Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 57 (1966)

Heft: 15

Artikel: Die künftige Deckung des schweizerischen Elektrizitätsbedarfes mit hydraulischen und thermischen Kraftwerken

Autor: Leuthold, Heinrich A.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-916621

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: 15.07.2025

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

Die künftige Deckung des schweizerischen Elektrizitätsbedarfes mit hydraulischen und thermischen Kraftwerken

(Generelle Untersuchung mit besonderer Berücksichtigung der Prognosen für das Jahr 1975/76)

von Professor *Heinrich A. Leuthold,* Zürich

DK 621.311.003.12 (494)

Wir veröffentlichen nachstehend einen Aufsatz aus der Feder von Herrn Professor H. A. Leuthold, *der die Probleme der wirtschaftlichen Deckung des künftigen Elektrizitätsbedarfes unseres Landes zusammenfassend behandelt und, auf dem Bericht der «Zehn» fussend, besonders die Frage der Aufteilung der zusätzlich in thermischen Kraftwerken zu erbringenden Leistung und Produktion auf Atomkraftwerke und konventionelle thermische Kraftwerke genauer untersucht.* *Die Redaktion*

Nous publions ci-après un article de la plume de Monsieur H. A. Leuthold, professeur, *qui traite l'ensemble des problèmes de l'approvisionnement économique de notre pays en énergie électrique et, se basant sur le rapport des «Dix», analyse surtout la question de la répartition de la puissance et de la production d'appoint par des centrales thermiques sur des centrales nucléaires et des centrales au mazout.* *La rédaction*

Im April 1965 haben die sechs Überlandwerke Aare-Tessin AG für Elektrizität, Olten (Atel), Bernische Kraftwerke AG, Bern (BKW), Centralschweizerische Kraftwerke AG, Luzern (CKW), Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG, Laufenburg (EGL), SA l'Energie de l'Ouest-Suisse, Lausanne (EOS), Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden (NOK), zusammen mit den drei Städtewerken Basel, Bern und Zürich und mit den Schweizerischen Bundesbahnen, Bern, eine Studie mit dem Titel[1]): «Ausbau der schweizerischen Elektrizitätsversorgung» veröffentlicht. Ausgehend von den Verhältnissen des hydrographischen Jahres 1963/64 (1. Oktober 1963 bis 30. September 1964) sind in dieser Studie die Ergebnisse der Untersuchungen über die voraussichtliche Entwicklung des gesamten schweizerischen Elektrizitätsbedarfes und über den Einsatz der Energiequellen, die zur Deckung dieses Bedarfes benötigt werden, niedergelegt. Die Untersuchungen erstrecken sich über die 12 Jahre 1964/65 bis 1975/76 und sind in die sechsjährigen Perioden 1964/65 bis 1969/70 und 1970/71 bis 1975/76 unterteilt.

In der vorliegenden Arbeit wird auf der Basis der Schätzungen und Annahmen über die zukünftige Entwicklung der schweizerischen Elektrizitätsversorgung, die in der Studie der «Zehn» ausführlich dargestellt und begründet sind, untersucht, welchen Einfluss die jährlichen und jahreszeitlichen Schwankungen des Energiedargebotes der hydraulischen Kraftwerke auf den Einsatz der thermischen Kraftwerke, die in den nächsten Jahren erstellt werden müssen, ausüben; dabei werden insbesondere die Verhältnisse, wie sie für das Jahr 1975/76 geschätzt werden, betrachtet.

[1]) SEV-Bulletin, Seiten des VSE, Nr. 10/1965.

Schätzung des zukünftigen Elektrizitätsbedarfes

a) Die Prognosen für die Stichjahre 1969/70 und 1975/76

Nachdem in den vergangenen drei Jahrzehnten der Konsum elektrischer Energie (ohne Elektrokessel und Speicherpumpen) mit geringen Streuungen um eine durchschnittliche progressive Zuwachsrate von ca. 5,8% pro Jahr zugenommen hat, wird in der Studie der «Zehn» die Ansicht vertreten, dass der Schätzung des künftigen Elektrizitätsbedarfes folgende mittlere Zuwachsraten zugrunde gelegt werden dürfen:

Tabelle 1

Periode	Winterhalbjahr 1. 10.—31. 3.	Sommerhalbjahr 1. 4.—30. 9.	Jahr 1. 10.—30. 9.
1964/65—1969/70	6,0%	5,0%	somit ca. 5,5%
1970/71—1975/76	5,5%	4,5%	somit ca. 5,0%

Mit dem leichten Rückgang der Zuwachsraten wird zum Ausdruck gebracht, dass die wachsende Einwohnerzahl, die fortschreitende Mechanisierung und Automatisierung in Industrie, Landwirtschaft, Gewerbe und Haushalt und die Erhöhung des Realeinkommens in breiten Schichten auch in Zukunft zur vermehrten Anwendung der Elektrizität führen werden, dass aber auch Sättigungserscheinungen bei einigen Anwendungsgebieten eine Verlangsamung des Zuwachses bewirken können.

In bezug auf die im Netz beanspruchte Leistung nehmen die «Zehn» an, dass die Belastungen annähernd um den gleichen Faktor wie der Energiekonsum zunehmen und damit auch in ihrem zeitlichen Ablauf eine ähnliche Form wie die derzeitigen Diagramme aufweisen werden.

Mit den Ansätzen der Tabelle 1 wird der Inlandkonsum (ohne Elektrokessel und Speicherpumpen) ausgehend vom Basisjahr 1963/64 in folgender Weise zunehmen:

Tabelle 2

Stichjahr	Winterhalbjahr 1. 10.—31. 3.	Sommerhalbjahr 1. 4.—30. 9.	Jahr 1. 10.—30. 9.
1963/64	10815 GWh	10335 GWh	21150 GWh
Faktor: 1969/70	$1{,}06^6 = 1{,}418$ 15300 GWh	$1{,}05^6 = 1{,}34$ 13800 GWh	29100 GWh
Faktor: 1975/76	$1{,}06^6 \cdot 1{,}055^6 = 1{,}956$ 21100 GWh	$1{,}05^6 \cdot 1{,}045^6 = 1{,}745$ 18000 GWh	39100 GWh

b) Monatliche Aufteilung des Elektrizitätsbedarfes

Aus den statistischen Angaben der vergangenen Jahre lässt sich ermitteln, dass der Verbrauch in den einzelnen Monaten etwa im gleichen Masse wie der Jahresverbrauch ansteigt; so darf ohne nennenswerten Fehler angenommen werden, dass der Monatsbedarf in Zukunft mit der gleichen Zuwachsrate wie in dem entsprechenden Halbjahr anwachsen wird.

Wenn man ferner die statistischen Zahlen, die das Eidgenössische Amt für Energiewirtschaft im Jahr 1963/64 veröffentlicht hat, heranzieht und den gesamten Landesverbrauch an jedem Mittwoch, am mittleren Samstag und am mittleren Sonntag eines Monates mit der Anzahl der Werktage, der Samstage und Vorfeiertage bzw. der Sonn- und Feiertage multipliziert, zeigen die so erhaltenen Ergebnisse nur geringe Differenzen gegenüber dem effektiven Verbrauch des betreffenden Monates; subtrahiert man vom totalen Landeskonsum den Verbrauch für Elektrokessel und Speicherpumpen, indem man ihn gleichmässig auf die einzelnen Monatstage umlegt, erhält man die in Tabelle 3 aufgeführte Verteilung des monatlichen Landesverbrauches (ohne Elektrokessel und Speicherpumpen) auf die drei Tagesgattungen für das Jahr 1963/64 und unter Berücksichtigung der geschätzten Zuwachsraten auch für das Jahr 1975/76.

c) Die Monatsdauerlinien der Belastung

Die geringen Differenzen zwischen dem effektiven und dem aus den statistischen Angaben für Mittwoch, Samstag und Sonntag errechneten Monatsverbrauch legen den Gedanken nahe, die Belastungskurven dieser charakteristischen Tage als durchschnittliche Diagramme zu verwenden und daraus Monatsdauerlinien für die Belastungen zu bilden, zumal auch die Auswertung einer Belastungstopographie aus den 12 Diagrammen, die für den mittleren Mittwoch der Monate des Jahres 1963/64 dem SEV-Bulletin entnommen werden können, eine gute Übereinstimmung mit dem monatlichen Verbrauch an den Werktagen zeigt.

So wurden die geordneten Belastungskurven für die Werktage jedes Monates aus den publizierten Mittwochkurven mit der in Tabelle 3 angegebenen Zahl der Werktage gewonnen.

Die Monatsdauerlinien für die Belastungen an den Samstagen und Vorfeiertagen bzw. an den Sonn- und Feiertagen liessen sich aus entsprechenden Belastungskurven des Jahres 1963/64, die von den Nordostschweizerischen Kraftwerken zur Verfügung gestellt wurden, ermitteln, nachdem sich herausgestellt hatte, dass das Verhältnis des Landeskonsums zum Netzkonsum der NOK sowohl am mittleren Samstag als auch am mittleren Sonntag eines Monates nur wenig von den Durchschnittswerten abweicht, die sich aus den 6 mittleren Samstagen bzw. den 6 mittleren Sonntagen aller Monate des Winterhalbjahres und des Sommerhalbjahres ergeben.

Der Verbrauch der Elektrokessel und Speicherpumpen, der im Jahre 1963/64 relativ niedrig und selbst in den Sommermonaten unterhalb von 7% des Landesverbrauches lag, wurde (ausserhalb der Spitzenzeiten an den Werktagen) gleichmässig über die ganze Monatszeit verteilt und von den Dauerlinien in Abzug gebracht.

Wie in der Studie der «Zehn» wurde auch in dieser Untersuchung angenommen, dass die beanspruchte Leistung im Netz zu jeder Zeit proportional dem Energiekonsum ansteigt; so wurden die jeweiligen Monatsdauerlinien für die Werktage,

Tabelle 3

Monat	Tage			Landesverbrauch ohne Elektrokessel und Pumpen							
				für 1963/64				geschätzt für 1975/76			
	We	Sa	So	We	Sa	So	Monat	We	Sa	So	Monat
				GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Oktober	23	4	4	1 424	215	164	1 803	2 780	420	320	3 520
November	21	5	4	1 321	275	166	1 762	2 580	540	320	3 440
Dezember	15	5	11	1 027	298	533	1 858	2 000	580	1 040	3 620
Januar	20	5	6	1 329	282	268	1 879	2 600	550	520	3 670
Februar	20	5	4	1 278	276	170	1 724	2 490	540	330	3 360
März	20	3	8	1 294	161	334	1 789	2 530	310	650	3 490
Winterhalbjahr	119	27	37	7 673	1 507	1 635	10 815	14 980	2 940	3 180	21 100
April	22	4	4	1 354	204	171	1 729	2 360	350	300	3 010
Mai	20	4	7	1 213	208	287	1 708	2 110	360	500	2 970
Juni	22	4	4	1 347	211	173	1 731	2 350	370	300	3 020
Juli	23	4	4	1 348	202	165	1 715	2 350	350	290	2 990
August	21	5	5	1 230	261	204	1 695	2 140	450	350	2 940
September	22	4	4	1 381	211	165	1 757	2 410	370	290	3 070
Sommerhalbjahr	130	25	28	7 873	1 297	1 165	10 335	13 720	2 250	2 030	18 000
Jahr	249	52	65	15 546	2 804	2 800	21 150	28 700	5 190	5 210	39 100

We: Werktage Sa: Samstage und Vorfeiertage So: Sonn- und Feiertage

die Samstage und Vorfeiertage bzw. für die Sonn- und Feiertage, wie sie für das Jahr 1975/76 geschätzt werden können, durch Multiplikation der geordneten Dauerlinien, die nach dem oben angegebenen Verfahren für das Basisjahr 1963/64 aufgestellt wurden, mit dem Faktor 1.956 für das Winterhalbjahr und 1.745 (siehe Tabelle 2) für das Sommerhalbjahr gebildet.

Der Energieinhalt der einzelnen Dauerlinien, die für die Wintermonate Oktober, Dezember und Februar in Fig. 1a und für die Sommermonate April, Juni und August in Fig. 1b dargestellt sind, entspricht den in Tabelle 3 aufgeführten Verbrauchszahlen ohne Elektrokessel und Speicherpumpen.

Bei einer kritischen Beurteilung der Annahmen für den künftigen Energie- und Leistungsbedarf muss berücksichtigt werden, dass im besonderen Masse die Prognosen für die Versorgung mit elektrischer Energie mit einer Reihe von Unsicherheiten behaftet sind, da die Bedarfszunahmen bei den zahlreichen Anwendungen der Elektrizität in so vielschichtigen Konsumentengruppen wie in Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft und Haushalt stark von der jeweiligen Wirtschaftslage und den Wettbewerbsverhältnissen mit anderen Energieträgern abhängen und daher nur sehr schwer für die Zukunft geschätzt werden können.

Auf der einen Seite gibt es keine genauere Methode als die Berufung auf die durchschnittliche Zuwachsrate, wie sie sich in der Vergangenheit über etwa 3 Jahrzehnte abgezeichnet hat, auf der anderen Seite wird eine allfällige Änderung der Zuwachsrate und auch der Form der Belastungskurve keine allzu grosse Rolle spielen, da mit der vorliegenden Untersuchung nur der wahrscheinliche Trend für die künftigen Jahre erfasst werden soll und ohnehin jede Entscheidung, die in der Zukunft für den Ausbau der Elektrizitätsversorgung zu treffen ist, sich auf die dannzumalige Situation abstützen muss.

Schätzung für den Ausbau der hydraulischen Energieproduktion

a) Die Prognosen für die Stichjahre 1969/70 und 1975/76

In der Studie der «Zehn» wird darauf hingewiesen, dass sich die Grenze der wirtschaftlichen Ausbauwürdigkeit der Wasserkräfte in den letzten Jahren stark verschoben hat, da die bedeutende Verteuerung der Erstellungskosten und die Erhöhung des Kapitalzinses, die einen wesentlichen Einfluss auf die Gestehungskosten der hydraulischen Energie ausüben, sowie mannigfache Forderungen und Schwierigkeiten beim Konzessionserwerb dazu gezwungen haben, die Realisierung einer Reihe von Projekten für den Bau von Wasserkraftwerken aufzuschieben oder gänzlich aufzugeben; so schätzt das Eidgenössische Amt für Wasserwirtschaft, dass die mittlere Produktionsmöglichkeit der Wasserkräfte, die bis zum Jahre 1980 erstellt und in Betrieb sind, etwa 31.2 TWh erreichen wird, während es vor wenigen Jahren noch mit einer Produktionskapazität von 38 TWh für die gleiche Zeit rechnete.

Nach dem voraussichtlichen Bauprogramm, das bei der Publikation der Studie der «Zehn» vorlag, hat das Eidgenössische Amt für Wasserwirtschaft geschätzt, dass im Vergleich zum Jahre 1963/64 in den angenommenen Stichjahren folgende Energiemengen bei mittlerer Wasserführung in den hydraulischen Kraftwerken zur Verfügung stehen werden:

Tabelle 4

Stichjahr	Winterhalbjahr GWh	Sommerhalbjahr GWh	Jahr GWh
1963/64	10 700	13 500	24 200
1969/70	13 500	16 900	30 400
1975/76	13 900	17 200	31 100

Diese Zahlen stellen die mittlere Nettoproduktion nach Abzug des Bedarfes an Pumpenenergie dar, die zur Füllung der Speicherbecken benötigt wird.

In Jahren ungünstiger Wasserführung reduzieren sich die in Tabelle 4 angegebenen erzeugbaren mittleren Energiemengen bis um ca. 20%; sie erhöhen sich in wasserreichen Jahren bis um ca. 15%.

b) Die monatliche Produktion der Speicher- und Laufwerke

Aus den jährlichen Mitteilungen des Eidgenössischen Amtes für Energiewirtschaft über die Erzeugung und Verwendung elektrischer Energie in der Schweiz kann entnommen werden, dass von der mittleren möglichen Energieerzeugung, die die hydraulischen Kraftwerke in den kommenden Jahren aufweisen werden,

im Winterhalbjahr:

ca. 35,5% auf die Laufwerke und ca. 64,5% auf die Speicherwerke,

im Sommerhalbjahr:

ca. 51,5% auf die Laufwerke und ca. 48,5% auf die Speicherwerke entfallen.

Bei der mittleren Produktionsmöglichkeit, die für das Jahr 1975/76 geschätzt wird, ergibt sich mit diesen Prozentsätzen folgende Aufteilung:

Tabelle 5

Stichjahr 1975/76	Winterhalbjahr GWh	Sommerhalbjahr GWh	Jahr GWh
Speicherwerke	8 950	8 350	17 300
Laufwerke	4 950	8 850	13 800
Total	13 900	17 200	31 100

Wenn man die statistischen Angaben der letzten 5 Jahre — 1960/61 bis 1964/65 — untersucht, kann man feststellen, dass sich die tatsächlichen Erzeugungen der vorhandenen Laufwerke und Speicherwerke in den einzelnen Halbjahren mit geringen Streuungen wie ihre mittleren möglichen Energieerzeugungen verhalten, obgleich die Produktionskoeffizienten für die Gesamtheit aller schweizerischen Wasserkraftwerke:

$$p_{wS} = \frac{W_{tS}}{W_{mS}} = \frac{\text{technisch mögliche Erzeugung im Semester}}{\text{mittlere mögliche Erzeugung im Semester}} \cdot 100\,\%$$

in den betrachteten 10 Semestern erhebliche Schwankungen — fast zwischen den extremen Grenzen bei sehr günstigem und sehr ungünstigem Wasserdargebot — aufweisen, wie aus Tabelle 6 hervorgeht.

Tabelle 6

Hydrographisches Jahr	Produktionskoeffizienten p_{wS} in %				
	60/61	61/62	62/63	63/64	64/65
Winterhalbjahr	118	101	82	97	93
Sommerhalbjahr	96	93	104	85	102

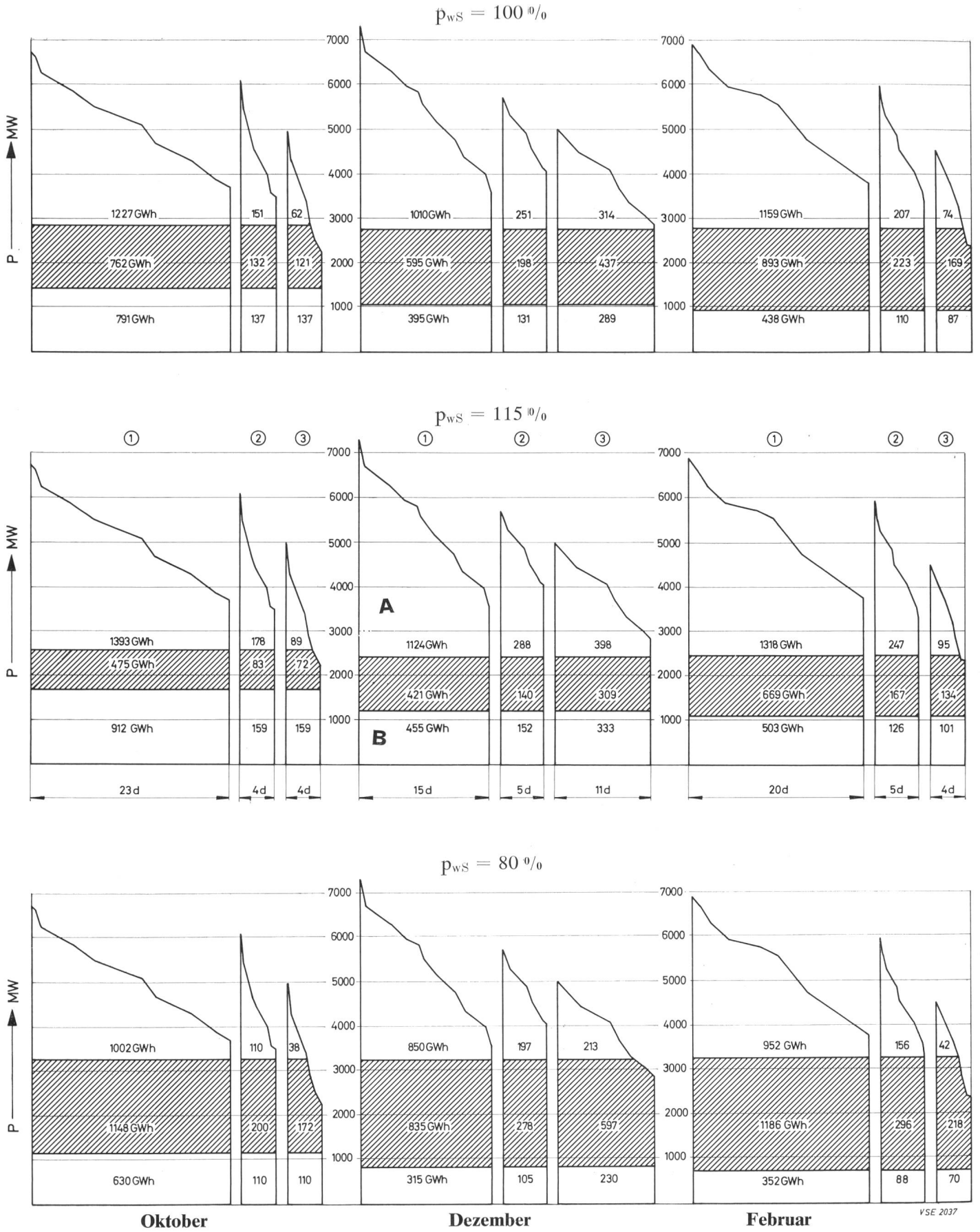


Fig. 1a

Monatsdauerlinien für die geschätzte Netzbelastung des Winterhalbjahres 1975/76 und die Defizite bei mittleren, günstigen und ungünstigen hydrologischen Verhältnissen

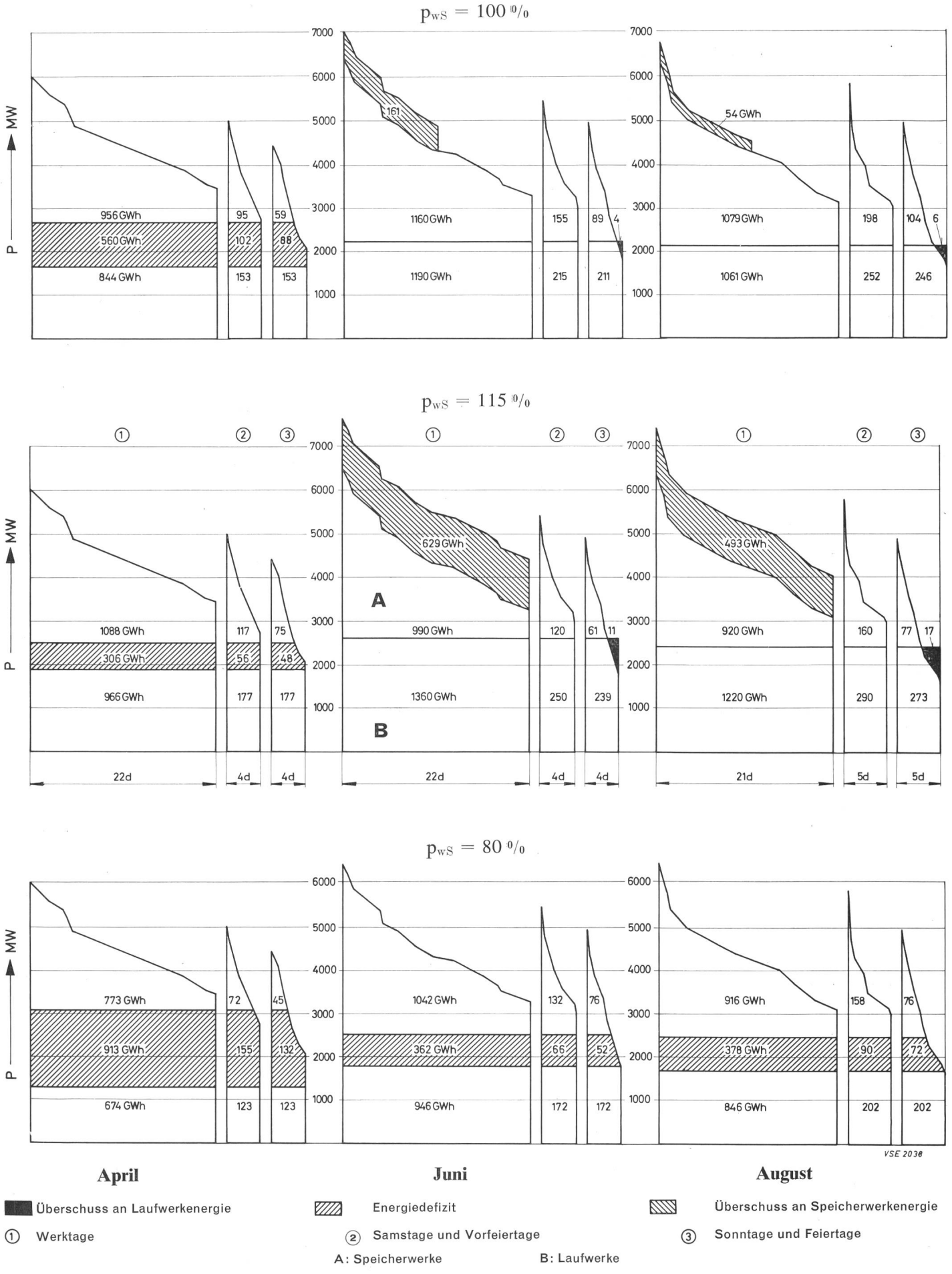


Fig. 1b

Monatsdauerlinien für die geschätzte Netzbelastung des Sommerhalbjahres 1976 und die Defizite und Überschüsse bei mittleren, günstigen und ungünstigen hydrologischen Verhältnissen

Auf Grund dieses Ergebnisses darf wohl mit hinreichender Genauigkeit angenommen werden, dass die technisch mögliche Erzeugung der hydraulischen Kraftwerke, die voraussichtlich bis zum Jahre 1975/76 in Betrieb stehen werden, sich bei beliebigen Produktionskoeffizienten zwischen den Extremen $p_{wS} = 115\%$ und $p_{wS} = 80\%$ im Verhältnis der Prozentsätze auf die Lauf- und Speicherwerke verteilt, wie sie für das Winter- und Sommerhalbjahr angegeben sind.

Um auch einen Anhaltspunkt für die monatlichen Verhältnisse zu erhalten, wurden die statistischen Angaben für die mittlere tägliche Erzeugung der Laufwerke und der Speicherwerke in den einzelnen Monaten der Jahre 1960/61 bis 1964/65 verwertet und daraus die in den Tabellen 7a und 7b aufgeführten Monatsproduktionen in Prozent bezogen auf die totale Laufwerk- bzw. Speicherwerkerzeugung des betreffenden Halbjahres (= 100%) ermittelt.

Tabelle 7a

Monatsanteil der Produktion der Laufwerke im Winterhalbjahr

	Oktober %	November %	Dezember %	Januar %	Februar %	März %
60/61	23,6	20,0	14,6	12,4	13,8	15,6
61/62	18,3	13,7	18,7	18,3	15,2	15,8
62/63	21,5	15,9	15,2	14,9	11,8	20,7
63/64	22,4	22,6	17,3	12,2	10,7	14,8
64/65	21,2	18,7	16,6	13,9	12,4	16,8
p_{wM} =	21,5	18,2	16,5	14,3	12,8	16,7

Monatsanteil der Produktion der Laufwerke im Sommerhalbjahr

	April %	Mai %	Juni %	Juli %	August %	September %
61	14,4	17,4	18,0	18,6	18,0	13,6
62	13,5	17,9	18,9	18,7	17,9	13,1
63	12,4	17,4	18,3	18,7	17,4	15,8
64	12,6	20,4	19,5	16,9	16,3	14,3
65	12,0	16,3	16,7	18,9	19,1	17,0
p_{wM} =	13,0	17,9	18,3	18,3	17,7	14,8

Tabelle 7b

Monatsanteil der Produktion der Speicherwerke im Winterhalbjahr

	Oktober %	November %	Dezember %	Januar %	Februar %	März %
60/61	14,7	14,4	19,1	19,8	14,7	17,3
61/62	16,3	17,8	15,6	16,9	16,2	17,2
62/63	20,8	19,8	17,7	17,3	14,1	10,3
63/64	15,3	13,5	17,3	20,2	17,2	16,5
64/65	13,5	13,9	18,1	18,3	18,4	17,8
p_{wM} =	16,1	15,9	17,6	18,5	16,1	15,8

Monatsanteil der Produktion der Speicherwerke im Sommerhalbjahr

	April %	Mai %	Juni %	Juli %	August %	September %
61	14,8	16,3	17,6	18,0	17,9	15,4
62	12,6	15,1	18,4	17,4	18,4	18,1
63	10,5	14,2	17,4	19,5	19,6	18,8
64	15,0	16,4	21,4	17,5	14,8	14,9
65	13,5	13,3	18,9	17,4	15,5	21,4
p_{wM} =	13,3	15,1	18,7	18,0	17,2	17,7

Trotz den erheblichen Schwankungen, die sich in den Produktionskoeffizienten der Halbjahreserzeugungen (p_{wS}) abgezeichnet haben, weichen die Monatsanteile der Produktion der Laufwerke und der Speicherwerke in den betrachteten 5 Jahren nur wenig von den Durchschnittswerten (p_{wM}) ab.

Die grössten Abweichungen erscheinen naturgemäss bei der Erzeugung der Speicherwerke, da die Entnahme aus ihren Akkumulierbecken nach ihrem jeweiligen Auffüllungsgrad und der Beurteilung der jeweiligen klimatischen Verhältnisse in relativ weiten Grenzen gesteuert werden kann.

Je mehr thermische Kraftwerke zur Ergänzung der hydraulischen Energieproduktion erstellt werden, umsomehr werden Verschiebungen in der Entnahme aus den Speicherbecken auftreten, trotzdem darf im Rahmen dieser Untersuchung mit den Durchschnittswerten (p_{wM}) der Monatsanteile für die Lauf- und Speicherwerke gemäss den Tabellen 7a und 7b auch für den weiteren Ausbau der Wasserkraftwerke gerechnet werden, da das natürliche Regime des Energiedargebotes sich in ihnen widerspiegelt und auch gewisse Streuungen sich im ganzen ausgleichen und überhaupt keinen bedeutenden Einfluss auf das Resultat der Untersuchung ausüben.

So wird im folgenden angenommen, dass sich aus der mittleren möglichen Halbjahresproduktion der Laufwerke bzw. der Speicherwerke (W_{mS}) die technisch mögliche Erzeugung in den einzelnen Monaten des betreffenden Semesters (W_{tM}) angenähert errechnen lässt aus:

$$W_{tM} = W_{mS} \cdot p_{wS} \cdot p_{wM}$$

Bei mittleren, extrem günstigen und extrem ungünstigen hydrologischen Verhältnissen mit den Produktionskoeffizienten $p_{wS} = 100\%$, 115% bzw. 80% ergeben sich unter Anwendung dieser Gleichung die in Tabelle 8 aufgeführten technisch möglichen Monatserzeugungen der Lauf- und Speicherwerke für das geschätzte Wasserkraftwerkpotential des Jahres 1975/76.

Tabelle 8

Hydrologische Verhältnisse p_{wS} =		mittel 100%		sehr günstig 115%		sehr ungünstig 80%	
Stichjahr 1975/76	Tage	W_{tL} GWh	W_{tSp} GWh	W_{tL} GWh	W_{tSp} GWh	W_{tL} GWh	W_{tSp} GWh
Winterhalbjahr							
Oktober	31	1 065	1 440	1 230	1 660	850	1 150
November	30	900	1 425	1 030	1 640	720	1 140
Dezember	31	815	1 575	940	1 810	650	1 260
Januar	31	710	1 655	820	1 900	570	1 320
Februar	29	635	1 440	730	1 660	510	1 150
März	31	825	1 415	950	1 630	660	1 130
Wintertotal	183	4 950	8 950	5 700	10 300	3 960	7 150
Sommerhalbjahr							
April	30	1 150	1 110	1 320	1 280	920	890
Mai	31	1 585	1 260	1 820	1 450	1 270	1 010
Juni	30	1 620	1 565	1 860	1 800	1 290	1 250
Juli	31	1 620	1 505	1 860	1 730	1 290	1 200
August	31	1 665	1 435	1 800	1 650	1 250	1 150
September	30	1 310	1 475	1 520	1 690	1 050	1 180
Sommertotal	183	8 850	8 350	10 180	9 600	7 070	6 680

W_{tL}: technisch mögliche Monatserzeugung der Laufwerke
W_{tSp}: technisch mögliche Monatserzeugung der Speicherwerke

Die Saldi zwischen dem inländischen Elektrizitätsbedarf und der hydraulischen Elektrizitätserzeugung

Der Vergleich der für das Jahr 1975/76 geschätzten Zahlen für den Landesverbrauch (Tabelle 3) und für die technisch mögliche Erzeugung der hydraulischen Kraftwerke (Tabelle 8) zeigt, dass neben Produktionsüberschüssen, die in einigen Sommermonaten vorhanden sein werden, selbst bei sehr günstigen hydrologischen Verhältnissen beachtliche Fehlbeträge zu erwarten sind.

Wenn die Energiedefizite im wesentlichen durch inländische thermische Kraftwerke gedeckt werden, wird man aus wirtschaftlichen und betrieblichen Gründen eine möglichst hohe Ausnutzungsdauer der dazu benötigten Leistungen anstreben; dieses Ziel kann dank dem relativ grossen Anteil an Speicherenergie in der Produktionskapazität der hydraulischen Kraftwerke erreicht werden, indem die in den Akkumulierbecken verfügbare Energie mit variablen Leistungen so eingesetzt wird, dass das zu deckende Defizit praktisch in Form eines «Bandes» mit konstanter Leistung in den Belastungsdiagrammen in Erscheinung tritt.

In diesem Sinne wurden in die Grundlast der Monatsdauerlinien zunächst die Laufwerke eingefügt, und zwar in der Annahme, dass ihre Erzeugung (W_{tL}) mit konstanter Leistung, d.h. über die ganze Monatszeit (t_M) mit der mittleren Leistung $P_{mL} = W_{tL}/t_M$ anfällt; im verbleibenden Rest der Belastungskurven wurde die Monatserzeugung der Speicherwerke (W_{tSp}) so verteilt, dass die allfälligen Fehlbeträge mit möglichst gleichbleibender Leistung über die Werktage, die Samstage und Vorfeiertage sowie die Sonn- und Feiertage des betreffenden Monates ausgeglichen werden.

In welch unterschiedlicher Höhe die Fehlleistungen auftreten werden, wenn die Schätzungen für die Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes in Leistung und Arbeit und für den weiteren Ausbau der Wasserkraftwerke und die Aufteilung ihres Produktionsvermögens zutreffen, ist aus den als Beispiel dargestellten Dauerlinien für die Wintermonate Oktober, Dezember und Februar (Fig. 1a) sowie für die Sommermonate April, Juni und August (Fig. 1b) erkennbar; die Dauerlinien geben die Verhältnisse bei mittlerer ($p_{wS} = 100\%$), extrem günstiger ($p_{wS} = 115\%$) und extrem ungünstiger ($p_{wS} = 80\%$) Wasserführung wieder.

Überschüsse aus der hydraulischen Produktionsmöglichkeit, die nicht vom Landesverbrauch (ohne Elektrokessel und Speicherpumpen) aufgenommen werden, zeichnen sich nur bei mittlerer und sehr günstiger Wasserführung in einigen Sommermonaten ab; dabei sind die Überschüsse an Speicherwerkenergie, die offenbar nicht akkumulierfähig sind, über den Dauerlinien des normalen Landesverbrauches «pro memoria» eingezeichnet, wobei angenommen wurde, dass sie bei geringem Anfall an den Werktagen von 6—18 h, bei grösserem Anfall in der Zeit von 0—24 h verwertet werden können. Überschüsse an Laufwerkenergie treten allenfalls an einigen Sonn- und Feiertagen auf und sind vernachlässigbar klein.

Einen Überblick über die Auswertung aller Monatsdauerlinien vermittelt die Tabelle 9; darin bedeuten die Bezeichnungen:

P_{maxB}	Maximale Netzbelastung	im betreffenden Monat
$P_{max\,Sp}$	Maximal benötigte Speicherwerkleistung	
P_{mL}	Mittlere Laufwerkleistung	
$P_{max\,D}$	Maximale Fehlleistung	
$W_{ü\,Sp}$	Überschuss an Speicherwerkenergie	
$W_{ü\,L}$	Überschuss an Laufwerkenergie	
W_D	Energiedefizit	

Eine Zusammenstellung der Energiebudgets für das Winterhalbjahr und das Sommerhalbjahr bei den betrachteten hydrologischen Verhältnissen ist in Tabelle 10 zu finden.

Wenn man aus den Zahlenangaben der Tabelle 9 das gesamte Energiedefizit im Winterhalbjahr durch die höchste Fehlleistung, die im Februar auftritt, dividiert und die so errechnete Benutzungsdauer für die zu deckende Leistung in Beziehung zur totalen Stundenzahl des Semesters (183 · 24 h = 4392 h) setzt, erhält man die folgenden Zeitfaktoren m für:

p_{wS}	= 100%	115%	80%
m	= 0,883	0,83	0,92

Tabelle 9

Hydrologische Verhältnisse p_{wS} =		mittel 100 %						sehr günstig 115 %						sehr ungünstig 80 %					
Stichjahr 1975/76	$P_{max\,B}$ MW	$P_{max\,Sp}$ MW	P_{mL} MW	$P_{max\,D}$ MW	$W_{üSp}$ GWh	$W_{üL}$ GWh	W_D GWh	$P_{max\,Sp}$ MW	P_{mL} MW	$P_{max\,D}$ MW	$W_{üSp}$ GWh	$W_{üL}$ GWh	W_D GWh	$P_{max\,Sp}$ MW	P_{mL} MW	$P_{max\,D}$ MW	$W_{üSp}$ GWh	$W_{üL}$ GWh	W_D GWh
Oktober	6720	3910	1430	1380	—	—	1015	4210	1650	860	—	—	630	3500	1140	2080	—	—	1520
November	7120	4310	1250	1560	—	—	1115	4605	1435	1080	—	—	770	3900	1000	2220	—	—	1580
Dezember	7360	4625	1095	1640	—	—	1230	4925	1265	1170	—	—	870	4165	875	2320	—	—	1710
Januar	7100	4385	955	1760	—	—	1305	4715	1105	1280	—	—	950	3930	770	2400	—	—	1780
Februar	6840	4065	915	1860	—	—	1285	4390	1050	1400	—	—	970	3655	725	2470	—	—	1700
März	7400	4580	1110	1710	—	—	1250	4885	1275	1240	—	—	910	4150	890	2360	—	—	1700
Wintertotal					—	—	7200				—	—	5100				—	—	9990
April	6000	3340	1600	1060	—	—	750	3580	1840	580	—	—	410	2995	1275	1730	—	—	1200
Mai	6480	4150	2130	200	—	10	135	4030	2450	—	275	25	—	3790	1710	980	—	—	690
Juni	6420	4170	2250	—	161	4	—	3830	2590	—	629	11	—	3940	1790	690	—	—	480
Juli	6140	3960	2180	—	134	1	—	3640	2500	—	593	7	—	3725	1735	680	—	—	500
August	6440	4300	2140	—	54	6	—	4020	2420	—	493	17	—	4010	1680	750	—	—	540
September	6400	4180	1820	400	—	—	285	4285	2115	—	139	1	—	3755	1455	1190	—	—	840
Sommertotal					349	21	1170				2129	61	410				—	—	4250
					370						2190								

Tabelle 10

Stichjahr 1975/76 Hydr. Verhältnisse p_{wS} =	Winterhalbjahr			Sommerhalbjahr		
	100 %	115 %	80 %	100 %	115 %	80 %
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Laufwerkenergie	4 950	5 700	3 960	8 850	10 180	7 070
Speicherwerkenergie	8 950	10 300	7 150	8 350	9 600	6 680
	13 900	16 000	11 110	17 200	19 780	13 750
Überschüsse	—	—	—	370	2 190	—
Verfügbare hydr. Energie	13 900	16 000	11 110	16 830	17 590	13 750
Normaler Bedarf	21 100	21 100	21 100	18 000	18 000	18 000
Energiedefizit	7 200	5 100	9 990	1 170	410	4 250

In den extremen Fällen zwischen 8 bis 17 % unter dem oberen Grenzwert m = 1 liegend, zeigen diese Faktoren, dass die höchste Fehlleistung nur unwesentlich reduziert werden könnte, wenn man die angesetzte monatliche Aufteilung der Speicherwerkenergie im Winterhalbjahr verändern würde.

Um ein anschauliches Bild zu gewinnen, sind in Fig. 2a die Defizite, wie sie sich aus den einzelnen Dauerlinien ergeben haben, zunächst für die 3 Tagesgattungen eines Monates (Werktage, Samstage und Vorfeiertage, Sonn- und Feiertage) und dann fortlaufend monatsweise für das Winterhalbjahr und das Sommerhalbjahr nebeneinander gestellt worden; in der darunter stehenden Figur 2b sind die Fehlleistungen der Grösse nach geordnet.

Wie aus den Darstellungen hervorgeht, reduzieren sich in allen Fällen — bei mittleren, extrem günstigen und extrem ungünstigen hydrologischen Verhältnissen — die Fehlleistun-

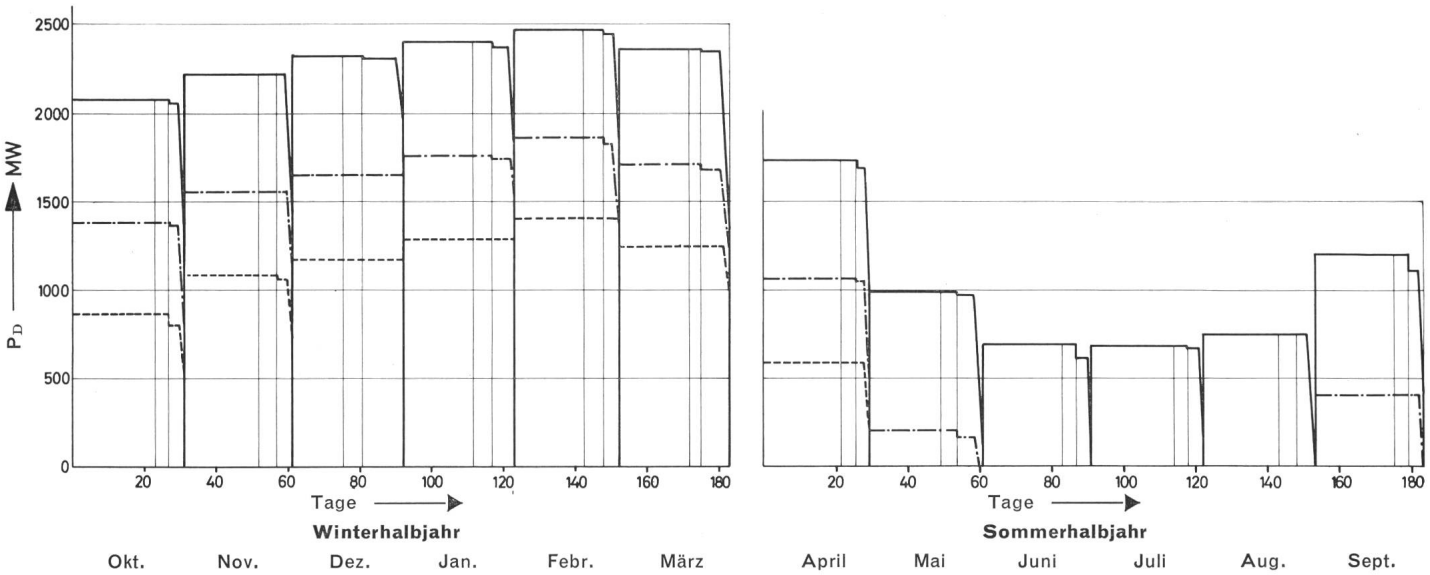


Fig. 2a

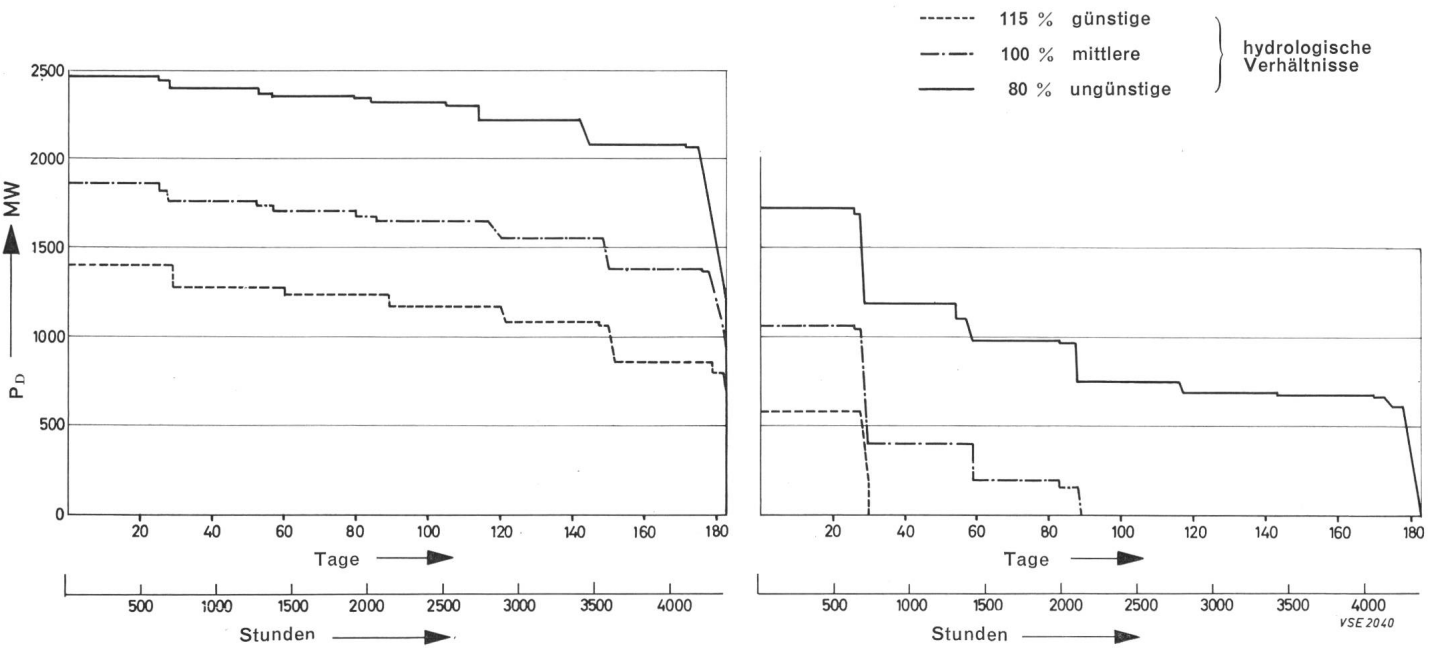


Fig. 2b

Fig. 2
Dauerlinien für die Energiedefizite, geordnet für Winter- und Sommerhalbjahr:
a) in der Reihenfolge der Monate b) nach der Grösse der Fehlleistung

gen nur in den Schwachlastzeiten der Sonn- und Feiertage. Da die Einbrüche geringfügig sind, ist es, ohne nennenswerten Fehler zu begehen, durchaus zulässig, die Energiedefizite eines Monates W_D über die ganze Zeitdauer t_M mit der mittleren Fehlleistung $P_{mD} = W_D/t_M$ in Form eines Blockes darzustellen.

Dieses Vorgehen ist insofern besonders vorteilhaft, weil mit den Annahmen, die über die Aufteilung der Produktion der hydraulischen Kraftwerke auf die einzelnen Monate getroffen worden sind, nunmehr die monatlichen Defizite an Leistung (P_{mD}) und an Arbeit (W_D) über eine lineare Funktion mit den Produktionskoeffizienten (p_{wS}) zusammenhängen.

So können aus den Fig. 3a und 3b die Fehlleistungen ($P_{mD} \approx P_{max\,D}$), die Energiedefizite ($W_D$) bzw. die Energieüberschüsse ($\approx W_{ü\,Sp}$) für jeden Monat bei beliebigem Produktionskoeffizienten (p_{wS}) für das Winterhalbjahr (a) und für das Sommerhalbjahr (b) entnommen werden.

In welch unterschiedlicher Art und Höhe die Produktionskoeffizienten von Semester zu Semester aufeinander folgen können, zeigen die Zahlenangaben in Tabelle 11 für die drei vergangenen Jahrzehnte von 1935/36 bis 1964/65, die aus den statistischen Veröffentlichungen des Eidg. Amtes für Energiewirtschaft über die aufgetretene mögliche Erzeugung und die mittlere mögliche Erzeugung der in Betrieb befindlichen Wasserkraftwerke ermittelt wurden; sie beziehen sich zwar für die Jahre 1935/36 bis 1956/57 auf die Werke der Allgemeinversorgung und für die weiteren Jahre auf alle schweizerischen Werke und umfassen eine Zeit, in der sich auch die strukturelle Zusammensetzung von Lauf- und Speicherwerken geändert hat, trotzdem liegen alle Produktionskoeffizienten eines Semesters (p_{wS}) ineinander vermischt in dem Streubereich, der sich abzeichnet, wenn man sie in Abhängigkeit von der Wasserführung des Rheines in Rheinfelden (p_{Rh}) — in Prozent bezogen auf das langjährige Mittel von 1935/36 bis 1964/65 — aufträgt (s. Fig. 3a und 3b).

Wenn man annimmt, dass sich bei dem für 1975/76 geschätzten Bedarf an elektrischer Energie und bei dem für das gleiche Jahr geschätzten Ausbau der hydraulischen Kraftwerke die hydrologischen Verhältnisse wiederholen, wie sie in einem Jahr der vergangenen drei Dezennien aufgetreten sind,

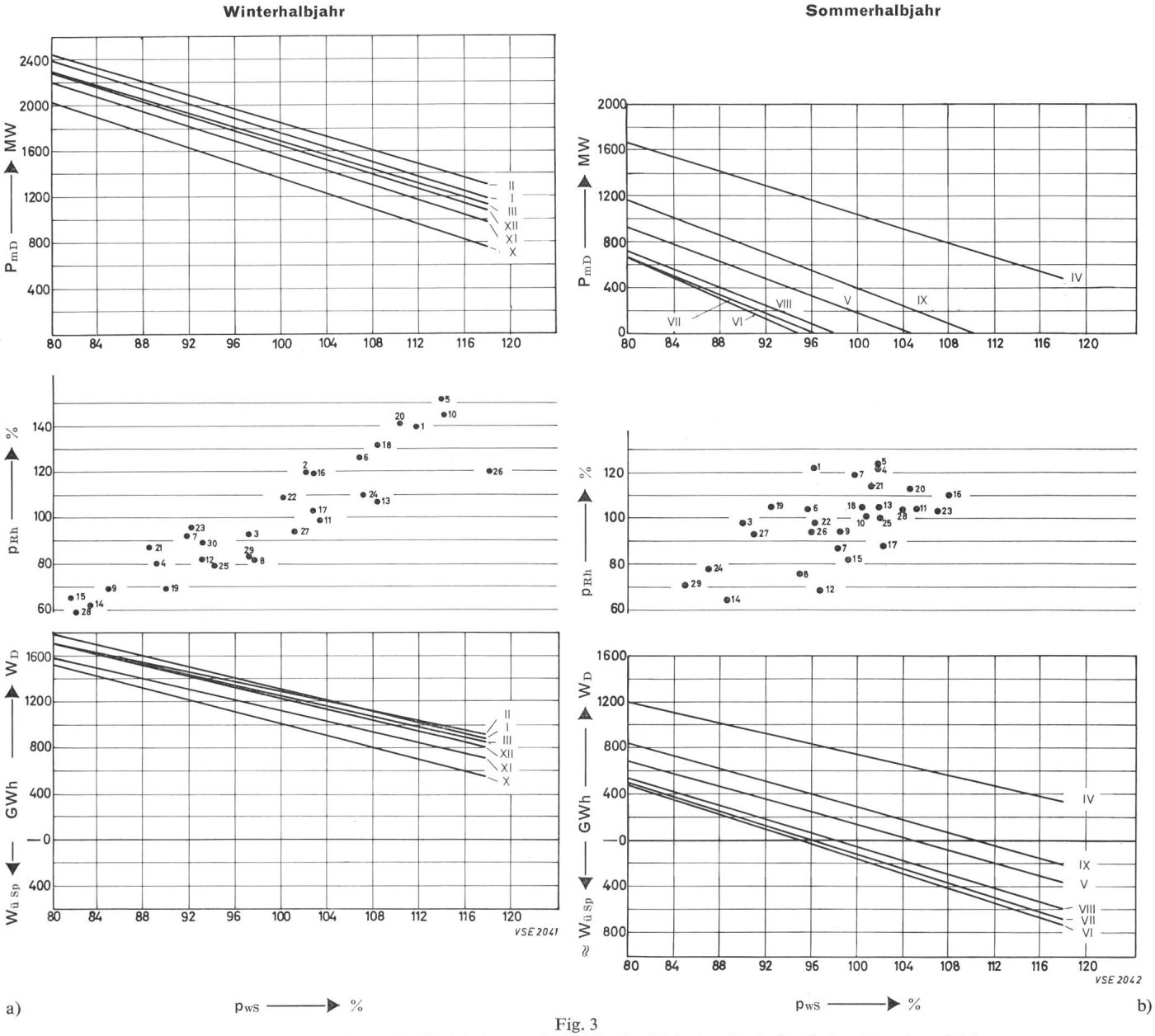


Fig. 3
Monatliche Energiedefizite in Abhängigkeit vom Produktionskoeffizienten der hydraulischen Energieproduktion

Tabelle 11

Nr.	Winterhalbjahr			Sommerhalbjahr		
	WH	p_{wS} %	p_{Rh} %	SH	p_{wS} %	p_{Rh} %
1.	35/36	111,6	140	36	96,2	122
2.	36/37	102	120	37	99,8	119
3.	37/38	97	93	38	90	98
4.	38/39	89	80	39	101,8	122
5.	39/40	113,8	152	40	101,8	124
6.	40/41	106,7	126	41	95,7	104
7.	41/42	91,6	92	42	98,3	87
8.	42/43	97,5	82	43	95	76
9.	43/44	84,7	69	44	98,5	94
10.	44/45	114	145	45	100,8	101
11.	45/46	103,2	99	46	105,2	104
12.	46/47	92,9	82	47	96,7	69
13.	47/48	108,3	107	48	101,9	105
14.	48/49	83,2	62	49	88,5	65
15.	49/50	81,5	65	50	99,2	82
16.	50/51	102,6	119	51	108	110
17.	51/52	102,6	103	52	102,3	88
18.	52/53	108,3	132	53	100,4	105
19.	53/54	89,8	69	54	92,5	105
20.	54/55	110,2	142	55	104,6	113
21.	55/56	88,3	87	56	101,2	114
22.	56/57	100	109	57	96,3	98
23.	57/58	92	96	58	107	103
24.	58/59	107	110	59	87	78
25.	59/60	94	79	60	102	100
26.	60/61	118	120	61	96	94
27.	61/62	101	94	62	93	91
28.	62/63	82	59	63	104	104
29.	63/64	97	83	64	85	71
30.	64/65	93	89	65	102	140

lassen sich mit Hilfe der Beziehungen zwischen den Produktionskoeffizienten und der technisch möglichen Produktion der Wasserkraftwerke aus den Fig. 3a und 3b die geordneten Jahresdauerlinien für die zu deckenden Defizite aufstellen.

Als Beispiele sind in Fig. 4 die Jahresdauerlinien für die hydrologischen Verhältnisse mit den Nummern 2 (36/37), 14 (48/49) und 26 (60/61) wiedergegeben; die Dauerlinie mit der Nr. 2 entspricht etwa mittleren Verhältnissen, während die Dauerlinie mit der Nr. 14 die ungünstigste Situation mit einem Jahresdefizit $W_{DJ} = 12{,}23$ TWh und einer maximalen Fehlleistung $P_{max\,D} = 2340$ MW und die Linie mit der Nr. 26 die günstigste Situation mit $W_{DJ} = 6{,}22$ TWh und $P_{max\,D} = 1320$ MW repräsentiert.

Mögen die Schätzungen für den zukünftigen Bedarf an elektrischer Energie und für den Ausbau der hydraulischen Kraftwerke noch so sorgfältig und gewissenhaft durchgeführt werden, die grössten Unsicherheiten resultieren aus den naturgegebenen Schwankungen des Energiedargebotes der Wasserkraftwerke, wie die Zahlenangaben für die drei herausgegriffenen Fälle, die in Tabelle 12 zusammengestellt sind, zeigen.

Einen Überblick über die unterschiedliche Grösse des Defizites zwischen der günstigsten und der ungünstigsten Situation, das sich bei Wiederholung der hydrologischen Verhältnisse eines der 30 vergangenen Jahre einstellen kann, vermitteln die Integralkurven (Energieinhaltslinien) in Fig. 5, in denen das zunehmende Energiemanko w_D von der maximalen Fehlleistung $P_{max\,D}$ bis zu einer horizontal in der Dauerlinie liegenden Fehlleistung P_D, also:

$$w_D = \int_{P_D}^{P_{max\,D}} t \cdot dP$$

abgelesen werden kann; dabei zeichnet sich der Streubereich ab, in dem das zu deckende Defizit im Jahre 1975/76 wahrscheinlich liegen wird, und zwar auf der Ordinate für die maximale Fehlleistung und auf der Abszisse für die totale Fehlenergie.

Die möglichen Energieüberschüsse aus der hydraulischen Produktion, die über die Deckung des normalen Bedarfes in einigen Sommermonaten hinausgehen werden, sind in Fig. 6 eingezeichnet.

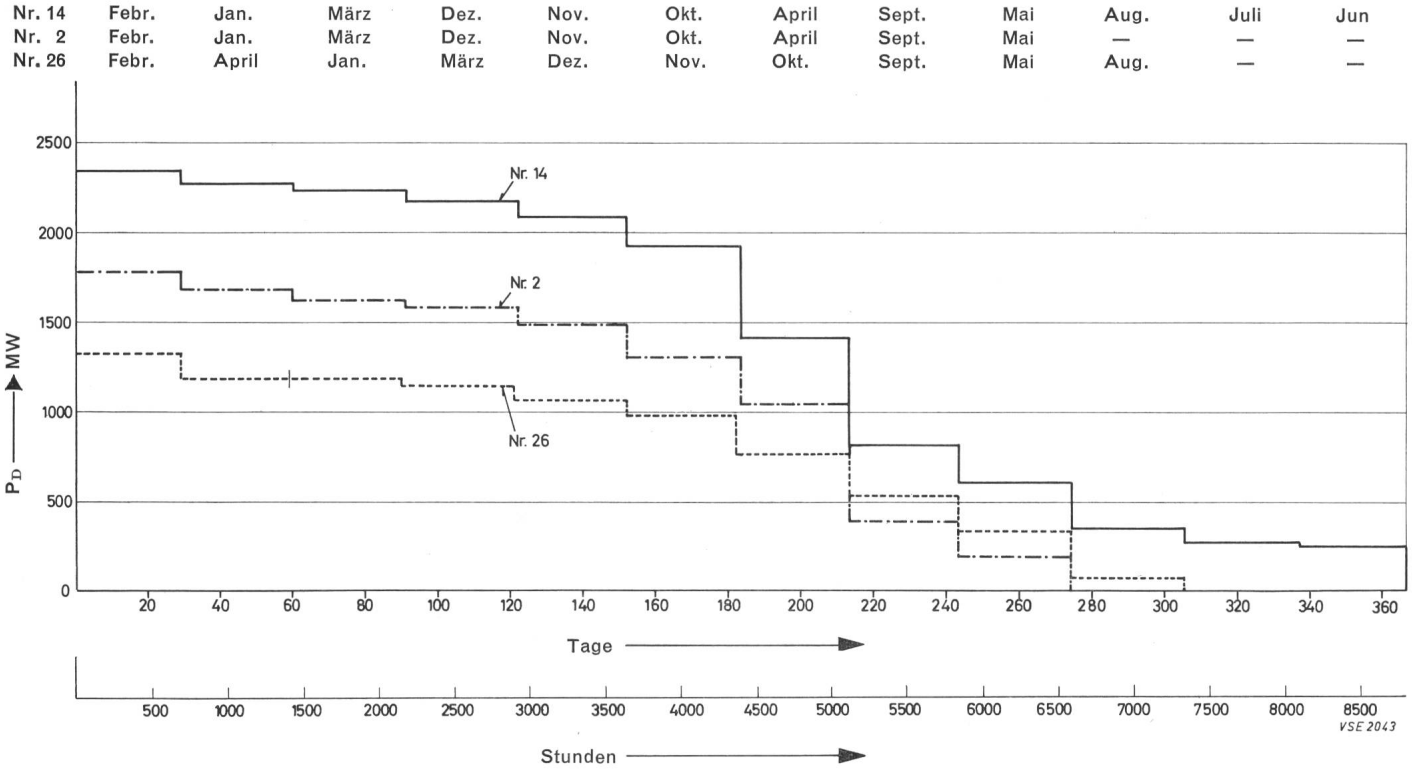


Fig. 4
Jahresdauerlinien für das Energiedefizit bei charakteristischen hydrologischen Verhältnissen

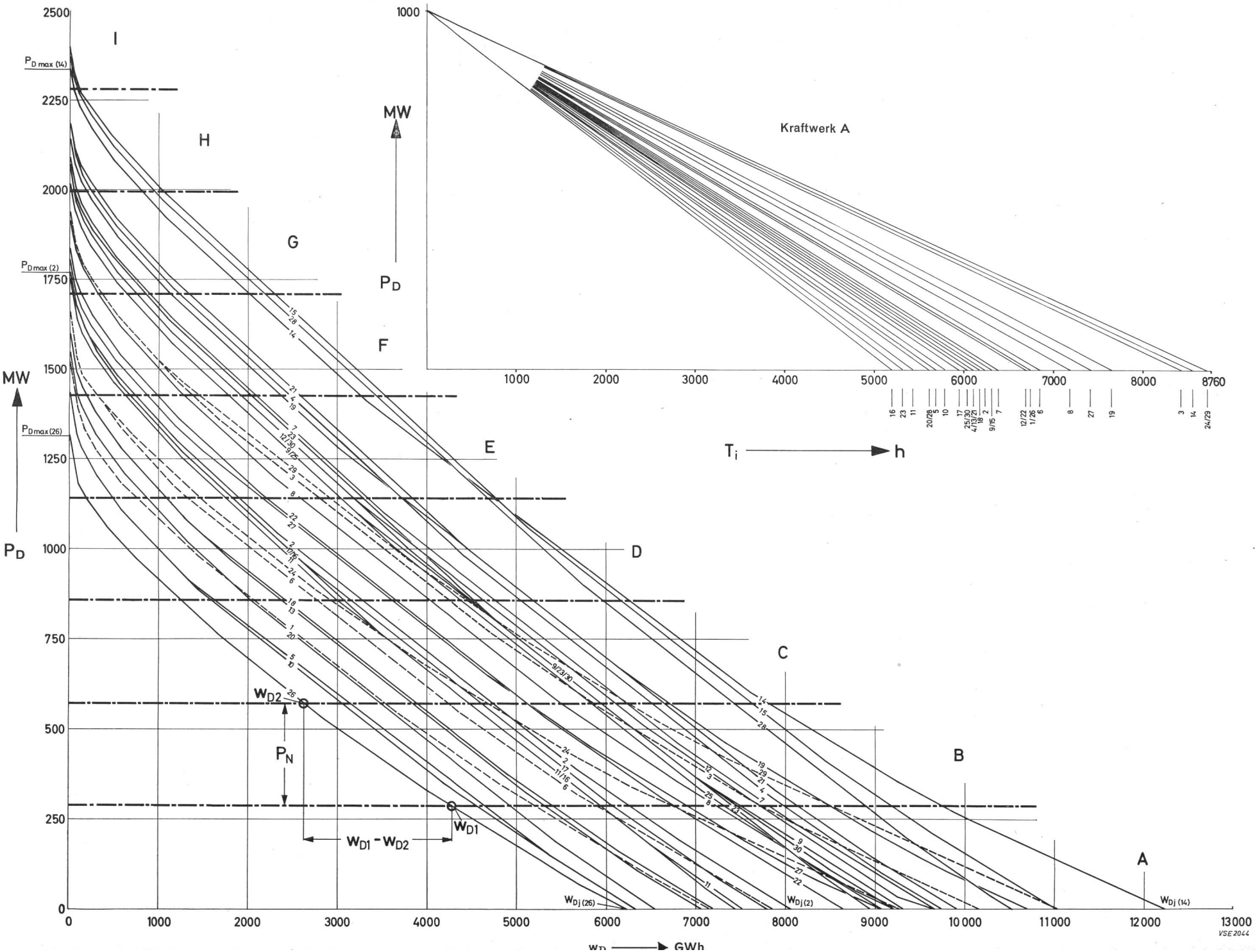


Fig. 5

Energieeinhaltslinien für die Defizite und ihre Deckung mit den Kraftwerken A bis I

Tabelle 12

Stichjahr 1975/76	Winter	Sommer	Jahr	Winter	Sommer	Jahr	Winter	Sommer	Jahr
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Normaler Bedarf (ohne Elektrokessel und Speicherpumpen)	21 100	18 000	39 100	21 100	18 000	39 100	21 100	18 000	39 100
Mittlere mögliche hydraulische Produktion	13 900	17 200	31 100	13 900	17 200	31 100	13 900	17 200	31 100
Hydrologische Verhältnisse gemäss:	Nr. 2 (36/37)			Nr. 14 (48/49)			Nr. 26 (60/61)		
Produktionskoeffizienten in %	102	99,8		83,2	88,5		118	96	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
Technisch mögliche hydraulische Produktion	14 200	17 150	31 350	11 560	15 310	26 870	16 400	16 510	32 610
Überschuss aus der hydraulischen Produktion	—	320	320	—	—	—	—	30	30
Zur Deckung des normalen Bedarfes verfügbare hydraulische Produktion	14 200	16 830	31 030	11 560	15 310	26 870	16 400	16 480	32 880
Energiedefizit	6 900	1 170	8 170	9 540	2 690	12 230	4 700	1 520	6 220
Maximale Fehlleistung $P_{max\,D}$	1780 MW			2340 MW			1320 MW		

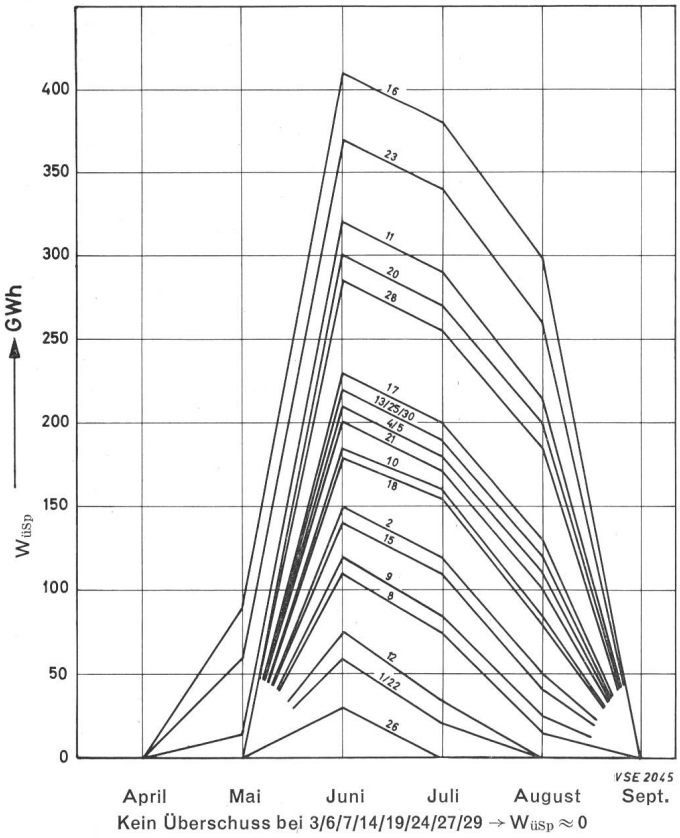


Fig. 6
Mögliche Schwankungen der Überschüsse an Speicherwerkenergie

Die Deckung des Energiedefizites

Die Defizite und Überschüsse, die nach den vorangegangenen Ausführungen ermittelt worden sind, beziehen sich auf die gesamte schweizerische Elektrizitätsversorgung. Bei den einzelnen Versorgungsunternehmen werden die Verhältnisse sehr unterschiedlich sein, je nachdem wie gross die Leistungs- und Produktionskapazitäten ihrer hydraulischen Kraftwerkkombination sind, wie sie sich auf Lauf- und Speicherwerke verteilen und wie die Möglichkeiten für den Energiebezug oder den Energieaustausch mit in- und ausländischen Elektrizitätswerken eingeschätzt werden; so werden auch die Fragen, zu welcher Zeit und mit welcher Leistung der Bau oder die Beteiligung am Bau thermischer Kraftwerke zur Deckung des zu erwartenden Defizites erfolgen soll und ob dafür konventionelle thermische Kraftwerke oder Kernkraftwerke zu wählen sind, sehr unterschiedlich beantwortet werden.

Unabhängig von diesen Problemen, die jedes einzelne Unternehmen in eigener Kompetenz und auf eigenes Risiko zu lösen hat, soll in dieser Untersuchung angenommen werden, dass die technisch mögliche Produktion aller hydraulischen Kraftwerke weitmöglich dem inländischen Elektrizitätsbedarf zugeführt wird und dass die Defizite fast ausschliesslich durch inländische thermische Kraftwerke gedeckt werden.

Zur Vereinfachung wird ferner der Ansatz getroffen, dass alle benötigten Kraftwerke die gleiche installierte Leistung von $P_i = 300$ MW aufweisen sollen, von der nach Abzug von 5% für den Eigenbedarf die maximale Nettoleistung $P_N = 285$ MW zur Einspeisung in das Netz zur Verfügung bleibt.

Wenn selbst bei ungünstigsten hydrologischen Verhältnissen das Defizit durch inländische Kraftwerke gedeckt werden soll, müssten 9 thermische Kraftwerke mit einer totalen installierten Leistung von 9×300 MW $= 2700$ MW bis zum Stichjahr 1975/76 betriebsbereit sein; der Wirkungsbereich dieser Werke ist in Fig. 5 mit den Buchstaben A bis I bezeichnet.

Mit welcher Wahrscheinlichkeit die thermischen Kraftwerke eingesetzt werden müssen, wenn sich die oben betrachteten hydrologischen Verhältnisse wiederholen, geht aus Fig. 7 hervor; dabei ist z. B. die Darstellung für das Werk A so zu interpretieren, dass es in den 8 Monaten September bis April mit Sicherheit mit voller Leistung und in den Monaten Mai, Juni, Juli und August mit einer Wahrscheinlichkeit von $(27/30) \cdot 100\% = 90\%$, 23,3%, 26,7% bzw. 40% mit in der Regel reduzierter Leistung über den ganzen Monat oder mit reduzierter Zeit und Vollast zum Einsatz kommen wird.

Für die Deckung des normalen Inlandbedarfes müssen die Werke A bis D in den Monaten Oktober bis April praktisch mit absoluter Sicherheit — also völlig unabhängig von den hydrologischen Verhältnissen — und die Werke E und F in den Monaten November bzw. Dezember bis März mit hoher Wahrscheinlichkeit im Betriebseinsatz stehen, während bei den Werken G, H und I die Wahrscheinlichkeit ihres Einsatzes stark abnimmt. In den Sommermonaten zeichnen sich für alle Werke reichliche Stillstandszeiten ab, die weit über das Mass für die normalen Unterhalts- und Überholungs-

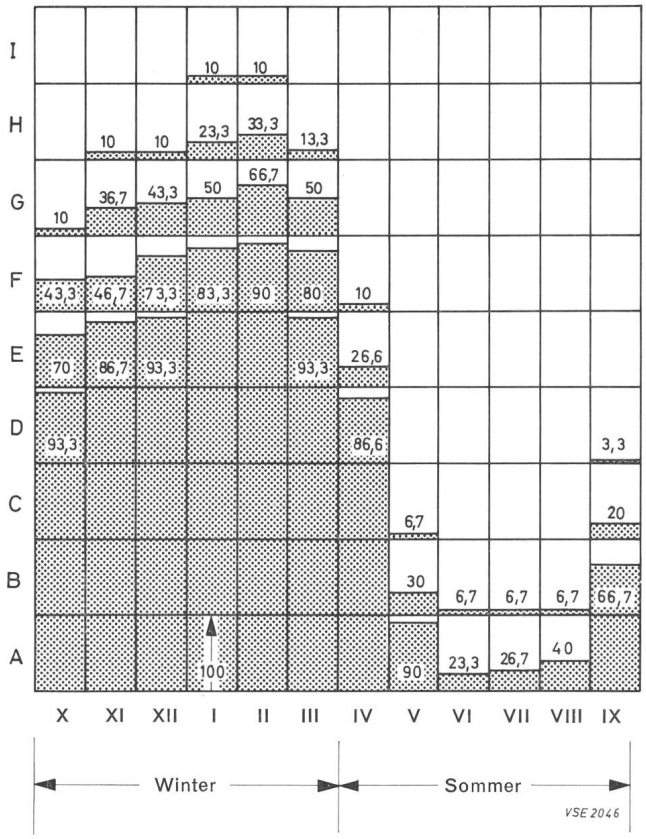


Fig. 7
Prozentuale Wahrscheinlichkeit des Betriebseinsatzes der thermischen Kraftwerke A bis I

arbeiten hinausgehen, so dass hier eine beträchtliche freie Produktionskapazität zur Verfügung bleibt.

Zieht man in Fig. 5 durch die Leistung $P_D = 1000$ MW Geraden, die die Abszisse z. B. bei $w_D = 3000$ GWh oder bei $w_D = 5000$ GWh schneiden, entspricht deren Neigung einer Ausnutzungsdauer von $T_i = 3000$ h bzw. 5000 h; so können die Ausnutzungsdauern der Nettoleistung P_N eines Kraftwerkes für die in seinem Bereich zu deckende Fehlenergie $w_{DN} = w_{D1} - w_{D2}$ aus der Neigung der Verbindungslinien zwischen w_{D1} und w_{D2} über eine Parallelverschiebung durch den Punkt $P_D = 1000$ MW graphisch ermittelt werden, wie dies in Fig. 5 (oben rechts) am Beispiel des Werkes A gezeigt wird.

Die Auswertung aller Energieinhaltslinien ergibt die folgenden maximalen (T_{imax}), minimalen (T_{imin}) und mittleren (T_{im}) Ausnutzungsdauern für die einzelnen thermischen Kraftwerke bei den 30 betrachteten hydrologischen Verhältnissen:

Tabelle 13

Werk	$T_{i\,max}$ h	$T_{i\,min}$ h	T_{im} h
A	8760	5270	6660
B	7900	4990	5650
C	6360	4850	5230
D	5370	3720	4760
E	5270	630	3880
F	4410	0	2700
G	4310	0	1420
H	3300	0	430
I	420	0	30

Wenn man in gleicher Weise wie bei der Leistung annimmt, dass für den Eigenbedarf der Werke etwa 5 % ihrer Bruttoenergieproduktion abgezweigt werden und damit 95 % als Nettoproduktion in das Netz fliessen, entsprechen die in Tabelle 13 aufgeführten Zahlen den Ausnutzungsdauern der installierten Kraftwerkleistung.

Die prozentuale Häufigkeit und die Häufigkeitsverteilung der Ausnutzungsdauern, mit denen die Werke A bis I die Energiedefizite bei den Schwankungen des Energiedargebotes der hydraulischen Kraftwerke zu decken haben, ist aus der Fig. 8 ersichtlich; dabei ist jeweils der Durchschnittswert der in den Intervallen von 250 bis 750 h, 750 bis 1250 h usw. gezählten Ausnutzungsdauern eingetragen.

Da der Bau der Werke H und I bei der geringen Wahrscheinlichkeit und der niedrigen Ausnutzungsdauer, mit der sie in Betrieb kommen, wirtschaftlich nicht vertretbar ist, müsste das Energiedefizit, das in dem eingezeichneten Bereich auftreten kann, durch Import gedeckt werden; dagegen wäre es durchaus wünschenswert, wenn für den mit G bezeichneten Bereich ein Kraftwerk zur Verfügung stehen würde, da einerseits in normalen Zeiten der Kraftwerkbau dem Bedarf vorauseilen, andererseits auch eine Reserve für den Ausfall eines der 6 Werke A bis F, die über lange Zeit und mit hoher Ausnutzungsdauer im Betriebseinsatz stehen müssen, vorhanden sein sollte.

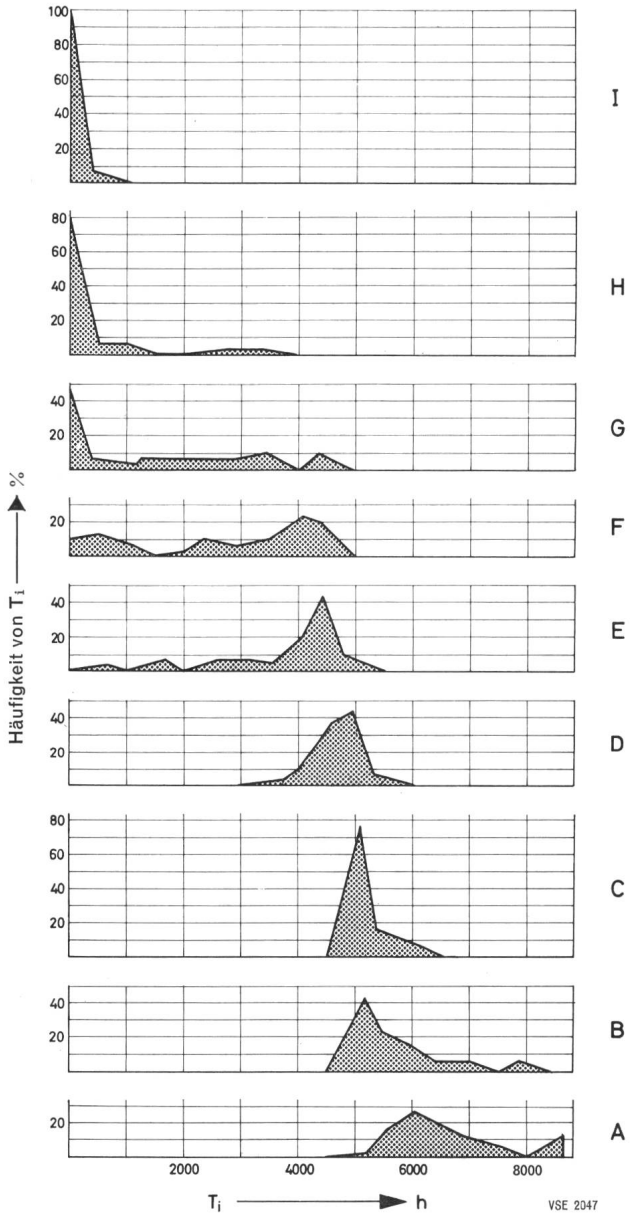
Ob nun nach dieser hypothetischen Annahme die 7 Kraftwerke A bis G mit der gleichen Leistung von je $P_i = 300$ MW erstellt oder andere Leistungsgrössen gewählt werden, auf jeden Fall müsste bis zum Stichjahr 1975/76 eine totale Leistung in der Grössenordnung von etwa 2100 MW in thermischen Kraftwerken installiert sein, mit der unter günstigen hydrologischen Verhältnissen ca. 6.6 TWh bei einer Ausnutzungsdauer von 3100 h, unter ungünstigen hydrologischen Verhältnissen ca. 12 TWh bei einer Ausnutzungsdauer von 5700 h und im Durchschnitt über die hydrologischen Verhältnisse der 30 betrachteten Jahre ca. 9.1 TWh bei einer Ausnutzungsdauer von 4300 h zu produzieren sind.

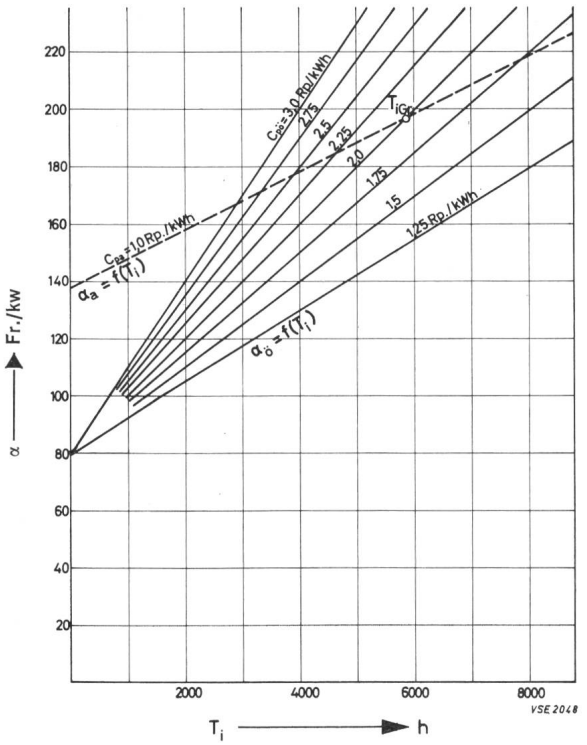
Es soll nochmals wiederholt werden, dass diese Zahlen unter der Voraussetzung gelten, dass der Elektrizitätsbedarf und der weitere Ausbau der hydraulischen Kraftwerke sich nach den Schätzungen entwickeln, die in der Studie der «Zehn» vorgenommen worden sind; wenn die angenommene Zuwachsrate für den Bedarf zutrifft, müssten die Baubeschlüsse für die zu erstellenden thermischen Kraftwerke in relativ rascher Folge gefasst werden.

Die Investitions- und Produktionskosten der thermischen Kraftwerke

Die Investitionskosten für die Erstellung von Kernkraftwerken und von konventionellen thermischen Kraftwerken hängen in erster Linie von der Wahl der installierten Leistung ab; daneben werden sie in nicht unbedeutendem Masse von den Kosten für den Landerwerb, die Erschliessung des Geländes, die Baugrundsondierungen, die Kühlwasseranlagen, die Schaltanlagen für den Abtransport der Energie, die Lagereinrichtungen für die Brennstoffreserve sowie von den Aufwendungen für Projektierung und Bauleitung, für die Kapitalbeschaffung, die Bauzinsen und eine allfällige Verteuerung während der Bauzeit beeinflusst.

Da alle diese Aufwendungen wesentlich von der jeweiligen Lage auf dem Kapital- und Arbeitsmarkt abhängen, können die Anlagekosten thermischer Kraftwerke nur für eine bestimmte Zeit und unter bestimmten Verhältnissen angegeben werden.





Wenn man von der Kohle, die wegen ihres hohen Preises in schweizerischen Verhältnissen für thermische Kraftwerke kaum mehr in Frage kommen dürfte, absieht und nur an ölgefeuerte Werke denkt, so haben sich seit Ende des 2. Weltkrieges beim Preis für schweres Heizöl beträchtliche Schwankungen mit besonders ausgeprägten Spitzen in der Korea- und der Suezkrise abgezeichnet; in den letzten Jahren hat zwar ein Überangebot an schwerem Heizöl zu niedrigen Marktpreisen geführt, jedoch bleibt die starke Abhängigkeit des Ölpreises von weltwirtschaftlichen Ereignissen bestehen, sodass keine sicheren Prognosen für die Zukunft gestellt werden können.

Für die Beschaffung des Urans, seine Umwandlung und Anreicherung und die Herstellung der Spaltstoffelemente, wie sie für die von amerikanischen Firmen angebotenen Kraftwerke mit Leichtwasserreaktoren benötigt werden, war es offenbar bisher möglich, Verträge mit weitgehend festen Preisen für mehrere Jahre abzuschliessen, jedoch ist auch hier eine gewisse Unsicherheit eingetreten, nachdem aus jüngsten Pressemeldungen zu entnehmen war, dass im amerikanischen Senat bereits die Frage gestellt worden ist, warum die staatliche Atomic Energy Commission der USA (USAEC) für Lieferungen von angereichertem Uran nach Europa, für dessen Herstellung in grösseren Mengen vorläufig die USAEC eine Monopolstellung besitzt, einen zu niedrigen Preis angesetzt hat. Ferner kann mit einer Preiserhöhung für Uran gerechnet werden, wenn die Vermutung tatsächlich zutreffen sollte, dass die abbauwürdigen Uranvorkommen der freien Welt bis etwa zum Jahre 1985 erschöpft sein werden.

Da die wirtschaftlichen Verhältnisse einem raschen Wechsel unterworfen sein können, ist es ausgeschlossen, eine einigermassen sichere Vorhersage für die zukünftige Entwicklung der Investitions- und Produktionskosten für die Erzeugung der elektrischen Energie in thermischen Kraftwerken treffen zu können, zumal sich diese nicht nur auf das Stichjahr 1975/76 sondern auch auf einen möglichst grossen Teil der Lebensdauer der zu erstellenden Werke erstrecken müsste.

Um die Risiken, die man bei jeder Entscheidung über den Bau eines kapitalintensiven Werkes mit langer Lebensdauer auf sich nehmen muss, auf ein Minimum zu beschränken, soll im Folgenden am Beispiel der Verhältnisse, wie sie im Stichjahr 1975/76 auftreten können, gezeigt werden, durch welche Grössen und in welcher Weise die Produktionskosten für die Deckung des Energiedefizites beeinflusst werden.

Zur Vereinfachung wird angenommen, dass bis zum betreffenden Stichjahr die oben erwähnten 7 thermischen Kraftwerke mit einer installierten Leistung von je $P_i = 300$ MW zur Verfügung stehen und dass die Investitionskosten sowie die fixen und proportionalen Produktionskosten aller zu dieser Werkkombination gehörenden Kernkraftwerke gleich sind, ebenso wie auch die darin befindlichen konventionellen thermischen Kraftwerke mit den gleichen Investitionskosten er-

Fig. 8
Prozentuale Häufigkeit der Ausnutzungsdauern der installierten Leistung der Kraftwerke A bis I

Fig. 9
Produktionskosten thermischer Kraftwerke bezogen auf die Einheit der installierten Leistung
$\alpha_a = f(T_i)$ für Atomkraftwerke, $\alpha_ö = f(T_i)$ für konventionelle Kraftwerke

stellt und den gleichen fixen und proportionalen Produktionskosten betrieben werden sollen.

Bei einem Vergleich der Anlagekosten bzw. der spezifischen Anlagekosten von Kraftwerken konventioneller und nuklearer Bauart ist noch zu berücksichtigen, dass die englischen und amerikanischen Industriefirmen, die sich über Erfahrungen im Bau und Betrieb von Atomkraftwerken ausweisen und seit mehreren Jahren Offerten für solche Werke mit allen betriebs- und sicherheitstechnischen Garantien abgeben können, sich auf die während des 2. Weltkrieges mit ungeheuren Geldmitteln vorangetriebene kernphysikalische Forschung und auf einen Stab hervorragender Fachkräfte stützen können und nun mit günstigen Angeboten den Markt auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung mit Kernkraftwerken zu gewinnen suchen, bevor ihr Vorsprung eingeholt werden oder durch neue Konzeptionen überholt werden kann.

So sind in den letzten Jahren die spezifischen Anlagekosten für die Kernkraftwerke erheblich gesunken, während sie für die konventionellen thermischen Kraftwerke praktisch konstant geblieben oder im Zusammenhang mit der fortschreitenden Teuerung gestiegen sind.

In ähnlicher Weise wie bei den Anlagekosten ist auch die zukünftige Entwicklung der Gestehungskosten der in thermischen Kraftwerken erzeugten Energie, die durch die Höhe des Kapitalzinses, den Abschreibungsfaktor, die Unterhalts- und Reparaturkosten sowie die Personal- und Verwaltungskosten und durch die Brenn- bzw. Spaltstoffkosten bestimmt werden, mit reichlich vielen Unsicherheiten belastet.

Als Basis für die folgenden Kostenberechnungen sollen die in Tabelle 14 aufgeführten Richtwerte für Atomkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren und für konventionelle Kraftwerke mit ölgefeuerten Kesseln dienen, die in der Studie der «Zehn» im April 1965 auf Grund von Offerten für projektierte Anlagen angegeben worden sind.

Tabelle 14

	Atomkraftwerke	Konvent. Kraftwerke
Installierte Leistung P_i	1×250...1×300	2×150 MW
Spezifische Anlagekosten v_A	1100...1200	700...750 Fr./kW
Jahreskostenfaktor p_j	11...13	10...12 %
Energiegestehungskosten		
bei $T_i = 3000$ h β	5,0...6,2	4,3...5,2 Rp./kWh
bei $T_i = 7000$ h β	2,7...3,2	3,0...3,5 Rp./kWh

Wenn man die Angaben der Tabelle 14 auswertet und mit den Durchschnitten rechnet, erhält man:

als *fixe Produktionskosten* pro Einheit der installierten Leistung

	Atomkraftwerke	*Konventionelle Kraftwerke*	
$v_A \cdot p_j =$	$1150 \cdot 0.12 = 138$	$725 \cdot 0.11 = 79.75$	Fr./kW

als *proportionale Produktionskosten* pro Einheit der produzierten Energie

	Atomkraftwerke	*Konventionelle Kraftwerke*	
$c_p =$	1.0	2.0	Rp./kWh

Bezeichnet man mit $W = P_i \cdot T_i$ die im Kraftwerk produzierte elektrische Energie, lauten die Gleichungen
für die *jährlichen Produktionskosten:*

$$K_j = v_A \cdot p_j \cdot P_i + c_p \cdot W$$

und für die *auf die Einheit der inst. Leistung bezogenen Produktionskosten:*

$$\alpha = \frac{K_j}{P_i} = v_A \cdot p_j + c_p \cdot T_i$$

bzw. für die *auf die Einheit der produzierten Energie bezogenen Produktionskosten* (Energiegestehungskosten):

$$\beta = \frac{K_j}{W} = \frac{v_A \cdot p_j}{T_i} + c_p$$

Die proportionalen Produktionskosten c_p sind abhängig von den Kosten der Rohenergie c_R und dem Wirkungsgrad η, mit dem die Umwandlung der Rohenergie in die elektrische Energie erfolgt, und zwar in der Form: $c_p = c_R/\eta$. Bei einem mittleren Betriebswirkungsgrad von $\eta_w = 35\,\%$ und einem Heizwert des verwendeten Öles von 9800 kcal/kg entsprechen die oben angegebenen proportionalen Produktionskosten für konventionelle thermische Kraftwerke von $c_{pö} = 2.0$ Rp./kWh einem Heizölpreis von $c_{Rö} = 80$ Fr./to.

In Funktion von der Ausnutzungsdauer T_i sind in Fig. 9 die auf die Einheit der installierten Leistung bezogenen Produktionskosten mit den linearen Gleichungen:
für *Atomkraftwerke*

$$\alpha_a = 138 \frac{\text{Fr.}}{\text{kW}} + 1 \frac{\text{Rp.}}{\text{kWh}} \cdot T_i \text{ *)}$$

und für *konventionelle thermische Kraftwerke*

$$\alpha_ö = 79.75 \frac{\text{Fr.}}{\text{kW}} + 2 \frac{\text{Rp.}}{\text{kWh}} \cdot T_i \text{ *)}$$

eingezeichnet.

Beim Vergleich der Produktionskosten stehen den niedrigeren festen Jahreskosten und den höheren produktionsabhängigen Brennstoffkosten bei der Elektrizitätserzeugung in konventionellen thermischen Kraftwerken die höheren festen Jahreskosten und die niedrigeren produktionsabhängigen Spaltstoffkosten bei den Kernkraftwerken gegenüber.

Der Schnittpunkt der beiden Geraden gibt die Grenzausnutzungsdauer der installierten Leistung T_{iGr} an, bei der die Produktionskosten bei beiden Kraftwerktypen gleich sind. Unterhalb dieser Ausnutzungsdauer ist die Erzeugung elektrischer Energie in konventionellen thermischen Kraftwerken, oberhalb von ihr in Kernkraftwerken wirtschaftlich vorteilhafter.

Die Grenzausnutzungsdauer, die aus den angeführten Zahlenwerten in den beiden Gleichungen resultiert, ist in Fig. 9 mit T_{iGr} gekennzeichnet; visiert man von ihr aus senkrecht in die darüberstehende Fig. 8 mit der Häufigkeitsverteilung der Ausnutzungsdauern, mit denen die Werke A bis G die Energiedefizite bei den Schwankungen des Energiedargebotes der hydraulischen Kraftwerke zu decken haben, lässt sich die optimale Aufteilung der total benötigten Kraftwerkleistung auf Atomkraftwerke und konventionelle thermische Kraftwerke direkt abschätzen.

Auf die gleiche Weise kann die optimale Aufteilung auf die beiden Werktypen bei beliebigen Ansätzen für ihre Erstellungskosten, die Jahreskostenfaktoren (Kapitalzins + Abschreibungsfaktor + Betriebskostenfaktor für Verwaltung, Löhne, Unterhalt, Reparaturen, Versicherungen, Steuern, Abgaben usw.) und für ihre proportionalen Produktionskosten studiert werden; da es aber in dieser generellen Untersuchung nur darauf ankommt, einen prinzipiellen Überblick über die verschiedenen Einflussgrössen zu gewinnen, sollen die Durchschnittswerte aus der Studie der «Zehn» für die fixen und proportionalen

*) Indices: a für Atomkraftwerke, ö für Ölkraftwerke

Tabelle 15

$c_{Rö}$ =	40	50	60	70	80	90	100	110	120	Fr./to
$c_{pö}$ =	1,0	1,25	1,5	1,75	2,0	2,25	2,50	2,75	3,0	Rp./kWh
T_{iGr} =	(∞)	(23300)	(11650)	7770	5825	4660	3885	3330	2810	h

Produktionskosten der Atomkraftwerke und für die fixen Kosten der konventionellen thermischen Kraftwerke beibehalten und die Grenzausnutzungsdauer durch Änderung der proportionalen Produktionskosten bzw. der Rohenergiekosten für die ölgefeuerten Werke variiert werden.

Die Beziehungen zwischen den Preisen für schweres Heizöl $c_{Rö}$, den proportionalen Produktionskosten $c_{pö}$ und der Grenzausnutzungsdauer T_{iGr}, die sich unter diesen Annahmen ergeben, lassen sich aus Tabelle 15 entnehmen.

Welchen Einfluss die Änderung der Grenzausnutzungsdauer auf die optimale Aufteilung der total benötigten Kraftwerkleistung auf Atomkraftwerke und konventionelle thermische Kraftwerke ausübt, lässt sich aus den in Fig. 9 eingezeichneten Graden für $\alpha_ö = f(T_i)$ bei verschiedenen brennstoffabhängigen Kosten $c_{pö}$ als Parameter in Verbindung mit der Häufigkeitsverteilung der Ausnutzungsdauern der Werke A bis G in Fig. 8 in anschaulicher Weise erkennen.

Eine genauere Aussage über die zweckmässige Wahl der Kraftwerktypen kann nur gewonnen werden, wenn man schrittweise die totalen Produktionskosten der 7 zu erstellenden Werke von dem Extrem mit 7 konventionellen thermischen Kraftwerken über die Kombination mit 1 Atomkraftwerk + 6 konventionellen thermischen Werken usw. bis zum Extrem von 7 Atomkraftwerken berechnet.

Mit den angenommenen spezifischen Anlagekosten v_{Aa} = 1150 Fr./kW bzw. $v_{Aö}$ = 725 Fr./kW und den angenommenen spezifischen fixen Produktionskosten $v_{Aa} \cdot p_{ja}$ = 138 Fr./kW bzw. $v_{Aö} \cdot p_{jö}$ = 79.75 Fr./kW liegen die Investitionskosten und die festen Jahreskosten für die gewählte totale Kraftwerkleistung von $P_i = 7 \times 300$ MW bei den verschiedenen Kombinationen in der in Tabelle 16 angegebenen Grössenordnung.

Die Bruttoenergieproduktion, die in der jeweiligen Werkkombination auf die Kernkraftwerke und auf die konventionellen thermischen Kraftwerke entfällt, ergibt sich unter Be-

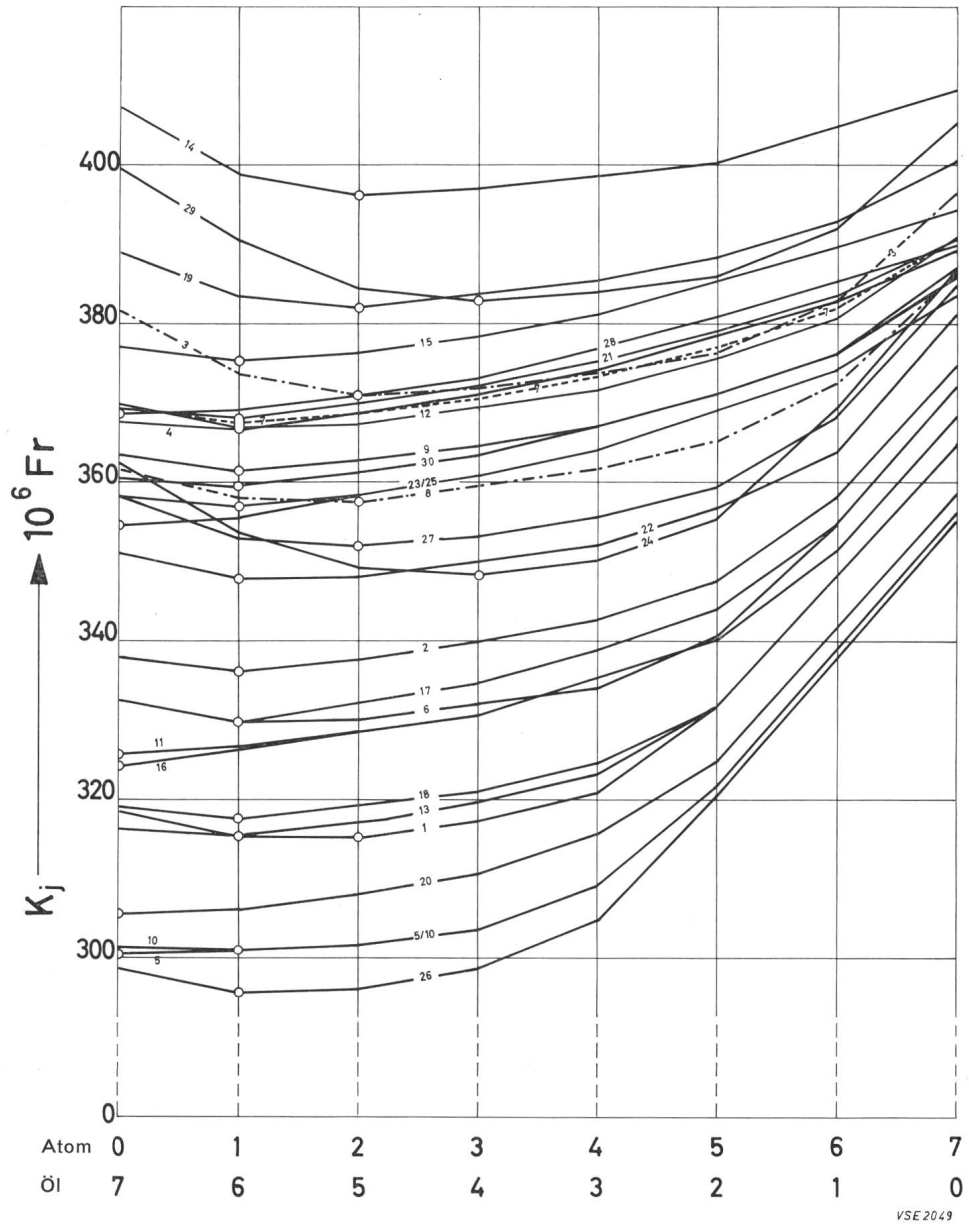


Fig. 10
Jährliche Produktionskosten für die Deckung der Energiedefizite bei variabler Aufteilung der Werkkombination auf Atom- und Ölkraftwerke
(c_{pa} = 1 Rp./kWh, $c_{pö}$ = 2 Rp./kWh)

Tabelle 16

Atomkraftwerke:	Anzahl Bereich	0 —	1 A	2 A—B	3 A—C	4 A—D	5 A—E	6 A—F	7 A—G
Konventionelle Kraftwerke:	Anzahl Bereich	7 A—G	6 B—G	5 C—G	4 D—G	3 E—G	2 F—G	1 G	0 —
Investitionskosten	Mio Fr.	1523	1650	1778	1905	2033	2160	2288	2415
Feste Jahreskosten	Mio Fr.	168	185	203	220	238	255	272	290

rücksichtigung des angenommenen Werkeigenbedarfes von ca. 5% aus den von ihnen zu deckenden Defiziten, die in den betreffenden Bereichen aus den Energieinhaltslinien der Fig. 5 entnommen werden können.

Wenn man die totalen Produktionskosten unter der Annahme von spaltstoffabhängigen Kosten bei den Atomkraftwerken von $c_{pa}=1$ Rp./kWh und von brennstoffabhängigen Kosten bei den Ölkraftwerken von $c_{pö}=2$ Rp./kWh berechnet und in Abhängigkeit von den verschiedenen Möglichkeiten der Werkkombination darstellt (Fig. 10), zeichnet sich der bedeutende Streubereich für die Kosten der Energieerzeugung in den thermischen Kraftwerken ab, die zur Ergänzung der Produktionsmöglichkeit der hydraulischen Kraftwerke benötigt werden, um den für das Stichjahr 1975/76 geschätzten inländischen Bedarf decken zu können; so liegen in diesem Beispiel mit den angenommenen proportionalen Produktionskosten im besten Falle die Gestehungskosten für die an das Netz abgegebene Energie im Bereich sehr günstiger (Nr. 26) und sehr

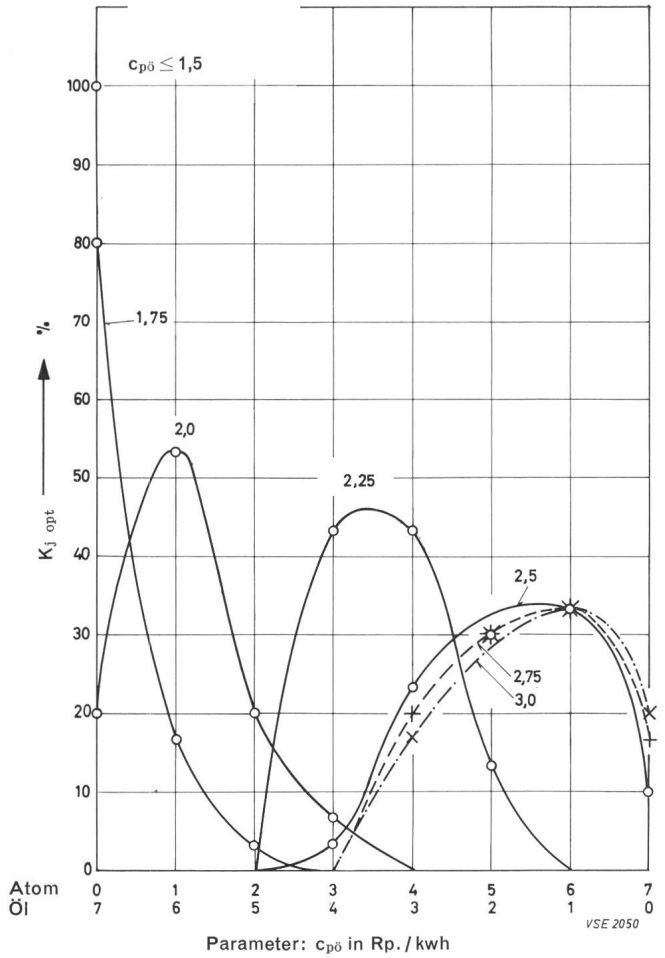


Fig. 11
Prozentuale Häufigkeit der optimalen Produktionskosten für die Deckung der Energiedefizite bei variabler Aufteilung der Werkkombination auf Atom- und Ölkraftwerke

ungünstiger (Nr. 14) hydrologischer Verhältnisse zwischen 4.75 und 3.47 Rp./kWh und im Durchschnitt über die hydrologischen Verhältnisse der 30 betrachteten Jahre bei 4.02 Rp./kWh. Diese Gestehungskosten gelten für die Abgabe der Energie an den Sammelschienen der Kraftwerke, sie enthalten also nicht die zusätzlichen Kosten, die mit wachsendem Elektrizitätsbedarf für die Übertragung und Verteilung vom Standort des Kraftwerkes bis zum Konsumenten aufzuwenden sind.

Wie aus den mit Kreisen markierten Punkten in Fig. 10 hervorgeht, können die minimalen Jahreskosten (K_{jopt}) bei den angenommenen brennstoffabhängigen Produktionskosten für die ölgefeuerten Kraftwerke von $c_{pö}=2$ Rp./kWh in 6 von den 30 untersuchten hydrologischen Verhältnissen — also mit einer Häufigkeit von 20% — mit 7 konventionellen thermischen Kraftwerken, mit einer Häufigkeit von 16/30=53,3% bei einer Werkkombination von 1 Atom- und 6 Ölkraftwerken, mit einer Häufigkeit von 6/30=20% bei einer Kombination von 2 Atom- und 5 Ölkraftwerken und mit einer Häufigkeit von 2/30=6,7% bei 3 Atom- und 4 Ölkraftwerken erreicht werden.

Ein anschauliches Bild über die Häufigkeitsverteilung für die minimalen Produktionskosten bei verschiedenen Annahmen für $c_{pö}$ zwischen 1,5 und 3 Rp./kWh vermittelt die Darstellung in Fig. 11; darin zeigt sich, dass die hohen und schmalen Häufigkeitskurven bei niedrigen Heizölpreisen deutlich auf eine grössere Anzahl konventioneller thermischer Kraftwerke hinweisen, während sich bei höheren Ölpreisen flachere und breitere Kurven zu Gunsten einer vermehrten Anwendung von Atomkraftwerken ergeben.

Bei den Zahlenwerten, die den Rechnungen zu Grunde gelegt worden sind, müsste die benötigte Kraftwerkleistung bei proportionalen Produktionskosten von $c_{pö}=2{,}25$ Rp./kWh bzw. bei Heizölpreisen von $c_{Rö}=90$ Fr./to etwa je zur Hälfte auf beide Kraftwerktypen aufgeteilt werden; unterhalb dieser Heizölpreise führt eine grössere Anzahl konventioneller thermischer Kraftwerke, oberhalb von ihnen eine grössere Anzahl von Atomkraftwerken bei allen Schwankungen im Energiedargebot der hydraulischen Kraftwerke zu niedrigeren Produktionskosten für die benötigte Ergänzungsenergie aus thermischen Kraftwerken.

Im Durchschnitt über die hydrologischen Verhältnisse der 30 betrachteten Jahre müsste die Bruttoenergieproduktion der thermischen Kraftwerke A bis G ca. 9.1 TWh betragen; sie teilt sich bei den verschiedenen Möglichkeiten der Werkkombination laut Tabelle 17 auf.

Die totalen Produktionskosten, die sich bei den durchschnittlichen hydrologischen Verhältnissen ergeben, sind in Fig. 12 in Abhängigkeit von der gewählten Aufteilung der gesamten Kraftwerkleistung auf Atomkraftwerke und konventionelle thermische Kraftwerke mit verschiedenen Annahmen für die proportionalen Kosten der Ölkraftwerke $c_{pö}$ als Parameter dargestellt; schliesslich zeigt die Fig. 13, in welchem Be-

Tabelle 17

Atomkraftwerke:	Anzahl	0	1	2	3	4	5	6	7
	Bereich	—	A	A—B	A—C	A—D	A—E	A—F	A—G
Mittl. Produktion	GWh	—	2000	3700	5300	6700	7800	8600	9100
Mittl. Ausnutzungsdauer	h	—	6660	6160	5900	5560	5220	4800	4300
Konvent. Kraftwerke	Anzahl	7	6	5	4	3	2	1	0
	Bereich	A—G	B—G	C—G	D—G	E—G	F—G	G	—
Mittl. Produktion	GWh	9100	7100	5400	3800	2400	1300	500	—
Mittl. Ausnutzungsdauer	h	4300	3930	3590	3180	2660	2060	1420	—

reich der proportionalen Kosten $c_{pö}$ bzw. der Ölpreise $c_{Rö}$ eine bestimmte Werkkombination aus beiden Kraftwerktypen zur wirtschaftlichen Deckung des Energiedefizites mit minimalen Produktionskosten führt.

Aus beiden Darstellungen geht hervor, welchen bedeutenden Einfluss die Ölpreise auf die Wahl der optimalen Kraftwerkkombination ausüben; sie bestätigen die aus den Häufigkeitskurven für die minimalen Produktionskosten über alle betrachteten hydrologischen Verhältnisse gewonnenen Ergebnisse: die Grenze, oberhalb der eine grössere Anzahl von Atomkraftwerken und unterhalb der eine grössere Anzahl von konventionellen thermischen Kraftwerken aus wirtschaftlichen Gründen wünschenswerter wäre, liegt unter den getroffenen Annahmen bei einem Heizölpreis von etwa $c_{Rö} =$ 90 Fr./to, bzw. bei einer Grenzausnutzungsdauer von ca. $T_{iGr} = 4660$ h.

Allerdings ist zu bemerken, dass die bisherigen Untersuchungen sich nur auf die Deckung des normalen inländischen Elektrizitätsbedarfes bezogen haben und dass nach den früheren Ausführungen neben einigen zwangsläufig anfallenden Überschüssen an Speicherwerkenergie (Fig. 6) vornehmlich in den Sommermonaten eine beachtliche freie Produktionskapazität in den thermischen Kraftwerken zur Verfügung steht.

Wegen ihrer relativ hohen proportionalen Produktionskosten, die ja mindestens als Entgelt für eine vermehrte Abgabe an Energie eingebracht werden müssen, wird eine Nutzung der freien Produktionskapazität bei den konventionellen thermischen Kraftwerken kaum in Frage kommen.

In welcher Grössenordnung die freie Produktionskapazität der Atomkraftwerke, die in der Werkkombination vorhanden sind, liegt, lässt sich aus der Differenz zwischen der Ausnutzungsdauer der installierten Leistung, die als technisch möglich er-

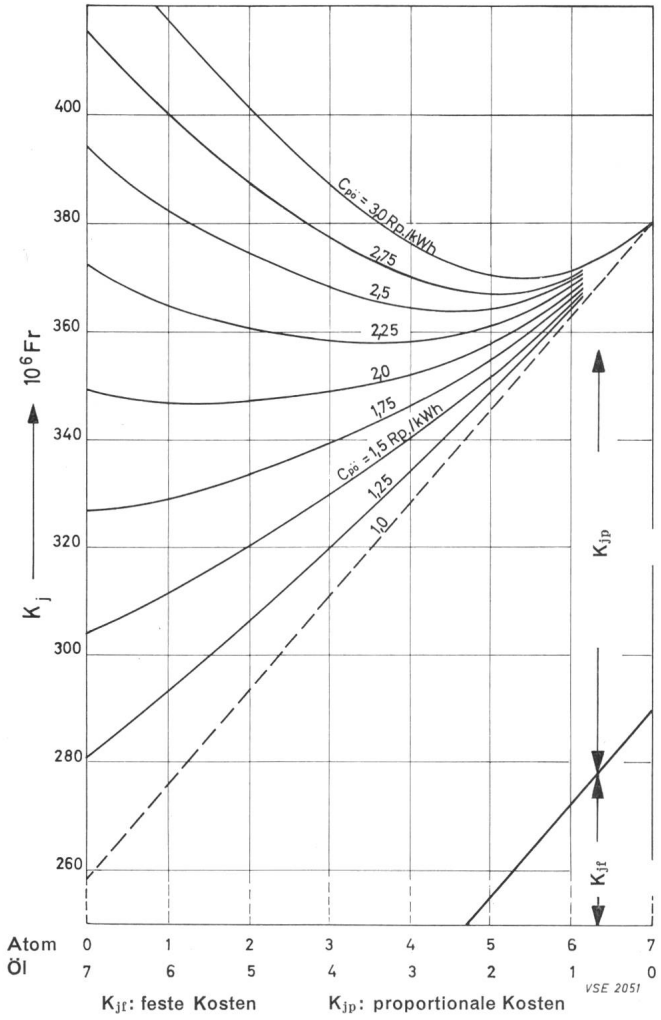


Fig. 12
Mittlere jährliche Produktionskosten für die Deckung der Energiedefizite bei variablen proportionalen Produktionskosten für die konventionellen thermischen Kraftwerke

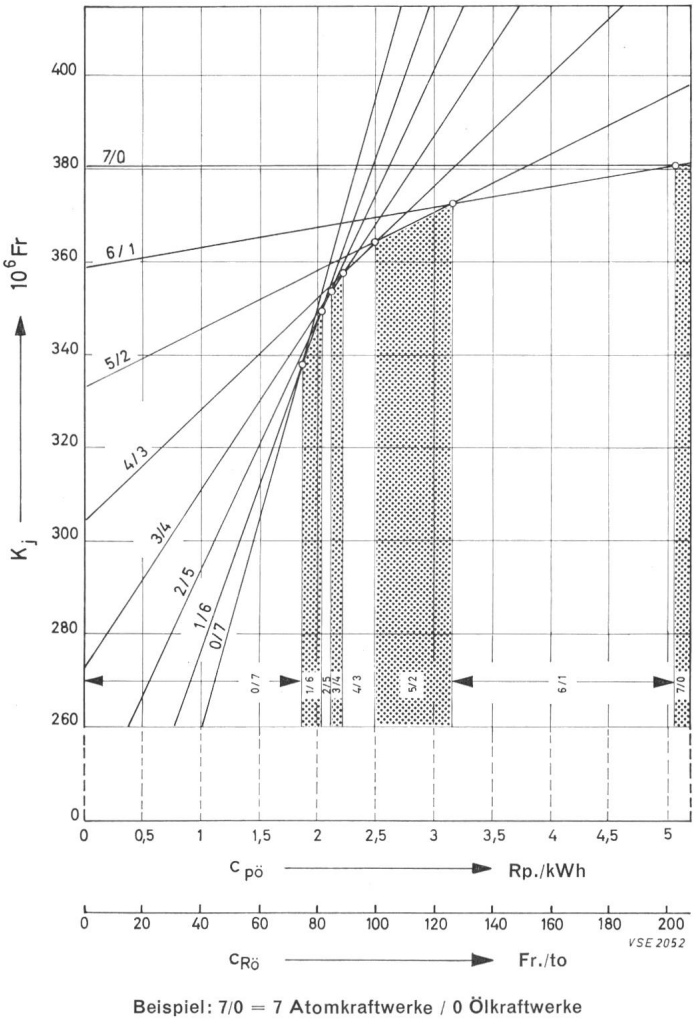


Fig. 13
Die Werkkombinationen aus Atom- und Ölkraftwerken und ihr Bereich für die optimalen Produktionskosten zur Deckung der Energiedefizite

achtet wird, und der Ausnutzungsdauer, die zur Deckung des inländischen Defizites benötigt wird, abschätzen. Wie weit diese vom jeweiligen Energiedargebot der hydraulischen Kraftwerke abhängen, zeigt die Tabelle 18 für die ungünstigsten, günstigsten und mittleren hydrologischen Verhältnisse, die durch die Nr. 14, Nr. 26 und den Durchschnitt der betrachteten 30 Jahre repräsentiert werden.

Tabelle 18

Ausnutzungsdauern der Atomkraftwerke in der Werkkombination

Anzahl Werke Inst. Leistung	0 0	1 300	2 600	3 900	4 1200	5 1500	6 1800	7 2100	MW
$T_{i(14)}$ =	—	8670	7700	6960	6550	6290	5950	5700	h
T_{im} =	—	6660	6160	5900	5560	5220	4800	4300	h
$T_{i(26)}$ =	—	6800	6270	5800	5290	4360	3640	3100	h

Wenn eine Ausnutzungsdauer von 7000 h als technisch möglich und erwünscht erachtet wird, würde z. B. bei 4 Atomkraftwerken in der Werkkombination die freie Produktionskapazität zwischen 1200 MW · (7000 − 6550) h = 0,54 TWh und 1200 MW · (7000 − 5290) h = 2,05 TWh und im Mittel bei 1,73 TWh oder bei 5 Atomkraftwerken zwischen 1,07 TWh und 3,96 TWh bzw. im Mittel bei 2,67 TWh liegen.

Zeitlich fällt die freie Produktionsmöglichkeit der Atomkraftwerke im wesentlichen mit den Überschüssen aus der hydraulischen Energieproduktion zusammen und ist auch umso grösser, je höher diese Überschüsse sind.

Überprüft man nun die traditionellen Möglichkeiten für eine Nutzung der freien Produktionsmöglichkeit der Atomkraftwerke, so wird die Abgabe an Elektrokesselenergie im Inland von den vergleichsweisen Preisen für die Brennstoffenergie zur direkten Umwandlung in Wärme abhängen, die Abgabe an Speicherpumpen zum mindesten bis 1975/76 für tageszeitliche Umwälzung wegen der heute schon reichlich dimensionierten Ausbauleistung der Speicherkraftwerke beschränkt sein und allenfalls für saisonale Speicherung in gewissem Umfange Interesse finden.

Wie weit die freie Produktionsmöglichkeit für den Energieexport genutzt werden kann, wird wesentlich von der Aufnahmefähigkeit der Nachbarländer für eine Energie, die in der Hauptsache in den Sommermonaten anfällt, bestimmt werden und diese wird umso mehr beschränkt sein, je mehr Atomkraftwerke die betreffenden Länder selbst besitzen.

* * *

In den vorangegangenen Ausführungen ist zum Ausdruck gebracht worden, dass die Untersuchungen auf einer Reihe von vereinfachenden Hypothesen beruhen und dass die Ergebnisse auf bestimmten Annahmen für die Erstellungskosten, die Jahreskostenfaktoren und die proportionalen Produktionskosten bei den Kernkraftwerken und den konventionellen thermischen Kraftwerken basieren; es ist ferner zum Ausdruck gebracht worden, dass alle diese Annahmen vielfältigen Änderungen unterworfen sind und dass es ausgeschlossen ist, eine einigermassen sichere Vorhersage für die zukünftige Entwicklung der Investitions- und Produktionskosten für die Erzeugung der elektrischen Energie in thermischen Kraftwerken treffen zu können.

Immerhin mögen die Darlegungen und Darstellungen zeigen, in welch bedeutendem Masse die optimalen Produktionskosten für die Ergänzungsenergie, die in Zukunft zur Sicherstellung der Landesversorgung mit elektrischer Energie und zur Erhaltung einer weitgehenden Unabhängigkeit in inländischen thermischen Kraftwerken erzeugt werden muss, von der Wahl der Kraftwerktypen beeinflusst wird.

Neben den hydraulischen Kraftwerken werden die Atomkraftwerke ohne Zweifel bei der Deckung des schweizerischen Elektrizitätsbedarfes eine erhebliche Rolle spielen, aber auch die konventionellen thermischen Kraftwerke werden einen wichtigen Platz einnehmen, sofern es gelingt, die Relation ihrer Anlagekosten zu denen der Kernkraftwerke und ihre proportionalen Produktionskosten, die von den Heizölpreisen bestimmt werden, so zu gestalten, dass sie im Bereich der mittleren und niedrigen Ausnutzungsdauern ihre Wirtschaftlichkeit nachweisen können.

Adresse des Autors:

Heinrich A. Leuthold, Dipl. Ing., Professor an der ETH, Sonneggstrasse 3, 8006 Zürich.