeinschaften. Die Statistiken dieser drei Organisationen und der UNIPEDE sind zwar nach wie vor nicht identisch, da die Bedürfnisse in bezug auf Detailauskünfte nicht die gleichen sind. Nach Zusammenzug von Einzelpositionen der UNIPEDE-Statistik stimmen aber nunmehr deren Zahlenwerte mit denjenigen der genannten drei Organisationen überein. Die Ergebnisse der Umfragen sollen in Zukunft jährlich publiziert werden und nicht mehr wie bisher lediglich alle drei Jahre in den Kongressberichten.

Ebenfalls beschlossen wurde eine neue Einteilung der Verbrauchsgruppen in der Jahresstatistik der UNIPEDE. Einige Gruppen von untergeordneter Bedeutung wurden dabei fallengelassen.

Nichtverfügbarkeit von thermischen Kraftwerken

Erste Angaben des Statistik-Komitees über die Nichtverfügbarkeit von Erzeugungs- und Verteilanlagen waren bereits in den Berichten an die Kongresse von Baden-Baden (1961) und Stockholm (1964) enthalten. Nach dem Kongress in Stockholm wurde für die Durchführung systematischer Umfragen bei den Mitgliedländern die Schaffung einer besonderen Arbeitsgruppe des Statistik-Komitees beschlossen. Das Ziel ihrer Umfragen besteht darin, Aufschluss über die Leistungsreserven zu erhalten, die erforderlich sind, um die Nichtverfügbarkeiten von Anlagen wettzumachen. Die Arbeiten werden im Einvernehmen mit dem «Comité d'Etudes de la Production Thermique» der UNIPEDE und in Fühlungnahme mit andern internationalen Organisationen durchgeführt. Insbesondere standen bereits vorhandene Unterlagen der UCPTE und der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen zur Verfügung.

Die von der Arbeitsgruppe geleistete Arbeit fand kurz nach dem Kongress von Madrid einen ersten Niederschlag in der Publikation einer Anzahl von Definitionen als Grundlage für die zu erstellende Statistik (siehe «Economie Electrique», Nr. 50, 1967). Für die Berechnung des Nichtverfügbarkeitsgrades wurde eine bereits von mehreren grossen europäischen Elektrizitätsgesellschaften, insbesondere der EdF und des Central Electricity Generating Board angewandte Methode übernommen. Berücksichtigt werden sämtliche Nichtverfügbarkeiten, (totale und teilweise, vorgesehene und unvorhergesehene) und zwar gleichgültig, ob sie durch vorhandene Leistungsreserven anderer Gruppen ausgeglichen werden können oder nicht.

Aufgrund der Unterlagen der UCPTE entschloss sich die Arbeitsgruppe, lediglich nach der nicht verfügbaren Leistung um 8.00 Uhr morgens für jeden Tag zu fragen, unter Angabe der Anteile für vorgesehene und für unvorhergesehene Nichtverfügbarkeiten. Seit 1966 werden auf dieser Grundlage in 10 Ländern (Bundesrepublik, Österreich, Belgien, Dänemark, Spanien, Frankreich, Grossbritannien, Italien, Niederlande und Schweden) Umfragen über die Nichtverfügbarkeitsziffern für Einheiten von 100–199 MW, von 200–399 MW und neuerdings auch für solche von 400 MW und mehr durchgeführt. Ihre Ergebnisse, die auch Aufschluss über den Nichtverfügbarkeitsgrad nach dem Alter der Anlagen geben, werden nicht publiziert und stehen nur den Unternehmungen, die sich daran beteiligen, zur Verfügung. In verschiedenen Ländern durchgeführte Vergleiche zwischen dem Nichtverfügbarkeitsgrad um 8.00 Uhr morgens und einem mittleren Nichtverfügbarkeitsgrad haben gezeigt, dass die sich daraus ergebenden Differenzen unbedeutend sind. Die Umfragen sollen — mit verfeinerten Definitionen — weitergeführt werden.

Das Statistik-Komitee hat vorgesehen, anlässlich des nächsten UNIPEDE-Kongresses in Den Haag Totalzahlen über die Nichtverfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken bekannt zu geben.

Entsprechende Angaben werden neuerdings auch für die einzelnen Atomkraftwerke gesammelt, wobei hier nach dem Lastfaktor gefragt wird; solange nur wenige Atomkraftwerke bestehen, entspricht dieser mit einer guten Annäherung dem Verfügbarkeitsgrad. Später wird aber auch für Atomkraftwerke ein Verfügbarkeitsgrad wie für die klassischen thermischen Kraftwerke berechnet werden müssen.

Ein spezielles Augenmerk soll in Zukunft der Analyse der Materialschäden geschenkt werden, die eine Nichtverfügbar-

keit zur Folge haben. Durch entsprechende Umfragen hofft man noch nähere Angaben über die schwachen Stellen in den Anlagen zu erhalten, das Ausmass von Reserveanlagen bestimmen und Auskunft darüber erhalten zu können, inwiefern sich ein verschiedenartiges Vorgehen hinsichtlich der jährlichen Revisionen auf den Verfügbarkeitsgrad der Anlagen auswirkt. Herr Knudsen, Vertreter Dänemarks im Statistik-Komitee der UNIPEDE, arbeitete für den Kongress in Cannes einen Bericht darüber aus, wie einzelne Gesellschaften hinsichtlich der statistischen Erfassung von Materialschäden, die zu einer Nichtverfügbarkeit führen, vorgehen. Dieser Bericht wird eine wertvolle Grundlage für die weiteren Arbeiten bilden. Aufgrund der gemachten Darlegungen hat unter sechs Ländern bereits ein vertraulicher Austausch von Angaben eingesetzt.

Nichtverfügbarkeit von hydraulischen Kraftwerken

Nach dem Kongress von Madrid wurde eine Arbeitsgruppe mit dem Studium der Nichtverfügbarkeit von hydraulischen Kraftwerken beauftragt. Die Lage ist hier insofern komplexer, als die mögliche Leistung nicht nur wegen Havarien, sondern u. U. auch als Folge von natürlichen Einflüssen (Wassermangel, Verringerung des Gefälles) nicht voll ausgenützt werden kann. Es ist also möglich, dass eine Nichtverfügbarkeit infolge eines Schadens an der Anlage nicht unbedingt zu einer zusätzlichen Reduktion der möglichen Leistung führt. Deshalb muss hier zwischen Nichtverfügbarkeiten mit und ohne Folgen für die Ausnützung unterschieden werden.

Die Arbeitsgruppe hat als erstes die grundlegenden Definitionen über die verschiedenen Typen von hydraulischen Kraftwerken, die Arten von Nichtverfügbarkeiten, die zu berücksichtigenden Leistungen und den Nichtverfügbarkeitsgrad aufgestellt. Aufgrund der gewählten Definitionen, die am Schluss des Anhanges 3 zum Bericht des Statistik-Komitees an den Kongress von Cannes wiedergegeben sind, haben die in der Arbeitsgruppe vertretenen Länder seit anfangs 1969 zu Versuchszwecken statistische Daten ausgetauscht. Sie betreffen Gruppen mit einer maximal möglichen Leistung von 20 MW und mehr, aufgeteilt nach Kraftwerktypen (Saisonspeicher-Werke mit einer Auffüllzeit von mehr als 400 Stunden, Speicherwerke mit einer Auffüllzeit zwischen 2 und 400 Stunden und Laufkraftwerke). Die monatlich erstellte Statistik enthält die Nichtverfügbarkeitswerte für jeden Mittwoch um 8.00 Uhr morgens. Die ersten Totalzahlen sollen in einer der nächsten Ausgaben der «Economie Electrique» veröffentlicht werden.

Für die Zukunft hat sich die Arbeitsgruppe die Aufgabe gestellt, einen mittleren Nichtverfügbarkeitsgrad zu berechnen, eine Beurteilung der Nichtverfügbarkeiten nach ihren Ursachen und nach Anlageteilen vorzunehmen und die Statistik nach dem Alter der Anlagen zu unterteilen. Näher untersuchen will sie sodann die Verhältnisse bei den Speicherwerken mit einer Auffüllzeit zwischen 2 und 400 Stunden, und zwar wegen der verschiedenartigen Charakteristiken solcher Anlagen. Auf eine am Kongress in Cannes gemachte Anregung hin wurde ferner beschlossen, in Zukunft die Pumpspeicherwerke als besondere Kategorie zu behandeln.

Weitere Untersuchungen

Von den weiteren Fragen, mit denen sich das Statistik-Komitee befasst, sollen abschliessend die wichtigeren kurz erwähnt werden.

Um die *Tendenzen in der Verbrauchsentwicklung* noch besser herauszuschälen, hatte das Direktions-Komitee der UNIPEDE am Kongress in London im Jahre 1955 die Anwendung einer Methode angeregt, bei der der saisonmässige Einfluss ausgeschaltet wird. In einem Bericht für den Kongress von Madrid wurde über eine Methode berichtet, der nicht mehr stabile, sondern sich fortentwickelnde Saisonfaktoren zugrunde gelegt werden. Um die Störeinwirkungen klimatischer Verhältnisse auf die Saisonfaktoren auszuschliessen, wurde in der Folge eine weitere Verfeinerung der Berechnungsmethode vorgenommen (Methode der doppelten Regression). Diese wird heute ausser von der EdF auch von verschiedenen anderen Gesellschaften und Ländern angewandt.

Nach dem Kongress in Cannes hat eine Arbeitsgruppe das Studium der Frage der *Nichtverfügbarkeit von Übertragungsanlagen* aufgenommen. Sie stellte fest, dass bereits in verschiedenen Ländern Statistiken über die Dauer solcher Nichtverfügbarkeiten und über die Anzahl der Unterbrüche bestehen. Dagegen fehlen allgemein statistische Unterlagen über die Anzahl der in einem bestimmten Zeitpunkt nicht zur Verfügung stehenden Leitungen.

Mit Rücksicht auf neue Definitionen, so u.a. über die Nichtverfügbarkeit von Anlagen, wurde beschlossen, eine dritte Ausgabe der «*Begriffsbestimmungen für elektrizitätswirtschaftliche Statistiken*» vorzubereiten; dabei soll auch eine spanische und eventuell eine holländische Fassung hinzukommen.

Auf Wunsch der Expertengruppe «Landwirtschaft, Gewerbe und Handel» der UNIPEDE hat sich das Statistik-Komitee in einer Sitzung nach dem Kongress in Cannes mit der Frage der *Erstellung einer Statistik über den Elektrizitätsverbrauch im tertiären Sektor* befasst, der einen immer grösseren Anteil am Gesamtverbrauch einnimmt. Verschiedene Länder verfügen bereits über Unterlagen, die als Grundlage für eine solche Statistik dienen können.

Weitere Punkte, deren Studium in nächster Zeit möglicherweise in Angriff genommen werden, betreffen stichwortweise folgende Fragen: spezifischer Elektrizitätsverbrauch für Industrieprodukte; Aufteilung des Elektrizitätsverbrauches der Industrie nach mechanischer Energie und Wärmeenergie; Festlegung von Verbrauchertypen für Preisvergleiche; Bereitstellung von Unterlagen über die Qualität der Versorgung.

Adresse des Autors:
Dr. *H. Wisler*, Vizedirektor der ATEL, 4600 Olten.

Verbandsmitteilungen

Kommission für Aufklärungsfragen

An der 38. Kommissionssitzung vom 26. Oktober 1971 in Zürich unter Leitung von Herrn Dr. Wanner, Direktor der EKZ, sind vor allem die zu wählenden Prioritäten für die kommende Informationstätigkeit des VSE festgelegt worden. Im Zusammenhang mit den Hemmnissen beim Bau von weiteren Atomkraftwerken sind neben der Bevölkerung auch die zuständigen Behörden und Verwaltungsstellen unmissverständlich auf die zu erwartenden Folgen bei nicht rechtzeitiger Bereitstellung der notwendigen Leistungskapazitäten aufmerksam zu machen.

Die vom VSE am 23. September 1971 durchgeführte Pressekonferenz hat einen sehr angeregten Verlauf genommen. Es sind von den Journalisten neben anderen brennenden Problemen der Elektrizitätswirtschaft starke Einwände gegen die nach ihrer Meinung bei den Werken herrschende «Wachstumseuphorie» vorgebracht worden. Eine praktische Lösung zur Dämpfung der von den Elektrizitätswerken nur sehr begrenzt beeinflussbaren jährlichen Steigerungsraten im Stromverbrauch, und inwieweit eine solche mit den Umweltschutzbestrebungen in Einklang zu bringen wäre, konnte allerdings von den Journalisten nicht aufgezeigt werden. Interessanterweise fand dieses etwas unerwartete Intermezzo an der Pressekonferenz im Presseecho keinen Nachhall. Die Presseberichterstatter haben im allgemeinen die ausgeteilten Unterlagen als reine Information und ohne eigene Stellungnahme für ihre Berichte übernommen.

Es konnte weiter zur Kenntnis genommen werden, dass am 1. Dezember 1971 in Zürich eine Diskussionsversammlung des VSE über Öffentlichkeitsarbeit stattfindet. An dieser Veranstaltung bietet sich für die Werke die Möglichkeit, die im Zusammenhang mit der Öffentlichkeitsarbeit in den einzelnen Regionen aufgetauchten Probleme zu erörtern und gegebenenfalls auf eine gesamtschweizerisch koordinierte Aufklärungstätigkeit, deren Grundprinzipien vom Vorstand bereits festgelegt worden sind, abzustimmen. Mz.

Der Landesindex der Konsumentenpreise Ende November 1971

Der vom Bundesamt für Industrie, Gewerbe und Arbeit berechnete Landesindex der Konsumentenpreise, der die Preisentwicklung jener Konsumgüter und Dienstleistungen wiedergibt, die im Haushalt von Arbeiter- und Angestelltenfamilien von Bedeutung sind, stellte sich Ende November 1971 auf 123,4 (September 1966 = 100) und lag somit um 1,3 % über dem Stand zu Ende Oktober von 121,8 und um 6,6 % über dem Stand vor Jahresfrist von 115,8.

Massgebend für die Entwicklung des Landesindex im Berichtsmonat war vor allem die Berücksichtigung der seit dem Frühjahr 1971 eingetretenen Erhöhung des durchschnittlichen Mietpreisniveaus und der neuen SBB-Tarife vom November 1971. Über dem Stand der Vorerhebung lagen ferner die Preise für auswärts konsumierte Mahlzeiten, Kaffee und Tee im Ausschank in Restaurants sowie für Koks und Heizöl. Auch für Strassenbahnfahrten und Bücher wurden teilweise höhere Preise gemeldet. Rückläufig war einzig die Indexziffer für Früchte.

Der halbjährlich berechnete Mietpreisindex verzeichnete vom Mai bis Ende November 1971 eine Steigerung um 4,3 %. Für die Periode Mai bis November 1970 betrug die Zunahme 3,7 %, und für den entsprechenden Abschnitt im Jahre 1969 stellte sie sich auf 2,5 %.

Für die neun Bedarfsgruppen lauten die Indexziffern Ende November 1971: Nahrungsmittel 117,6, Getränke und Tabakwaren 114,9, Bekleidung 113,7, Miete 149,4, Heizung und Beleuchtung 131,0, Haushalteinrichtung und -unterhalt 109,3, Verkehr 121,1, Körper- und Gesundheitspflege 126,6, Bildung und Unterhaltung 114,8.

64. Kontrolleurprüfung

Am 16. und 17. November 1971 fand die 64. Prüfung von Kontrolleuren für elektrische Hausinstallationen statt. Von den insgesamt 11 Kandidaten haben 7 die Prüfung bestanden.

Es sind dies:

Albrecht Werner, Zürich
Bolzli Erwin, Hegnau/ZH
Bourqui Gérard, Chêne-Bourg/GE
Chabot Alain, Grand-Lancy/GE
Gentsch Heinrich, Birr/AG
Matt Max, Wohlen/AG
Meier Georg, Zürich

65. Kontrolleurprüfung

Vom 17. bis 19. November 1971 fand die 65. Prüfung von Kontrolleuren für elektrische Hausinstallationen statt. Von den insgesamt 8 Kandidaten haben 3 die Prüfung bestanden.

Es sind dies:

Juillard Roger, Pruntrut
Stopper Heinz, Biel
Zwyssig Kurt, Horw/LU

Wirtschaftliche Mitteilungen

Metalle

		Dez. 71	Vormonat	Vorjahr
Kupfer/Wirebars [1]	Fr./100 kg	422.—	402.—	454.—
Banka-Billiton-Zinn [2]	Fr./100 kg	1465.—	1461.—	1512.—
Blei [1]	Fr./100 kg	101.—	93.—	128.—
Rohzink [1]	Fr./100 kg	145.—	140.—	126.—
Roh-Reinaluminium für elektrische Leiter in Masseln 99,5 % [3]	Fr./100 kg	260.—	260.—	260.—

[1]) Preis per 100 kg franko Basel, verzollt, bei Mindestmengen von 50 Tonnen
[2]) dito — bei Mindestmengen von 5 Tonnen
[3]) Preis per 100 kg franko Empfangsstation bei 10 Tonnen und mehr

Flüssige Brenn- und Treibstoffe

		Dez. 71	Vormonat	Vorjahr
Bleibenzin [1]	Fr./100 l	59.55	54.35	51.25
Dieselöl für strassenmotorische Zwecke [2]	Fr./100 kg	72.20	63.90	68.80
Heizöl Extraleicht [2]	Fr./100 kg	17.00	14.90	20.00
Heizöl Mittel [2]	Fr./100 kg	12.80	12.20	16.40
Heizöl Schwer [2]	Fr./100 kg	11.00	10.30	14.10

[1] Konsumenten-Zisternenpreise, franko Schweizergrenze Basel, verzollt inkl. Wust, bei Bezug in einzelnen Bahnkesselwagen.
[2]) Konsumenten-Zisternenpreise (Industrie), franko Basel-Rheinhafen, verzollt exkl. Wust.

Redaktion der «Seiten des VSE»: Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Bahnhofplatz 3, Zürich 1; Postadresse: Postfach 8023 Zürich; Telephon (01) 27 51 91; Postcheckkonto 80–4355; Telegrammadresse: Electrunion Zürich.
Redaktor: Dr. *E. Bucher*

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

in der vereinfachten Montage durch nur eine Person, in den vielseitigen Einsatzmöglichkeiten als Decken-, Pendel-, Eck- und Wandleuchten in Einzel- oder Reihenmontage, Lampenträger Stahlblech aus einem Stück geprägt, weiß thermolackiert, formschöne Plexiglaswanne opal, mit Standard-Fluoreszenzröhren Farbe 33 ausgerüstet. Verlangen Sie unsere ausführliche Unterlage 10.19 über Kandem-Leuchten.

Camille Bauer Aktiengesellschaft, 4002 Basel
Elektrotechnische Artikel en gros

camille bauer

Geschäftsstellen in
Bern, Genève, Lugano, Neuchâtel, Zürich

Bei öffentlichen Diensten, bei Bahnen, auf Baustellen, im Transportgewerbe, kurz: überall, wo schnelle und zuverlässige Verbindungen von Mensch zu Mensch notwendig sind, werden heute Kleinfunkgeräte eingesetzt.
Das neue, volltransistorisierte, tragbare Kleinfunkgerät SE19 von Autophon ist eine Weiterentwicklung der bekannten und erfolgreichen Serie SE 18. Wir haben es verbessert: es wurde noch kleiner, leichter und robuster. Trotzdem ist es ebenso vielseitig verwendbar und zuverlässig wie sein Vorgänger. Es arbeitet im 4-m-, 2-m- oder 70-cm-Band. Bei jedem Wetter, bei Hitze und Kälte.
Der Energiebedarf des SE 19 ist gering. Das ermöglicht eine lange Einsatzdauer. Die Stromversorgung lässt sich dem Verwendungszweck anpassen. Es wurde nach dem Baukastenprinzip konstruiert. Deshalb können Gerätevarianten für die verschiedensten Anforderungen geliefert werden.

Für Beratung, Projekte, Installation und Unterhalt **AUTOPHON**

Autophon kennt sich aus in Telephon- und Direktsprechanlagen, Personenruf- und Suchanlagen, Lichtruf, Signal- und Datenanzeigeeinrichtungen, elektrische Uhren und Rohrpost, Autophon-Sprechfunk in Fahrzeugen, tragbare Kleinfunkgeräte, drahtlose Telephonleitungen, Betriebsfernsehen, Musik zur Arbeit, Telephonrundspruch für Hotel und Spital.

Autophon AG

8059 Zürich	Lessingstrasse 1–3	051 27 44 55
9001 St. Gallen	Teufenerstrasse 11	071 23 35 33
4000 Basel	Schneidergasse 24	061 25 97 39
3000 Bern	Belpstrasse 14	031 25 44 44
2500 Biel	Plänkestrasse 16	032 2 83 62
6005 Luzern	Unterlachenstrasse 5	041 44 84 55
7000 Chur	Poststrasse 43	081 22 16 14
6962 Lugano	Via Bottogno 2	091 51 37 51

Téléphonie SA

1006 Lausanne	9, Chemin des Délices	021 26 93 93
1951 Sion	54, rue de Lausanne	027 2 57 57
1227 Genf	25, route des Acacias	022 42 43 50

Fabrikation, Entwicklungsabteilung und Laboratorien in Solothurn