

Die wirtschaftliche Erzeugung der elektrischen Spitzenkraft in Großstädten

unter besonderer Berücksichtigung
der Fortleitungskosten

Von

Dr.-Ing. E. Krohne

Mit 27 Textabbildungen



Berlin
Verlag von Julius Springer
1929

ISBN-13:978-3-642-89987-4 e-ISBN-13:978-3-642-91844-5
DOI: 10.1007/978-3-642-91844-5

Alle Rechte, insbesondere das der Übersetzung
in fremde Sprachen, vorbehalten.

Vorwort.

Die Anregung zu diesem Buch erhielt ich durch meine Tätigkeit bei der Berliner Städtische Elektrizitätswerke Akt.-Ges. Zur Prüfung der Frage, in welcher Weise der zukünftige Ausbau der Kraftquellen und Leitungsnetze für die nächsten fünf Jahre am zweckmäßigsten durchzuführen sei, hatte ich die erforderlichen wirtschaftlichen und technischen Untersuchungen durchzuführen und bin dabei zu einigen für das Spitzenkraftproblem allgemein gültigen Erkenntnissen gekommen, die ich in dieser Abhandlung niedergelegt habe. Insbesondere habe ich Erhebungen über die Überlastungsfähigkeit der elektrischen Betriebsmittel auf Grund von Angaben der Industrie über die Zeitkonstante der Erwärmungskurven angestellt, habe ferner einige Dauer- und Speicherkraftquellen auf ihre Eignung für den Betrieb der Spitzenkraftherzeugung untersucht und habe in Ergänzung der bereits vorhandenen Literatur an Hand des Beispiels der Stromversorgung einer Großstadt auf die hervorragende Bedeutung der Fortleitungskosten für das Spitzenkraftproblem hingewiesen. Die Untersuchungen wurden nach einer neuartigen und zweckmäßig erscheinenden Methode durchgeführt.

Herrn Direktor Dr.-Ing. e. h. Rehmer, Berlin, bin ich zu besonderem Dank verpflichtet, weil er mir die Erlaubnis zur Veröffentlichung der in seinem Auftrage durchgeführten Untersuchungen gab. Ebenso möchte ich meinen besten Dank den Herren Prof. Matthias, Berlin, und Prof. Dr. Dr. Windel, Berlin, für ihre Ratschläge aussprechen, die sie mir bei meiner Dissertation erteilten.

Berlin, im Mai 1929.

Erich Krohne.

Inhaltsverzeichnis.

	Seite
A. Der Begriff der Spitzenkraft und die Hauptbedingung für ihre wirtschaftliche Erzeugung	1
I. Die untere Zeitgrenze t_{\min} der Spitzenkrafterzeugung, bestimmt durch die Überlastungsfähigkeit der Betriebsmittel	2
a) Dauerbetrieb	2
b) Stoßspitzenbetrieb	3
c) Dauerspitzenbetrieb	9
II. Die obere Zeitgrenze t_{\max} der Spitzenkrafterzeugung, bestimmt durch den Einfluß der leistungsabhängigen Kosten k_L auf die Gesamtkosten k einer kWh	9
a) Die Gesteungskosten k einer kWh als Maßstab für wirtschaftliche Elektrizitätsversorgung	10
1. Die von der Leistung und der Benutzungsdauer abhängigen Kosten k_L	10
2. Die von der Arbeit abhängigen und von der Benutzungsdauer unabhängigen Kosten k_A	11
b) Zahlenmäßige Festlegung der verschiedenen Belastungsarten	13
1. Grund- oder Stammbelastung N_g , Dauerbelastung N_d , Mittelbelastung N_m und Spitzenbelastung N_{sp}	13
2. Erläuterung dieser Begriffe an Hand der charakteristischen Kurven: Jahresleistungsdauerlinie, Kurve der Jahresarbeitswerte	14
III. Zusammenfassung	15
B. Die Spitzenkrafterzeugung am Verbrauchsort (Ortsspitzenkrafterzeugung)	15
I. Dauerkraftquellen	16
a) Preiskennlinien zum Vergleich der Kraftquellen in bezug auf die Wirtschaftlichkeit bei verschiedener Benutzungsdauer	16
b) Beispiele: Dampfkraftwerk, Dieselmotorenkraftwerk	17
c) Grenz-Benutzungsdauer t_{gr}	20
d) Die Ausbauleistung auf Grund der Preiskennlinien und der Jahresleistungsdauerlinie, der „horizontale Einsatz“ der Kraftquellen	22
e) Die Berechnung der jährlichen Kosten K und der Ersparnis E bzw. der Verteuerung V gegenüber dem reinen Grundkraftwerksbetrieb: die Kostenlinie	24
f) Betriebsforderungen	26
II. Speicherkraftquellen	27
a) Die spezifischen Stromerzeugungskosten k einer kWh und der Begriff der „Vollast-Entladedauer t_e “	27
b) Die Preiskennlinienschar	28
c) Die resultierende Preiskennlinie auf Grund der Tages- und Jahresleistungsdauerlinie	31
d) Beispiele: Pumpspeicherwasserkraftwerk, elektrischer Speicher	32
e) Vorteile für den Betrieb	34
f) „Schräger Einsatz“ bei großen Anheiz- und Leerlaufverlusten der Grundkraftquelle	35

Inhaltsverzeichnis.

V

	Seite
C. Die Spitzenkraftherzeugung fern vom Verbrauchsort unter Berücksichtigung der Fortleitungskosten. (Fernspitzenkraftherzeugung)	36
a) Die spezifischen Fortleitungskosten k einer kWh	38
b) Die Freiskennlinienschar des Netzes, Beispiele	41
c) Die Summenpreiskennlinien.	50
D. Vergleich zwischen Orts- und Fernspitzenkraftherzeugung.	55
a) Der günstigste Angriff der Spitzenkraftherzeuger im Netz.	55
b) Betriebsführung	57
c) Ausführliches Beispiel	58
1. Leistungen und Arbeitsmengen	58
2. Mittlere Benutzungsdauer und zugehörige Kosten	61
3. Ersparnis ohne Berücksichtigung der Reserven.	61
4. Reserven	62
5. Zusammenstellung der Kosten	64
E. Zusammenfassung der Ergebnisse	65
Literaturverzeichnis	66

Buchstabenerklärung.

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
A.		
A	Gesamtarbeit	kWh
A_g	Grundkraftarbeit	kWh
A_{sp}	Spitzenkraftarbeit	kWh
a	Spezifische Anlagekosten	RM/kW oder \mathcal{S}_l/kW
a'	Spezifische Anlagekosten für 1 km Leitungslänge	RM/kW, km oder \mathcal{S}_l/kW , km
a_u	Von der Vollastentladedauer t_e abhängige spezifische Anlagekosten.	RM/kW oder \mathcal{S}_l/kW
a_g	Spezifische Anlagekosten einer Grundkraftquelle	RM/kW oder \mathcal{S}_l/kW
a_{sp}	Spezifische Anlagekosten einer Spitzenkraftquelle.	RM/kW oder \mathcal{S}_l/kW
a_u	Von der Vollastentladedauer t_e unabhängige spezifische Anlagekosten	RM/kW oder \mathcal{S}_l/kW
B.		
b	Spezifische Brennstoffkosten	RM/kWh oder \mathcal{S}_l/kWh
b_g	Spezifische Brennstoffkosten einer Grundkraftquelle.	RM/kWh oder \mathcal{S}_l/kWh
b_{sp}	Spezifische Brennstoffkosten einer Spitzenkraftquelle.	RM/kWh oder \mathcal{S}_l/kWh
C.		
γ	Gleichzeitigkeitsfaktor	—
E.		
E	Ersparnis gegenüber reinem Grundkraftwerksbetrieb	RM
E_{\max}	Maximale Ersparnis	RM
e	Ersparnis je kWh	RM/kWh oder \mathcal{S}_l/kWh
η	Wirkungsgrad	—
η'	Wirkungsgrad bei 1 km Leitungslänge	—
η_g	Gesamtwirkungsgrad	—
ε	Basis der natürlichen Logarithmen = 2,7183	—
F.		
f	Diskontfaktor	—
φ	Phasenwinkel	—
K.		
K	Absolute (Stromerzeugungs- bzw. Fortleitungs-) Kosten	RM
K_A	Absolute arbeitsabhängige Kosten	RM
K_L	Absolute leistungsabhängige Kosten	RM

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
K_{\max}	Maximale absolute Kosten	RM
K_{\min}	Minimale absolute Kosten	RM
k	Spezifische (Stromerzeugungs- bzw. Fortleitungs-) Kosten	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
k'	Spezifische Kosten bei Fortleitung um 1 km	RM/kWh, km oder \mathcal{S}_1/kWh , km
$k_1, k_2 \dots k_n$	Spezifische Fortleitungskosten für die Netzteile 1 bis n	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
k_A	Spezifische arbeitsabhängige Kosten	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
$(k_A)_{\text{Vollast}}$	Spezifische arbeitsabhängige Kosten bei dauernder Vollast	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
$(k_A)_{\text{Teillast}}$	Spezifische arbeitsabhängige Kosten bei zeitweiser Vollast	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
k_φ	Spezifische Kosten bei Übertragung der Leistung mit dem Leistungsfaktor $\cos \varphi$	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
k_L	Spezifische leistungsabhängige Kosten.	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
k_{L_a}	Spezifische leistungsabhängige Kosten, die von der Vollastentladedauer t_e abhängig sind.	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
k_{L_u}	Spezifische leistungsabhängige Kosten, die von der Vollastentladedauer t_e unabhängig sind.	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
k_m	Spezifische Kosten für die mittlere Benutzungsdauer t_m	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
k_s	Spezifische Summenstromkosten	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
$(k_s)_{t_j}$	Spezifische Stromkosten beim Eintritt in einen Netzteil für die Benutzungsdauer t_j am Ende der Leitung	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
$(k_s)_{t_v}$	Spezifische Stromkosten beim Eintritt in einen Leitungsteil für die Benutzungsdauer t_v der Verlustleistung N_v	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
$(k)_{t_j 0}, (k_1)_{t_{j1}} \dots (k_n)_{t_{jn}}$	Fortleitungskosten der Netzteile 0,1, . . . n bei den Benutzungsdauern $t_{j0}, t_{j1} \dots t_{jn}$	RM/kWh oder \mathcal{S}_1/kWh
l	L. Leitungslänge M.	km
m	m tes Abschreibungsjahr N.	—
N	Belastung, Leistung	kW
$N_1, N_2 \dots$	Grenzen für Leistungszonen	kW
N_d	Dauerbelastung	kW
N_g	Grund- oder Stammbelastung	kW
$N_{g \text{ gr}}$	Ausbauleistung einer Grundkraftquelle entsprechend der Grenzbenutzungsdauer.	kW

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
$= N_h - \frac{N_{ggr'}}{N_{spgr}}$	Höchstbelastung	kW
N_h	Mittelbelastung	kW
N_m	Spitzenbelastung	kW
N_{sp}	Dauerspitzenbelastung	kW
N_{spd}	Ausbauleistung einer Spitzenkraftquelle entsprechend der Grenzbenutzungsdauer als Benutzungsdauer des untersten kW der Arbeitsfläche.	kW
N_{spgr}	Ausbauleistung einer Spitzenkraftquelle entsprechend der Grenzbenutzungsdauer als mittlerer Benutzungsdauer.	kW
N_{sps}	Stoßspitzenbelastung	kW
N_v	Verlustleistung.	kW
n	Zahl der Jahre, in denen verzinst oder abgeschrieben wird	—
P.		
p	Prozentualer Anteil an den Anlagekosten für Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen, Bedienung, Kleinmaterial usw.	—
p	Betriebspause	—
p_a	Prozentualer Anteil an den von der Vollastentladedauer t_e abhängigen Anlagekosten für Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen, Bedienung, Kleinmaterial usw.	—
p_g	Prozentualer Anteil an den Anlagekosten einer Grundkraftquelle für Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen, Bedienung, Kleinmaterial usw.	—
p_{sp}	Prozentualer Anteil an den Anlagekosten einer Spitzenkraftquelle für Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen, Bedienung, Kleinmaterial usw.	—
p_u	Prozentualer Anteil an den von der Vollastentladedauer t_e unabhängigen Anlagekosten für Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen, Bedienung, Kleinmaterial usw.	—
Q.		
Q	Jährlicher Kapitaldienst	RM
R.		
R	Jährliche Abschreibung.	RM
r	Abschreibungsfaktor	—
T.		
T	Zeitkonstante	h
t	Betriebszeit	h
t_e	Vollastentladedauer eines Speichers	h
t_{gm}	Mittlere Grundkraftbenutzungsdauer	h
t_{gr}	Grenzbenutzungsdauer als Grenzwert entsprechend den Preiskennlinien	h
$t_{gr'}$	Grenzbenutzungsdauer einer Arbeitsfläche, deren mittlere Benutzungsdauer t_{gr} ist	h
t_j	Jährliche Benutzungsdauer	h
$t_{j0}, t_{j1} \dots t_{jn}$	Jährliche Benutzungsdauer der Netzteile 0, 1, ... n	h

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
t_m	Mittlere Benutzungsdauer einer Leistungszone .	h
t_{\max}	Obere Zeitgrenze der Spitzenkraftherzeugung . .	h
t_{\min}	Untere Zeitgrenze der Spitzenkraftherzeugung	h
t_{sp}	Spitzenbetriebszeit	h
t_{spd}	Dauerspitzenbetriebszeit	h
t_{spm}	Mittlere Spitzenkraftbenutzungsdauer	h
t_{sps}	Stoßspitzenbetriebszeit	h
t_t	Tägliche Benutzungsdauer	h
t_v	Benutzungsdauer der Verlustleistung	h
ϑ	Übertemperatur	°C
ϑ_{ed}	Beharrungsübertemperatur bei der Belastung N_d	°C
ϑ_{es}	Beharrungsübertemperatur bei der Belastung $N_d + N_{sps}$	°C
$\vartheta_{\ddot{u}}$	Überlastungstemperatur am Ende einer Stoß- spitze	°C
Δt	Vergrößerung von t_{\min} bei Verringerung der Vor- belastung unter Vollast	h
U.		
\ddot{u}	Überlastungsfaktor	—
V.		
V	Verteuerung gegenüber reinem Grundkraft- werksbetrieb.	RM
V_{\max}	Maximale Verteuerung	RM
v	Verlustfaktor= spezifischer Verlust bei Fortlei- tung, Umformung und Umspannung von 1 kWh bzw. 1 kWh	—
v'	Verlustfaktor für 1 km	km ⁻¹
W.		
w	Spezifische Anlagekosten je kWh Speicherver- mögen	RM/kWh oder \mathcal{S}_l/kWh
Z.		
Z	Jährliche Verzinsung	RM
z	Zinsfaktor	—

A. Der Begriff der Spitzenkraft und die Hauptbedingung für ihre wirtschaftliche Erzeugung.

Das ständige Streben aller öffentlichen und privaten Erzeuger elektrischer Energie nach höchster Wirtschaftlichkeit und die große Schwierigkeit ausreichender

Kapitalbeschaffung hat in der letzten Zeit mehrfach Veranlassung gegeben, Mittel und Wege zu suchen, wie man mit geringstem Geldaufwand die in schneller Folge erforderlichen Erweiterungen erstellen und dabei noch das wirtschaftliche Gesamtergebnis einer solchen Anlage verbessern kann. Besondere Beachtung wurde aus diesem Grunde auch dem Problem der Spitzenkrafterzeugung geschenkt. Teils versuchte man, durch tarifliche Maßnahmen die Spitzenbelastungen abzusenken bzw.

ihren ungünstigen Einfluß durch Hebung der Grundlast zu verringern, teils ging man daran, an der Wirksamkeit der Tarife zweifelnd, mit Hilfe besonderer Spitzenkraftquellen die Spitzenstromerzeugung zu verbilligen.

Zweck der vorliegenden Arbeit ist es, das Problem der Spitzenkrafterzeugung für große Versorgungsgebiete, insbesondere für Großstädte, herauszuarbeiten und die Vorbedingungen für höchste Wirtschaftlichkeit unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Forderungen des Betriebes festzustellen. Die Einwirkung zweckentsprechender Tarife soll hier nicht untersucht werden, da der Erfolg tariflicher Maßnahmen umstritten ist. Ein charakteristisches Beispiel für die Unwirksamkeit der Tarife ist der in der Abb. 1 dargestellte Vergleich zwischen den auf gleichen Maßstab

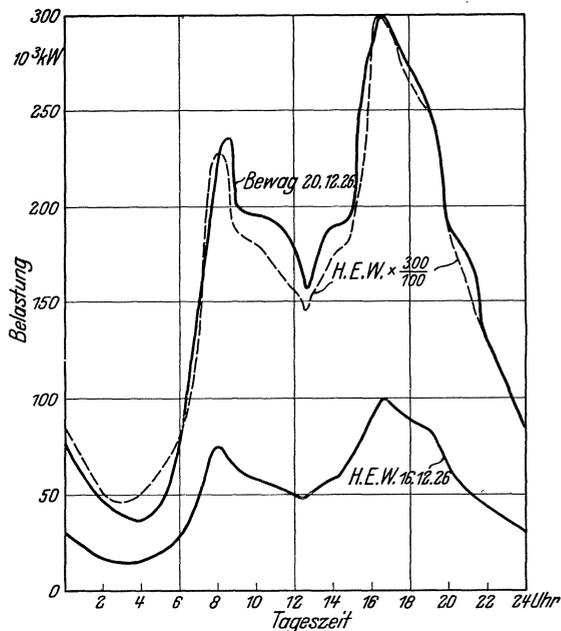


Abb. 1. Belastungskurven der Berliner Städtische Elektrizitätswerke Akt.-Ges. und der Hamburger Elektr. Werke 1926.

2 Der Begriff der Spitzenkraft und die Hauptbedingung für ihre Erzeugung.

(Umrechnungsfaktor für die HEW-Kurve 300/100) gebrachten Belastungskurven der Berliner und der Hamburgischen Elektrizitätswerke. In Hamburg besteht ein reiner Arbeitsgebührentarif von 35 \mathcal{M} /kWh, in Berlin dagegen ein Grundgebührentarif von 3,50 RM/kW und Monat bzw. 42 RM/kW und Jahr und 16 \mathcal{M} /kWh. Obwohl hiernach anzunehmen wäre, daß die Spitzen in Berlin bei der relativ niedrigen Arbeitsgebühr von 16 \mathcal{M} /kWh stärker als in Hamburg ausgeprägt sind, zeigt Abb. 1 eine fast vollkommene Übereinstimmung beider Belastungskurven.

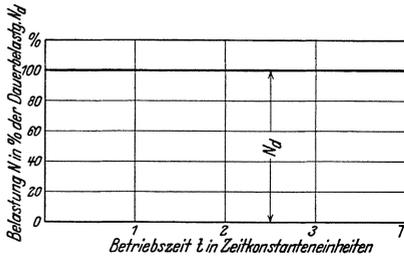
I. Die untere Zeitgrenze t_{\min} der Spitzenkrafterzeugung, bestimmt durch die Überlastungsfähigkeit der Betriebsmittel.

Der Begriff „Spitzenkraft“ hängt eng mit dem Begriff „Benutzungsdauer“ zusammen, so daß er ohne diesen nicht erklärt werden kann. Es wird vorgeschlagen, dann von elektrischer Spitzenkrafterzeugung zu sprechen, wenn die Arbeit zwischen zwei ganz bestimmten Zeitgrenzen gewonnen wird. Die untere dieser beiden Grenzen t_{\min} soll zuerst durch

die Betrachtung der drei folgenden Grundformen von Belastungskurven festgelegt werden:

- a) Dauerbetrieb,
- b) Stoßspitzenbetrieb,
- c) Dauerspitzenbetrieb.

a) Belastungskurve.



b) Erwärmungskurve.

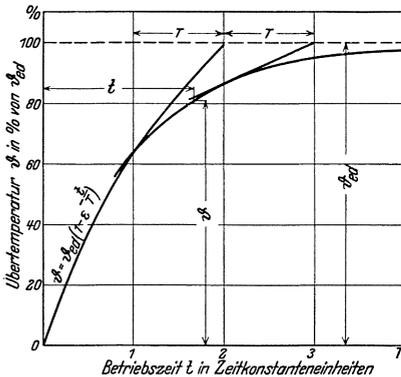


Abb. 2.

Dauerbetrieb, Belastungs- und Erwärmungskurve.

a) Dauerbetrieb.

Die Abb. 2a zeigt die erste Grundform für den „Dauerbetrieb“, eine gleichbleibende Dauerbelastung N_d während der ganzen Betriebszeit t und die Abb. 2b die dazu gehörige Erwärmungskurve mit den bekannten mathematischen Eigenschaften der Exponentialfunktion¹:

$$\vartheta = \vartheta_{ed} \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right). \quad (1)$$

In dieser Gleichung bedeuten:

ϑ = Übertemperatur zur Zeit t (in % oder °C),

ϑ_{ed} = Beharrungsübertemperatur bei Belastung N_d (in % oder °C),

¹ Siehe Starkstromtechnik 1921, S. 352.

- $\varepsilon =$ Basis der natürlichen Logarithmen = 2,7183,
- $t =$ Betriebszeit von der Inbetriebnahme an (in sec. oder Zeitkonstanteneinheiten),
- $T =$ Zeitkonstante (in sec. oder gleich 1).

Alle Betriebsmittel, wie Kessel, Maschinen, Transformatoren, Leitungen, Umformer usw., müssen der Belastung N_d und der zugehörigen Übertemperatur \mathcal{J}_{ed} entsprechend bemessen sein, wenn die Betriebszeit t den Wert $5T$ überschreitet, weil nach dieser Zeit praktisch der Beharungszustand eingetreten ist.

b) Stoßspitzenbetrieb.

Die einer Belastung N_d entsprechend bemessenen Betriebsmittel können unter bestimmten Bedingungen stoßartig, d. h. kurzzeitig, eine Überlastung N_{sps} (Abb. 3) auch nach Eintritt des Beharungszustandes vertragen, sofern am Ende der Stoßspitzenbetriebszeit t_{sps} die Überlastungstemperatur \mathcal{J}_i einen zulässigen Wert nicht überschreitet. Es kann also in diesem Falle das Anlagekapital für eine Vergrößerung der Anlage um die Leistung N_{sps} gespart werden.

Erkenntnis 1. Da — wie im folgenden Abschnitt noch gezeigt wird — das Spitzenkraftproblem erst dort beginnt, wo trotz geringer Arbeitserzeugung im Jahr noch Kapitalaufwendungen gemacht werden müssen, stellt die für die Erwärmung zulässige Überlastungszeit t_{sps} die untere Zeitgrenze t_{\min} der Spitzenkrafterzeugung dar.

Vorausgesetzt muß natürlich werden, daß die Anlagen auch mechanisch der Beanspruchung während der Überlastungszeit ohne besondere Kapitalaufwendungen gewachsen sind. Insbesondere müssen Antriebsgestänge von Kolbenmaschinen, Schaufeln von Turbinenrädern, Kupp-

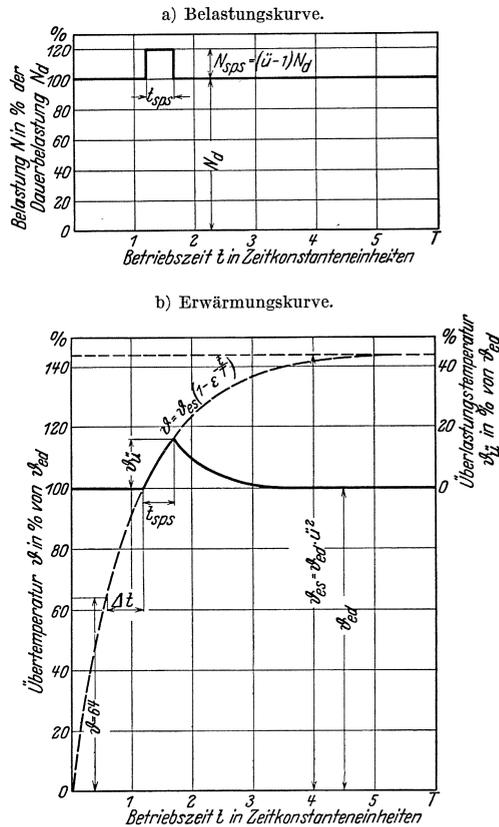


Abb. 3. Stoßspitzenbetrieb, Belastungs- und Erwärmungskurve.

gestänge von Kolbenmaschinen, Schaufeln von Turbinenrädern, Kupp-

4 Der Begriff der Spitzenkraft und die Hauptbedingung für ihre Erzeugung.

lungen und Wellen kräftig genug dimensioniert sein. Ebenso müssen Kollektormaschinen einwandfrei kommutieren und funkenfrei laufen.

Die Zeit t_{\min} soll nun quantitativ näher festgelegt werden.

Unter der Annahme, daß die Übertemperaturen im Beharrungszustande den Verlusten proportional sind, und daß die Verluste quadratisch mit der Belastung steigen — Annahmen, die bei den meisten elektrischen Betriebsmitteln zutreffen — gilt:

$$\frac{\mathcal{J}_{es}}{\mathcal{J}_{ed}} = \left(\frac{N_{sps} + N_d}{N_d} \right)^2 = \ddot{u}^2, \quad (2)$$

wobei

\mathcal{J}_{es} die Übertemperatur im Beharrungszustand bei der Belastung $N = N_{sps} + N_d$ und

\ddot{u} der Überlastungsfaktor $\frac{N_{sps} + N_d}{N_d}$

ist.

Die Überlastungstemperatur $\mathcal{J}_{\ddot{u}}$ folgt während der Überlastungszeit t_{sps} einer Erwärmungskurve, die der Gleichung:

$$\mathcal{J} = \mathcal{J}_{es} \cdot \left(1 - \varepsilon^{-\frac{t}{T}} \right) = \mathcal{J}_{ed} \cdot \ddot{u}^2 \cdot \left(1 - \varepsilon^{-\frac{t}{T}} \right) \quad (3)$$

entspricht (Abb. 3).

Auf Grund dieser Gleichung sind in Abb. 4 für Überlastungsfaktoren von 1,0 bis 1,5 die entsprechenden Erwärmungskurven dargestellt, aus denen für verschiedene Überlastungszeiten t_{sps} die zugehörigen Überlastungstemperaturen $\mathcal{J}_{\ddot{u}}$ entnommen werden können. Da für die Überlastungstemperaturen wohl selten höhere Temperaturen als 10% von \mathcal{J}_{ed} zugelassen werden dürfen, ist der Bereich $ABCD$ auf Abb. 4 nochmals in größerem Maßstab in der Abb. 5 abgebildet, wobei die Kurven so gelegt wurden, daß die Überlastungszeiten stets von $t = 0$ an zu rechnen sind.

Auf Zahlentafel 1 wurden mit Hilfe der in Abb. 5 dargestellten Kurven für zwei Fälle, nämlich für eine zulässige Überlastungstemperatur $\mathcal{J}_{\ddot{u}} = 10\%$ von \mathcal{J}_{ed} bzw. für $\mathcal{J}_{\ddot{u}} = 5\%$ von \mathcal{J}_{ed} und für Überlastungsfaktoren von $\ddot{u} = 1,05$ bis 1,50 für Maschinen, Transformatoren und Kabel, die Werte der unteren Zeitgrenze t_{\min} der Spitzenkraftherzeugung, in Minuten ausgedrückt, berechnet. Je niedriger der Überlastungsfaktor \ddot{u} , je größer die zulässige Überlastungstemperatur $\mathcal{J}_{\ddot{u}}$ und je größer die Zeitkonstante T ist, um so größer wird t_{\min} sein, d. h. um so breitere Spitzen können ohne Vergrößerung der für den Dauerbetrieb vorhandenen Betriebsmittel gefahren werden.

Ausdrücklich betont sei noch, daß die Werte t_{\min} der Zahlentafel 1 für eine Vorbelastung gleich der vollen Dauerbelastung N_d vor dem Eintreten der Stoßspitze gelten. Ist die Vorbelastung kleiner als N_d , so erhöhen sich die Werte für t_{\min} noch um $\mathcal{A}t$. $\mathcal{A}t$ kann aus der Erwärmungskurve in der Weise ermittelt werden, wie es als Beispiel auf der Abb. 3 für eine Vorbelastung von 80% von N_d und eine zugehörige Temperatur $\mathcal{J} = \left(\frac{80}{100} \right)^2 \cdot 100 = 64\%$ von \mathcal{J}_{ed} angegeben ist.

In Abb. 6 sind zwei Beispiele für die Spitzenkrafterzeugung durch Überlastung mit dem Ergebnis durchgerechnet, daß in dem einen Fall

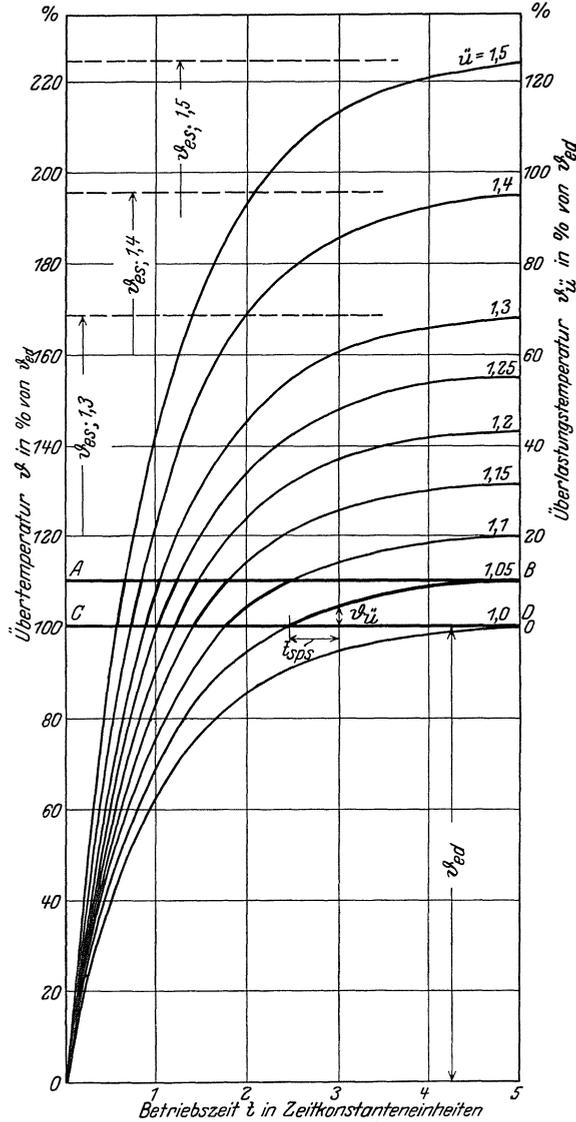


Abb. 4. Stoßspitzenbetrieb, Erwärmungskurven für Überlastungsfaktoren von 1,0 ÷ 1,5.

eine Stoßspitzenbelastung $N_{sps} = 11\%$ der Gesamthöchstbelastung N_h und im anderen Fall 15% durch die Dauerkraftquelle übernommen werden kann.

Die Berechnung selbst wurde so durchgeführt, daß für die erforderliche Ausbauleistung verschiedene Werte N_a angenommen, für jeden

Zahlentafel 1. Stoßspitzenbetrieb, untere Zeitgrenze t_{\min} der Spitzenkrafterzeugung.
 a) Für eine zulässige Überlastungstemperatur $\vartheta_{\bar{u}} = 10\%$ von ϑ_{ed} .

Überlastungsfaktor \bar{u}	$t_{\min} = t_{\text{Zulässig}}$ in Minuten bei einer Vorbelastung N_d für	Maschinen				Transformatoren				Kabel	
		Generatoren		Einanker-Umformer		12 500 kVA, 30/6 kV		250 kVA, 6000/380/220 V		30 kV,	6 kV,
		20 000 – 50 000 kVA	5000 kVA	6 kV, 2500 kW, 460 V	2500 kW, 460 V	30/6 kV	6000/380/220 V	70–150 mm ²	70–150 mm ²	70–150 mm ²	70–150 mm ²
	$t_{\min} = t_{\text{Zulässig}}$ bei einer Vorbelastung N_d	25 min*	30 min**	30 min**	75 min***	250 min†	120 min	90 min	60 min		
1,05	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
1,10	0,632	15,8	18,9	18,9	47,3	158,0	75,8	56,9	37,9	75,8	56,9
1,15	0,360	9,0	10,8	10,8	27,0	90,0	43,2	32,4	21,6	43,2	32,4
1,20	0,256	6,4	7,7	7,7	19,2	64,0	30,7	23,0	15,4	30,7	23,0
1,25	0,196	4,9	5,9	5,9	14,7	49,0	23,5	17,6	11,8	23,5	17,6
1,30	0,158	4,0	4,7	4,7	11,9	39,5	19,0	14,2	9,5	19,0	14,2
1,40	0,108	2,7	3,2	3,2	8,1	27,0	13,0	9,7	6,5	13,0	9,7
1,50	0,081	2,0	2,4	2,4	6,1	20,2	9,7	7,3	4,9	9,7	7,3

b) Für eine zulässige Überlastungstemperatur $\vartheta_{\bar{u}} = 5\%$ von ϑ_{ed} .

Überlastungsfaktor \bar{u}	$t_{\min} = t_{\text{Zulässig}}$ in Minuten bei einer Vorbelastung N_d für	Maschinen				Transformatoren				Kabel	
		Generatoren		Einanker-Umformer		12 500 kVA, 30/6 kV		250 kVA, 6000/380/220 V		30 kV,	6 kV,
		20 000 – 50 000 kVA	5000 kVA	6 kV, 2500 kW, 460 V	2500 kW, 460 V	30/6 kV	6000/380/220 V	70–150 mm ²	70–150 mm ²	70–150 mm ²	70–150 mm ²
	$t_{\min} = t_{\text{Zulässig}}$ bei einer Vorbelastung N_d	25 min*	30 min**	30 min**	75 min***	250 min†	120 min	90 min	60 min		
1,05	0,640	16,0	19,2	19,2	48,0	160,0	76,8	57,6	38,4	76,8	57,6
1,10	0,268	6,7	8,0	8,0	20,1	67,0	32,2	24,1	16,1	32,2	24,1
1,15	0,168	4,2	5,0	5,0	12,6	42,0	20,2	15,1	10,1	20,2	15,1
1,20	0,125	3,1	3,8	3,8	9,4	31,3	15,0	11,3	7,5	15,0	11,3
1,25	0,098	2,5	2,9	2,9	7,3	24,6	11,8	8,8	5,9	11,8	8,8
1,30	0,075	1,9	2,3	2,3	5,6	18,8	9,0	6,8	4,5	9,0	6,8
1,40	0,052	1,3	1,6	1,6	3,9	13,0	6,2	4,7	3,1	6,2	4,7
1,50	0,038	1,0	1,1	1,1	2,9	9,5	4,6	3,4	2,3	4,6	3,4

Bemerkungen:
 Sämtliche Werte für die Zeitkonstanten sind vorsichtige Mittelwerte für normale Verhältnisse.
 * Für Ständer und Läufer bei normaler Belüftung.
 ** Bei normaler Belüftung.
 *** Für Transformatoren mit Fremdbelüftung einschließlich Kühlanlage bei in Betrieb befindlicher Ölmiaufpumpe.
 † Für Transformatoren mit Selbstlüftung.

dieser Werte der Überlastungsfaktor $\ddot{u} = (N_d + N_{sp}) : N_d$ berechnet und die zu diesem Überlastungsfaktor gehörige zulässige Überlastungszeit der Abb. 5 entnommen wurden. Bei Werten von N_d , die größer als 89% bzw. 85% waren, ergaben sich größere zulässige Überlastungs-

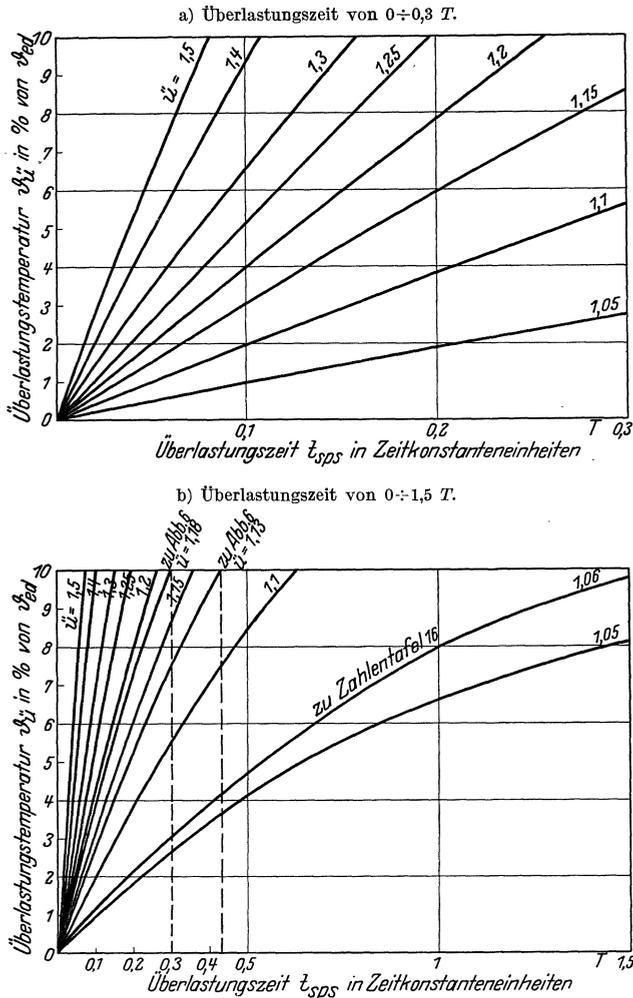


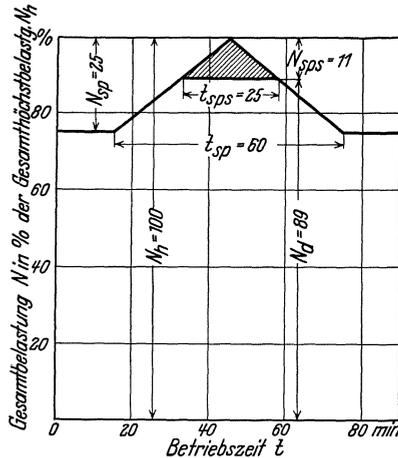
Abb. 5. Stoßspitzenbetrieb, Überlastungstemperatur in Abhängigkeit von der Überlastungszeit und vom Überlastungsfaktor.

zeiten t_{sps} , bei kleineren Werten von N_d kleinere Überlastungszeiten, als sie der Belastungskurve entsprachen, d. h. im ersten Falle wurde nicht genügend und im zweiten Falle unzulässig weit von der Überlastungsfähigkeit Gebrauch gemacht, während für die auf der Abb. 6 angegebenen Werte die zulässige Überlastungszeit gerade im Einklang mit der wirklich auftretenden Betriebszeit steht.

8 Der Begriff der Spitzenkraft und die Hauptbedingung für ihre Erzeugung.

Selbstverständlich muß bei der Ausnützung der Überlastungsfähigkeit der Betriebsmittel mit großer Vorsicht vorgegangen werden, weil die Abkühlungsverhältnisse starken Zufälligkeiten unterworfen sind, und die Belastungskurve sich in Form und Breite unter Umständen in auf-

a) Spitzenbelastung $N_{sp}=25\%$; Spitzenbetriebszeit $t_{sp}=60$ min.



Annahme:
Zeitkonstante: $T=60$ min.
Zulässige Überlastungstemperatur $\vartheta_{ü}=10\%$ von ϑ_{ed} .

Dann brauchen die Betriebsmittel nur bemessen zu werden für:

$$N_d = 0,89 N_h,$$

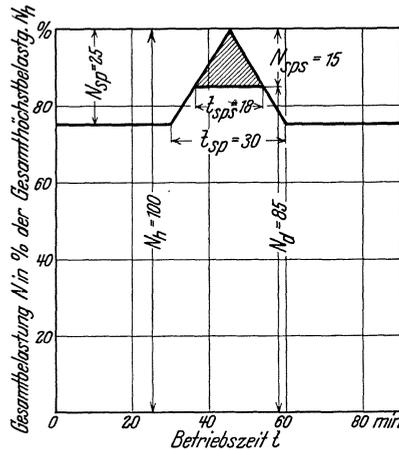
weil der Überlastungsfaktor:

$$\ddot{u} = \frac{N_d + N_{sps}}{N_d} = \frac{89 + 11}{89} = 1,13$$

und die zulässige Überlastungszeit nach Bild 5:

$$t_{sps} = 0,43 T = 0,43 \cdot 60 = 25 \text{ min. ist.}$$

b) Spitzenbelastung $N_{sp}=25\%$; Spitzenbetriebszeit $t_{sp}=30$ min.



Annahme:
Zeitkonstante: $T=60$ min.
Zulässige Überlastungstemperatur $\vartheta_{ü}=10\%$ von ϑ_{ed} .

Dann brauchen die Betriebsmittel nur bemessen zu werden für:

$$N_d = 0,85 N_h,$$

weil der Überlastungsfaktor:

$$\ddot{u} = \frac{N_d + N_{sps}}{N_d} = \frac{85 + 15}{85} = 1,18$$

und die zulässige Überlastungszeit nach Bild 5:

$$t_{sps} = 0,3 T = 0,3 \cdot 60 = 18 \text{ min. ist.}$$

Abb. 6. Stoßspitzenbetrieb, Beispiele für die Spitzenkrafteerzeugung durch Überlastung.

einanderfolgenden Betriebsperioden erheblich verändern kann. Wenn aber, wie hier geschehen, bei der Ermittlung der zulässigen Überlastungszeit t_{sps} statt der dreieckförmigen Belastungskurve die Verhältnisse der rechteckförmigen Belastung zugrunde gelegt werden, so liegt darin eine erhebliche Sicherheit.

c) Dauerspitzbetrieb.

Überschreitet die Spitzenbetriebszeit die auf Zahlentafel 1 festgelegten Werte für t_{\min} , so müssen zu den vorhandenen Betriebsmitteln für den Dauerbetrieb neue Betriebsmittel für die Dauerspitzbelastung N_{spd} aufgestellt werden (Abb. 7). Damit beginnt das eigentliche Spitzenkraftproblem.

Die Erwärmungskurven und die Tabelle auf Abb. 7 zeigen zwar, daß für verhältnismäßig kleine Spitzenbetriebszeiten, z. B. $t_{spd} = 1T$ bzw. $2T$, die Spitzenbetriebsmittel nicht die volle Endtemperatur, sondern nur 63,2% bzw. 86,5% von \mathcal{J}_{ed} erreichen, und sie somit niedriger, als es der Leistung N_{spd} entspricht, bemessen werden könnten. Immerhin wird es ratsam sein, wenn nicht ein ganz genauer Fahrplan vorliegt, die Betriebsmittel der vollen Dauerspitzbelastung N_{spd} entsprechend auszubauen. In den folgenden Untersuchungen wird deswegen stets bei Spitzenbelastungen, die breiter als t_{\min} sind, mit einer Ausbauleistung gleich der vollen Spitzenbelastung N_{spd} gerechnet.

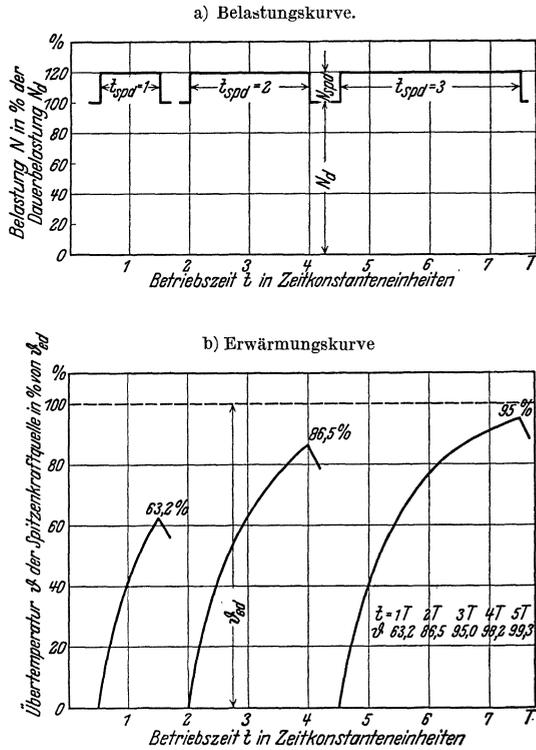


Abb. 7. Dauerspitzbetrieb, Belastungs- und Erwärmungskurve.

II. Die obere Zeitgrenze t_{\max} der Spitzenkrafterzeugung, bestimmt durch den Einfluß der leistungsabhängigen Kosten k_L auf die Gesamtkosten k einer kWh.

Die untere Zeitgrenze war durch die physikalische Eigenschaft der Überlastungsfähigkeit der Betriebsmittel gegeben. Im Gegensatz hierzu ist die obere Zeitgrenze durch rein wirtschaftliche Gesichtspunkte, wie sie in diesem Abschnitt dargelegt werden sollen, bestimmt.

a) Die Gestehungskosten k einer kWh als Maßstab für wirtschaftliche Elektrizitätsversorgung.

Ein Mittel zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer elektrischen Erzeugungs- oder Verteilungsanlage bilden die Stromerzeugungs- bzw. Fortleitungskosten k einer kWh. Ihre einzelnen Kostenanteile können nach zwei Hauptgruppen unterteilt werden, nach den leistungsabhängigen Kosten k_L und nach den arbeitsabhängigen Kosten k_A :

$$k = k_L + k_A \quad ^1. \tag{4}$$

Diejenige technische Lösung wird die wirtschaftlich beste sein, die die geringsten Kosten k ergibt. Welche Bedingungen zu stellen sind, um das Minimum an Kosten zu erreichen, soll die Untersuchung der Kostenanteile k_L und k_A in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer zeigen.

1. Die von der Leistung und der Benutzungsdauer abhängigen Kosten k_L .

Die absoluten leistungsabhängigen Kosten k_L (RM) sind gegeben durch die Leistung N (kW) und durch die spezifischen Anlagekosten a (RM/kW), multipliziert mit dem prozentualen Anteil p an denselben für Verzinsung, Abschreibung², Reparaturen, Personalkosten, Kleinmaterial usw.

$$K_L = N \cdot a \cdot p. \tag{5}$$

Da bei einer jährlichen Benutzungsdauer t_j (h) eine Arbeit von $N \cdot t_j$ kWh erzeugt wird, so betragen die leistungsabhängigen Kosten je kWh:

$$k_L = \frac{a \cdot p}{t_j} \text{ (RM/kWh),} \tag{6}$$

d. h. sie sind umgekehrt proportional der Benutzungsdauer, bei geringer Benutzungsdauer also besonders preisbestimmend.

Erkenntnis 2. Da es sich bei dem Problem der Spitzenkrafterzeugung stets um die Erzeugung von Arbeitsmengen bei verhältnismäßig geringer Benutzungsdauer der benötigten Leistung handelt, ist es die Hauptaufgabe der wirt-

¹ Die von anderen Autoren benutzte Einteilung nach „festen“ und „beweglichen“ Kosten gibt leicht zu Irrtümern Anlaß, weil bei den absoluten Kosten K die arbeitsabhängigen Kosten „beweglich“ und die leistungsabhängigen Kosten „fest“ sind, während es bei den Kostenanteilen der spezifischen Kosten k gerade umgekehrt ist (siehe Abb. 8a u. 9). Die Unterteilung nach arbeitsabhängigen und leistungsabhängigen Kosten wird in Anlehnung an die Begriffe „Arbeitsgebühr“ und „Leistungsgebühr“ vorgeschlagen, wie sie bei Tarifen üblich sind.

² Tilgungskosten werden nicht berücksichtigt, da sie bilanzmäßig eigentlich als Gewinn und nicht als Kosten anzusehen sind. Vgl. Weyrauch, Wirtschaftlichkeit technischer Entwürfe, Stuttgart 1916, S. 27: „Wird das Anlagekapital nicht nur abgeschrieben, sondern außerdem noch getilgt, so geschieht mehr als der geschlossene wirtschaftliche Kreislauf eines Betriebes verlangt, denn man wirtschaftet das Anlagekapital doppelt heraus. Die Anlage steht nach vollzogener Tilgung als nach allen Seiten unabhängiger Wirtschaftsbetrieb da, und das ursprüngliche Anlagekapital ist anderweitig verwendbar geworden. Ein solches Vorgehen stellt eine erweiterte wirtschaftliche Vorsicht dar, die durchaus nicht immer notwendig, möglich oder zulässig ist.“

schaftlichen Spitzenkrafterzeugung, besonders die Herstellungskosten a und damit die leistungsabhängigen Kosten k_L der Anlage zu senken.

Eine solche Senkung der Herstellungskosten wird für Spitzenkraftanlagen technisch verhältnismäßig leicht möglich sein, da hier auf hohe Lebensdauer und guten Wirkungsgrad kein besonderer Wert gelegt zu werden braucht.

2. Die von der Arbeit abhängigen und von der Benutzungsdauer unabhängigen Kosten k_A .

Die zweite Gruppe der Gesamtkosten, die absoluten arbeitsabhängigen Kosten betragen:

$$K_A = N \cdot t_j \cdot b, \quad (7)$$

wobei b die spezifischen Brennstoffkosten und alle den Brennstoffkosten proportionalen spezifischen Kosten (z. B. für Schmieröl, Wasser u. a.) in RM/kWh sind. Die Kosten je kWh betragen demnach:

$$k_A = \frac{N \cdot t_j \cdot b}{N \cdot t_j} = b. \quad (8)$$

Sie sind also unabhängig von der Benutzungsdauer. Dies gilt natürlich nur in erster Annäherung, da bei den meisten Maschinen die spezifischen Brennstoffkosten mit kleiner werdender Benutzungsdauer wachsen. Diese Zunahme ist jedoch gegenüber der außerordentlich starken Steigerung der leistungsabhängigen Kosten gering.

Zur Entscheidung der Frage, ob auch die arbeitsabhängigen Kosten von besonderer Bedeutung für das Spitzenkraftproblem sind, sollen sie in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer an Hand des folgenden Beispiels mit den leistungsabhängigen Kosten verglichen werden.

Für ein Steinkohlen-Dampfgrundkraftwerk mittlerer Ausbauleistung, bei dem etwa mit

$$a = 325 \text{ RM/kW installierter Maschinenleistung}$$

$$p = 0,18$$

$$b = 0,015 \text{ RM/kWh}$$

gerechnet werden kann, betragen die gesamten jährlichen Kosten für $N = 1 \text{ kW}$:

$$\frac{K}{N} = \frac{K_L}{N} + \frac{K_A}{N} = a \cdot p + t_j \cdot b = 325 \cdot 0,18 + 0,015 \cdot t_j \quad (9)$$

und die Kosten k je kWh:

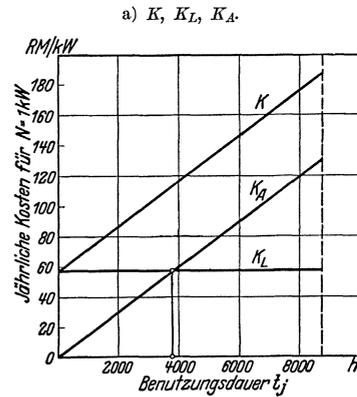
$$k = k_L + k_A = \frac{a \cdot p}{t_j} + b = \frac{325 \cdot 0,18}{t_j} + 0,015. \quad (4)$$

Aus den graphischen Darstellungen dieser Gleichungen (Abb. 8a und 9 c) erkennt man, daß im gewählten Beispiel unter einer Benutzungsdauer von 3800 h die leistungsabhängigen Kosten K_L bzw. k_L den Hauptteil an den Gesamtkosten ausmachen. Noch klarer geht diese Tatsache aus der Abb. 8b hervor, in der die beiden Kostenanteile in Prozenten der Gesamtkosten dargestellt sind. Hieraus kann entnommen werden:

Erkenntnis 3. Auf die Verringerung der arbeitsabhängigen Kosten k_A (z. B. durch Verbesserung des Kohlenverbrauches)

braucht bei der Spitzenkraftherzeugung wegen des bei niedriger Benutzungsdauer geringen Anteiles dieser Kosten an den Gesamtkosten kein besonderer Wert gelegt zu werden, wohl aber bei der Grundkraftherzeugung, wo es sich um Arbeitserzeugung bei hoher Benutzungsdauer handelt.

Erkenntnis 4. Die obere Zeitgrenze t_{\max} der Spitzenkraft-



b) $\frac{k_L}{k} \cdot 100$ und $\frac{k_A}{k} \cdot 100$.

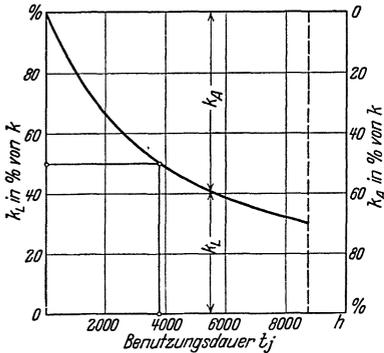


Abb. 8. Steinkohlengrundkraftwerk; $K, K_L, K_A, \frac{k_L}{k} \cdot 100$ und $\frac{k_A}{k} \cdot 100$ in Abhängigkeit von t_j .

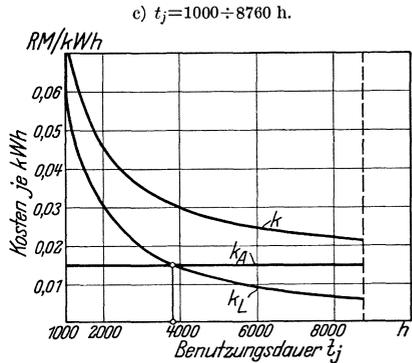
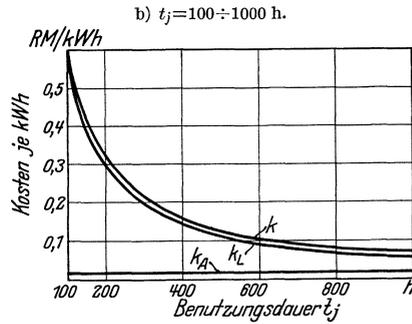
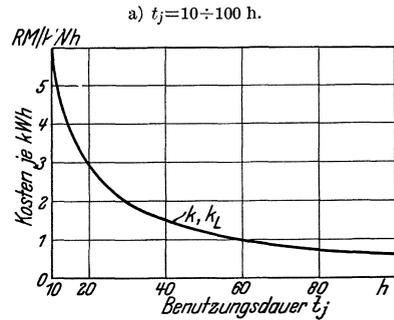


Abb. 9. Steinkohlengrundkraftwerk; k, k_L, k_A in Abhängigkeit von t_j .

erzeugung läßt sich ganz allgemein als diejenige Benutzungsdauer definieren, unterhalb der den leistungsabhängigen Kosten überragende Bedeutung bei der Preisbildung für eine kWh zukommt.

b) Zahlenmäßige Festlegung der verschiedenen Belastungsarten.

Die Tatsache, daß sich das Verhältnis der leistungsabhängigen zu den arbeitsabhängigen Kosten mit der Benutzungsdauer stark ändert, gibt die Möglichkeit, einige für die Diskussion des Spitzenkraftproblems sehr zweckmäßige Definitionen von Belastungsarten zu geben und zahlenmäßig genauer festzulegen. In Zahlentafel 2 sind diese Belastungsarten zusammengestellt.

1. Grund- oder Stammbelastung N_g , Dauerbelastung N_d , Mittelbelastung N_m und Spitzenbelastung N_{sp} .

Der unterste Leistungsanteil einer Belastungskurve mit der Gesamthöchstbelastung N_h wird Tag und Nacht, jahraus und jahrein, also mit einer jährlichen Benutzungsdauer von $t_j = 8760$ h benutzt. Dieser Leistungsanteil soll die Dauerbelastung N_d genannt werden. Die Kosten k der entsprechenden Arbeit sind zu 65% und mehr arbeitsabhängige Kosten k_a (siehe Abb. 8b).

Der nächste Leistungsanteil, die Mittelbelastung N_m , soll entsprechend den nachfolgenden Untersuchungen diejenige Belastung sein, die zwischen ≈ 1000 und 8760 h/Jahr benutzt wird. Dabei werden die arbeitsabhängigen Kosten zwischen den Grenzen 20 bis 50% einerseits und 65 bis 90% andererseits liegen, je nachdem, ob es sich um Anlagen mit verhältnismäßig hohen Anlagekosten oder mit verhältnismäßig hohen Brennstoffkosten handelt.

Die Summe aus Dauer- und Mittelbelastung ist die Grund- oder Stammbelastung N_g :

$$N_g = N_d + N_m. \tag{10}$$

Der oberste Leistungsanteil ist die Spitzenbelastung N_{sp} mit einer jährlichen Benutzungsdauer von weniger als 1000 h. Die arbeitsabhängigen Kosten sinken dabei unter den Wert von 20 bis 50%.

Zahlentafel 2. Belastungsarten.

Belastungsart	Formelzeichen	Berechnungsformel	Benutzungsdauer t_h	Kostenanteile in % der Gesamtkosten je kWh	
				Arbeitsabhängige Kosten k_A	Leistungsabhängige Kosten k_L
Dauerbelastung	N_d		$t_j = 8760$	$k_A > 90 + 65$	$k_L < 10 + 35$
Mittelbelastung	N_m		$8760 > t_j \gtrsim 1000$	$90 + 65 > k_A > 50 + 20$	$10 + 35 < k_L < 50 + 80$
Grund- oder Stammbelastung	N_g	$N_g = N_d + N_m$	$8760 \approx t_j \gtrsim 1000$		
Spitzenbelastung	N_{sp}	$N_{sp} = N_{spd} + N_{sps}$	$t_j \lesssim 1000$	$k_A < 20 + 50$	$k_L > 80 + 50$
Gesamthöchstbelastung	N_h	$N_h = N_d + N_m + N_{sp}$	$8760 \approx t_j \approx 0$		

Kilowatt jährlich benutzt wird. In Berlin waren von einer Gesamthöchstbelastung $N_h = 300\,000$ kW 150 000 kW Spitzenbelastung N_{sp} ($t_j < 1000$ h), 125 000 kW Mittelbelastung N_m (8760 h $> t_j > 1000$ h) und 25 000 kW Dauerbelastung N_d ($t_j = 8760$ h).

Die von der Leistungsdauerlinie umschlossene Fläche stellt die jährliche Arbeit dar. Die zur Belastung N_{sp} (Abb. 10b) gehörige Spitzenarbeit ist im Verhältnis zur Gesamtarbeit sehr klein, der Einfluß der leistungsabhängigen Kosten auf die Gestehungskosten einer kWh wird daher beträchtlich, ein Beweis dafür, wie akut das Spitzenkraftproblem in Berlin und in anderen Großstädten ist. Noch klarer geht diese Tatsache aus der aus der Leistungsdauerlinie (Abb. 10b) entwickelten Kurve der Jahresarbeitswerte hervor (Abb. 10c), die angibt, welche Arbeit zu einer bestimmten Grund- oder Spitzenbelastung jährlich gehört. Die Kurve der Jahresarbeitswerte ist die Integralkurve zur Leistungsdauerlinie und zeigt, daß in Berlin 1926 150 000 kW von 300 000 kW oder 50% der Betriebsmittel bereits $779 \cdot 10^6$ kWh (Fläche $BCDE$) oder 95% der gesamten Arbeit von $820,5 \cdot 10^6$ kWh (Fläche ADE) erzeugten, während der Anteil der übrigen 50% nur 5% der Jahresarbeit ausmachte, d. h. 50% des gesamten Anlagekapitals standen nur 5% der Stromeinnahmen gegenüber. Aus diesen Werten geht die Bedeutung des Spitzenkraftproblems klar hervor.

III. Zusammenfassung.

Das Spitzenkraftproblem ist dadurch gekennzeichnet, daß zur Erzeugung kleiner Arbeitsmengen große Leistungen zur Verfügung gestellt werden müssen. Die geringe Benutzungsdauer bewirkt ein starkes Ansteigen der leistungsabhängigen Kosten und damit der Gesamtkosten je kWh. Hauptaufgabe wirtschaftlicher Spitzenkraftherzeugung muß daher eine Verringerung der leistungsabhängigen Kosten sein. Für das Spitzenkraftproblem bestehen zwei Zeitgrenzen. Die untere ist durch die Überlastungsfähigkeit der Betriebsmittel gegeben, weil für Stoßspitzen ohne Erhöhung der Leistung die erforderliche Arbeit erzeugt werden kann. Die obere Zeitgrenze ist durch diejenige jährliche Benutzungsdauer bestimmt, oberhalb der die arbeitsabhängigen Kosten besonders stark preisbildend auf die Erzeugungskosten einer kWh einwirken.

B. Die Spitzenkraftherzeugung am Verbrauchsort (Ortsspitzenkraftherzeugung).

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt das Spitzenkraftproblem ganz allgemein umrissen worden ist, sollen nun in diesem Abschnitt die speziellen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen zu einer erfolgreichen Lösung der Aufgabe dargelegt werden, und zwar zuerst für den einfachsten Fall, für die Spitzenkraftherzeugung am Verbrauchsort (Ortsspitzenkraftherzeugung). Da die elektrische Energie hierbei nicht über längere Leitungsnetze transportiert zu werden braucht, handelt es sich

16 Die Spitzenkrafterzeugung am Verbrauchsort (Ortsspitzenkrafterzeugung).

nur um die Untersuchung der Erzeugungskosten im engeren Sinne, d. h. um die Kosten, die bei der Erzeugung in den Kraftwerken selbst entstehen. Der Einfluß der Fortleitungskosten soll erst im Abschnitt C behandelt werden. Bei der Erzeugung der Spitzenkraftenergie sind zwei grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten zu unterscheiden, einmal die Erzeugung durch Dauerkraftquellen und dann die durch Speicherkraftquellen.

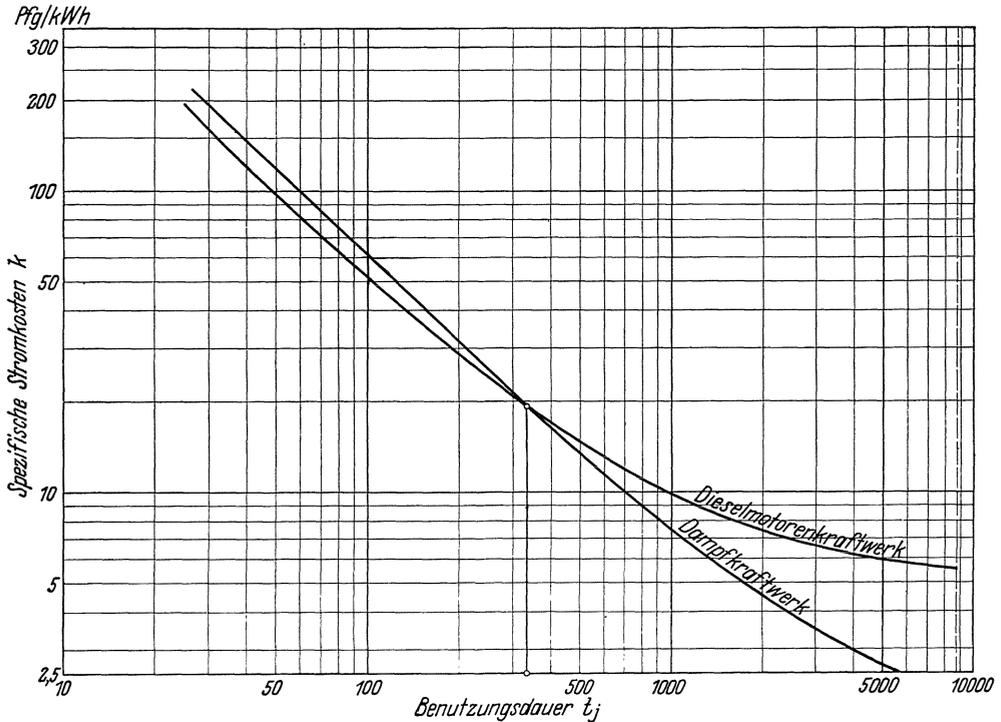


Abb. 11. Dieselmotoren- und Dampfkraftwerk, Preiskennlinien für die Kraftwerkssammelschiene.

I. Dauerkraftquellen.

Als hauptsächlichste Dauerkraftquellen kommen bei dem heutigen Stand der Technik Dampf-, Wasser-, Öl- und Gaskraftwerke in Frage.

a) Preiskennlinien zum Vergleich der Kraftquellen in bezug auf die Wirtschaftlichkeit bei verschiedener Benutzungsdauer.

Zur genaueren Beurteilung der Eignung dieser Kraftquellen für die Spitzenkrafterzeugung werden zweckmäßigerweise ihre Stromerzeugungskosten k je kWh, die sich aus den leistungsabhängigen Kosten k_L und den arbeitsabhängigen Kosten k_A zusammensetzen, in Abhängigkeit von der jährlichen Benutzungsdauer t_j auf Grund genauer Projekte ermittelt und graphisch in Form von Preiskennlinien, wie es die Abb. 11 als Bei-

spiel zeigt, dargestellt. Aus solchen Preiskennlinien kann man entnehmen, ob und von welcher Benutzungsdauer an eine Kraftquelle einer anderen wirtschaftlich überlegen ist.

b) Beispiele: Dampfkraftwerk, Dieselmotorenkraftwerk.

Zum besseren Verständnis des folgenden soll ein Zahlenbeispiel für den Vergleich eines Dampfkraftwerkes mit einem Dieselmotorenkraftwerk eingefügt werden. Die charakteristischen Werte werden entsprechend folgender Tabelle angenommen:

Formelzeichen	Einheit	Dampfkraftwerk, 35 at, Staubfeuerung, 4 × 25 000 kW	Dieselmotorenkraftwerk, 4 × 5000 kW
a	RM/kW	325,—	260,—
p	—	0,18	0,18
b	₰/kWh	1,5	5,0

Zur Vermeidung von Irrtümern sei betont, daß diese Zahlen keine allgemeine Gültigkeit besitzen, sondern nur gewählt wurden, um an Hand eines Beispiels die Untersuchung anschaulicher zu gestalten.

Die Berechnung der Stromkosten für verschiedene Benutzungsdauern ist auf den Zahlentafeln 3 und 4 durchgeführt, die zugehörigen Preiskennlinien sind auf der Abb. 11 dargestellt. Um genauer ablesen zu können, wurde die Abszisse und die Ordinate logarithmisch geteilt.

Zu der Berechnung ist noch folgendes Grundsätzliche zu bemerken.

Die Rechnung wird zweckmäßigerweise nicht für 1 kW, sondern für diejenige Ausbauleistung durchgeführt, die dem zur Ausführung gelangenden Ausbau am nächsten kommt, weil man dadurch ein Bild von der absoluten Größe der Kosten erhält, und weil die spezifischen Anlagekosten a und die spezifischen Brennstoffkosten b beträchtlich von der Ausbauleistung abhängen.

Die Reservemaschinen wurden in die Rechnung nicht mit einbezogen, weil die Größe der Reserven zu sehr von der Eigenart des Betriebes und den Forderungen in bezug auf Betriebssicherheit abhängt, und weil normalerweise den Aufwendungen für die Reserve keine Arbeitserzeugung gegenübersteht, eine Berechnung der Stromkosten je kWh also sinnlos wird. Selbstverständlich sind bei der Gesamtkostenaufstellung für ein Projekt die Kosten für die Reserven zu berücksichtigen, wie es im Beispiel des Abschnittes D durchgeführt ist.

Weiter wurde die Annahme gemacht, daß stets oder nahezu mit Vollast gefahren wird. Wenn zur Erzeugung der Gesamthöchstbelastung N_h nur eine einzige Maschine vorhanden ist, so ist diese Annahme unzulässig. Wären jedoch im Gegensatz dazu so viele Maschinen vorhanden als Kilowatt erzeugt werden müssen, würde also jede Maschine 1 kW Leistung haben, und würden gerade immer so viele Maschinen eingesetzt werden, als es die jeweilige Belastung erfordert, so würden alle Maschinen, auch wenn sie verschiedene Zeit im Jahre benutzt würden, praktisch stets mit Vollast fahren. Da eine Untersuchung des Spitzenkraftpro-

Zahlentafel 3. Dieselmotorenkraftwerk mit 4 doppelt wirkenden Zweitaktmotoren je 5000 kW, Stromkosten.

Jährliche Benutzungsdauer	t_j	h	25	50	100	200	500	1000	2000	4000	8760
Installierte Leistung ohne Reserve	N	kW	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Jährlich nutzbar erzeugte Arbeit	$A = N \cdot t_j$	10 ³ .kWh	500	1000	2000	4000	10 000	20 000	40 000	80 000	174 200
Leistungsabhängige Kosten	absolut	$K_L = N \cdot a \cdot p^*$	936	936	936	936	936	936	936	936	936
	spezifisch	$k_L = \frac{a \cdot p \cdot 100}{t_j}$	187,2	93,6	46,8	23,4	9,4	4,7	2,34	1,17	0,54
Arbeitsabhängige Kosten	absolut	$K_A = \frac{N \cdot t_j \cdot b^{**}}{100}$	25	50	100	200	500	1000	2000	4000	8760
	spezifisch	$k_A = b$	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Gesamte Stromkosten	absolut	$K = K_L + K_A$	961	986	1036	1136	1436	1936	2936	4936	9696
	spezifisch	$k = k_L + k_A$	192,2	98,6	51,8	28,4	14,4	9,7	7,34	6,17	5,54

* Anteil für Verzinsung: 0,07
 " Abschreibung (10 Jahre): 0,072
 " Reparaturen: 0,025
 " Bedienung: 0,013
 Insgesamt: $p = 0,180$
 Spez. Anlagekosten: $a = 260$. — RM/kW.

** Spezifische Brennstoffkosten $b = 5$ \mathcal{S}_j /kWh.

Zahlentafel 4. Steinkohlen-Dampfkraftwerk mit 4 Turbosätzen je 25000 kW, Stromkosten.

Jährliche Benutzungsdauer	t_j	h	25	50	100	200	500	1000	2000	4000	8760
Installierte Leistung ohne Reserve	N	kW	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000	100000
Jährlich nutzbar erzeugte Arbeit	$A = N \cdot t_j$	$10^3 \cdot \text{kWh}$	2500	5000	10000	20000	50000	100000	200000	400000	876000
Leistungsabhängige Kosten	absolut	$k_L = N \cdot a \cdot p^*$	10^3 RM	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850
	spezifisch	$k_L = \frac{a \cdot p \cdot 100}{t_j}$	RM/kWh	234,0	117,0	58,5	29,2	11,7	5,9	2,93	1,46
Arbeitsabhängige Kosten	absolut	$K_A = \frac{N \cdot t_j \cdot b^{**}}{100}$	10^3 RM	37,5	75	150	300	750	1500	3000	6000
	spezifisch	$k_A = b$	RM/kWh	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Gesamte Stromkosten	absolut	$K = K_L + K_A$	10^3 RM	5887,5	5925	6000	6150	6600	7350	8850	11850
	spezifisch	$k = k_L + k_A$	RM/kWh	235,5	118,5	60,0	30,7	13,2	7,4	4,43	2,96

12*

* Anteil für Verzinsung: 0,07
 " Abschreibung (10 Jahre): 0,072
 " Reparaturen: 0,025
 " Bedienung: 0,013
 Insgesamt: $p = 0,180$
 $a = 325$. — RM/kW (35 ct, Staubfeuerung).
 ** Spezifische Brennstoffkosten $b = 1,5 \text{ RM/kWh}$.

blems aber überhaupt nur Sinn hat, wenn zur Erzeugung der Belastung N_h eine größere Anzahl Betriebsmittel zur Verfügung steht, und eine Unterteilung nach Spitzenkraft- und Grundkraftquellen dann überhaupt erst möglich wird, so ist die oben gemachte Annahme zulässig, zumal die Fahrweise, nur eine der Belastung ungefähr entsprechende Zahl von Maschinen in Betrieb zu halten, der Gepflogenheit der meisten Werke entspricht. Muß von dieser Fahrweise aus besonderen Gründen abgewichen werden, so ist bei geringerer Benutzungsdauer selbstverständlich mit höheren spezifischen Brennstoffkosten b zu rechnen.

Die Berechnung des Kapitaldienstes Q wird in der Praxis meist nach folgenden beiden Verfahren vorgenommen:

I. Verfahren: einfache Abschreibung, Verzinsung vom Buchwert.

II. Verfahren: Abschreibung nach Art der Rentenrechnung, Verzinsung vom Anlagekapital.

Da nicht selten beide Verfahren trotz der klaren Arbeiten von Weyrauch und Gruenewaldt durcheinander geworfen werden, und da aber gerade dem Kapitaldienst beim Spitzenkraftproblem eine besondere Bedeutung zukommt, so sind die Berechnungsformeln und die Eigenschaften beider Verfahren in der Zahlentafel 5 gegenübergestellt.

In der vorliegenden Arbeit soll stets nach dem II. Verfahren gerechnet werden, weil nur dieses Verfahren gleichbleibenden jährlichen Kapitaldienst ergibt, die erzeugte Ware in allen Jahren also gleich preiswürdig ist, während beim I. Verfahren die im ersten Jahre erzeugten kWh wesentlich teurer sind als die im letzten Jahre vor beendeter Abschreibung.

Diese grundsätzlichen Bemerkungen über Ausbauleistung, Reserve, Vollastfahrt und Kapitaldienst sind an dieser Stelle in Anbetracht der Wichtigkeit etwas ausführlicher behandelt worden. Sie gelten sinngemäß für alle folgenden wirtschaftlichen Berechnungen, ohne daß ihrer nochmals Erwähnung getan wird.

c) Grenzbenutzungsdauer t_{gr} .

Auf der Abb. 12a sind die Preiskennlinien einer Grundkraft- und einer Spitzenkraftquelle in allgemeiner Form dargestellt. Die Größen, die sich auf die Grundkraftquelle beziehen, sind in den folgenden Gleichungen mit dem Index g und die zur Spitzenkraftquelle gehörigen mit dem Index sp bezeichnet. Die Abszisse des Schnittpunktes beider Linien gibt die Grenzbenutzungsdauer t_{gr} an. Unterhalb von t_{gr} ist die Spitzenkraftquelle, oberhalb die Grundkraftquelle zur Arbeitslieferung heranzuziehen. Da für die Grenzbenutzungsdauer die spezifischen Stromkosten beider Kraftquellen gleich sind, so muß sein:

$$\frac{a_g \cdot p_g}{t_{gr}} + b_g = \frac{a_{sp} \cdot p_{sp}}{t_{gr}} + b_{sp} \quad (20)$$

oder

$$\boxed{t_{gr} = \frac{a_g \cdot p_g - a_{sp} \cdot p_{sp}}{b_{sp} - b_g}} \quad (21)$$

Zahlentafel 5. Verfahren zur Berechnung des Kapitaldienstes Q .

	I. Verfahren: Einfache Abschreibung, Verzinsung vom Buchwert	Gleichung Nr.	II. Verfahren: Abschreibung nach Art der Rentenrechnung, Verzinsung vom Anlagekapital	Gleichung Nr.
Jährliche Abschreibung	$R = \frac{a \cdot N}{n} = \text{const}$	(12)	$R = \frac{f-1}{f^n-1} \cdot a \cdot N = \text{const}$	(13)
Abschreibungsfaktor	$r = \frac{1}{n}$	(14)	$r = \frac{f-1}{f^n-1} *$	(15)
Jährliche Verzinsung im m -ten Jahre (Verzinsung am Ende des Jahres vor der Abschreibung)	$Z = \left(1 - \frac{m-1}{n}\right) a \cdot N \cdot z = \text{var}$	(16)	$Z = a \cdot N \cdot z = \text{const}$	(17)
Jährlicher Kapitaldienst	$Q = R + Z = \text{var}$	(18)	$Q = R + Z = \text{const}$	(19)
Buchwert	Sinkt jährlich stets um den gleichen Betrag		Sinkt in den ersten Jahren langsam, in den letzten rasch	
Verwendung der Zinsen von den Abschreibungen	Zur Deckung des Fehlbetrages an Zinsen, der durch die Berechnung der Zinsen vom Buchwert anstatt vom Anlagekapital entsteht		Zur gleichmäßigen Verringerung der jährlichen Abschreibung	

Es bedeuten: z = Zinsfaktor.

f = Diskontfaktor = $1 + z$.

n = Zahl der Jahre, in denen verzinst und abgeschrieben wird.

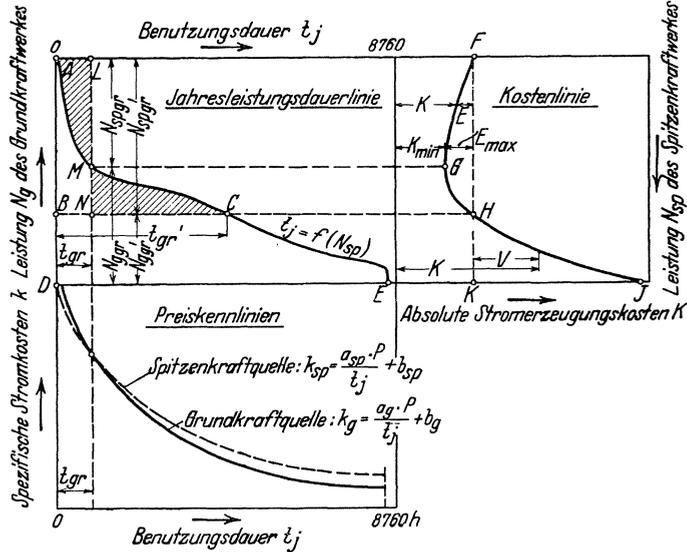
* Zahlenwerte von r siehe „Gruenewaldt, Elemente der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Wasserkraftanlagen“, Karlsruhe und Leipzig 1926 und „Weyrauch, Wirtschaftlichkeit technischer Entwürfe“, Stuttgart 1916.

22 Die Spitzenkraftherzeugung am Verbrauchsort (Ortsspitzenkraftherzeugung).

Beispiel: Grenzbenutzungsdauer für die Kraftquellen nach Zahlen-
tafel 3 und 4:

$$t_{gr} = \frac{(325 - 260) \cdot 0,18}{0,05 - 0,015} = 335 \text{ h (Abb. 11).}$$

a) Ausbauleistung und Kosten entsprechend t_{gr} .



b) Stromkosten der Arbeit in der Leistungszone $N_1 \div N_2$.

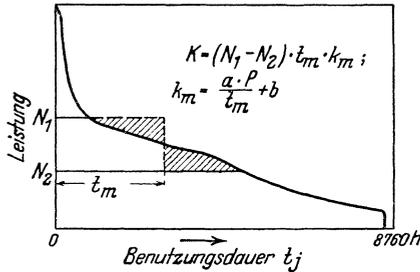


Abb. 12. Ausbauleistung und Kosten K auf Grund der Preiskennlinien und der Jahresleistungsdauerlinie.

d) Die Ausbauleistung auf Grund der Preiskennlinien und der Jahresleistungsdauerlinie, der horizontale Einsatz der Kraftquellen.

Ist so mit Hilfe der Preiskennlinien die Grenzbenutzungsdauer ermittelt, kann die Ausbauleistung auf Grund der Jahresleistungsdauerlinie $t_j = f(N_{sp})$ festgelegt werden. Dabei bestehen zwei Möglichkeiten (siehe Abb. 12a):

1. Die Spitzenkraftquelle wird nur soweit ausgebaut, daß das unterste Kilowatt gerade t_{gr} Stunden benutzt wird (Ausbauleistungen: $N_{sp\ gr}$ und $N_{g\ gr}$).

2. Die Spitzenkraftquelle erhält eine Leistung von $N_{sp\ gr'}$ kW, die im Mittel t_{gr} Stunden benutzt wird, d. h. die Rechteckfläche $ALNB$ (Abb. 12a) muß gleich der Fläche $AMCB$ oder die Fläche ALM gleich der Fläche NMC sein, so daß die Beziehung besteht:

$$N_{sp\ gr'} \cdot t_{gr} = \int_0^{N_{sp\ gr'}} t_j \cdot dN_{sp} = \text{const.} \quad (22)$$

Die Benutzungsdauer des untersten kW der Spitzenkraftquelle wird dann $t_{gr'}$ (Ausbauleistungen: $N_{sp\ gr'}$ und $N_{g\ gr'}$).

Um zu entscheiden, welche von diesen beiden Ausbauleistungen die größten wirtschaftlichen Vorteile bringt, werden die Gesamtkosten K für die durch die Fläche ABC dargestellte Arbeit berechnet. Dabei werden die Kosten für die Fläche $BCED$ nicht mit berücksichtigt, weil sie in beiden Fällen in gleicher Höhe vorhanden sind, und ferner soll, um das Grundsätzliche stärker hervorzuheben, die Annahme gemacht werden, daß die spezifischen Anlagekosten a (RM/kW) unabhängig von der Ausbauleistung sind. Diese Annahme kann gemacht werden, weil die Kosten a sich nur verhältnismäßig wenig ändern, wenn die Ausbauleistung der Kraftquellen etwas kleiner oder größer wird, als sie der Vorausschätzung für ein bestimmtes Projekt entspricht. Dann ist:

$$K = \int_0^{N_{sp}} \left(\frac{a_{sp} \cdot p_{sp}}{t_j} + b_{sp} \right) \cdot t_j \cdot dN_{sp} + \int_{N_{sp}}^{N_{sp\ gr'}} \left(\frac{a_g \cdot p_g}{t_j} + b_g \right) \cdot t_j \cdot dN_{sp}. \quad (23)$$

Durch Differentiation erhält man:

$$dK = (a_{sp} \cdot p_{sp} + b_{sp} \cdot t_j) \cdot dN_{sp} + d \int_0^{N_{sp\ gr'}} (a_g \cdot p_g + b_g \cdot t_j) \cdot dN_{sp} - d \int_0^{N_{sp}} (a_g \cdot p_g + b_g \cdot t_j) dN_{sp}.$$

Die Kosten K erreichen den niedrigsten Wert K_{\min} für:

$$\frac{dK}{dN_{sp}} = a_{sp} \cdot p_{sp} + b_{sp} \cdot t_j - a_g \cdot p_g - b_g \cdot t_j = 0$$

oder für:

$$t_j = \frac{a_g \cdot p_g - a_{sp} \cdot p_{sp}}{b_{sp} - b_g} = t_{gr}. \quad (21 \text{ s. o.})$$

Da zu $t_j = t_{gr}$ die Ausbauleistung $N_{sp} = N_{sp\ gr}$ gehört, so darf die Spitzenkraftquelle nur eine Ausbauleistung von $N_{sp\ gr}$ erhalten. Die Möglichkeit 1 bietet also die größten wirtschaftlichen Vorteile. Für die Jahresleistungsdauerlinie der BEWAG (Abb. 10b) würden demnach unter Benutzung der Preiskennlinien auf Abb. 11 bei einer Grenzbenutzungsdauer $t_{gr} = 335$ h Dieselmotoren bis zu einer Leistung von $N_{sp\ gr} = 110000$ kW wirtschaftlich sein. Diese würden stets dann und nur dann angefahren werden, wenn die Belastung 190000 kW übersteigt, d. h. also nur in den Wintermonaten zum Einsatz kommen (Abb. 10a). Die Fahrweise, daß eine Kraftquelle nur in einer ganz bestimmten, für das ganze Jahr gleichbleibenden Leistungszone in Betrieb genommen wird, soll mit dem Begriff „horizontaler Einsatz“ bezeichnet werden (siehe Abb. 18a).

Erkenntnis 5: Spitzenkraftquellen dürfen aus wirtschaftlichen Gründen nur horizontal, d. h. stets nur in gleicher Leistungszone eingesetzt werden. Diese Zone und somit die Ausbauleistung ist dadurch bestimmt, daß das unterste Kilowatt mit der aus den Preiskennlinien zu entnehmenden Grenzbenutzungsdauer im Jahr benutzt wird.

e) Die Berechnung der jährlichen Kosten K und der Ersparnis E bzw. der Verteuerung V gegenüber dem reinen Grundkraftwerksbetrieb: die Kostenlinie.

Um die Ersparnisse feststellen zu können, die bei Verwendung von Spitzenkraftquellen gegenüber dem reinen Grundkraftwerksbetrieb entstehen, sind für den gemischten Betrieb, sowie für den reinen Grundkraftwerksbetrieb die Gesamtstromkosten K zu ermitteln und einander gegenüber zu stellen.

Ganz allgemein lassen sich die Kosten zur Erzeugung der Arbeit in der Leistungszone $N_1 \div N_2$ (siehe Abb. 12 b) in folgender Weise berechnen,

wenn die spezifischen Kosten $k = \frac{a \cdot p}{t_j} + b$ betragen:

$$K = \int_{N_1}^{N_2} \left(\frac{a \cdot p}{t_j} + b \right) \cdot t_j \cdot dN = a \cdot p \cdot (N_1 - N_2) + b \int_{N_1}^{N_2} t_j \cdot dN. \quad (24)$$

Definiert man als mittlere Benutzungsdauer der Leistung $(N_1 - N_2)$ den Ausdruck:

$$t_m = \frac{\int_{N_1}^{N_2} t_j \cdot dN}{N_1 - N_2}, \quad (25)$$

so ist:

$$K = (a \cdot p + b \cdot t_m) \cdot (N_1 - N_2) = \left(\frac{a \cdot p}{t_m} + b \right) \cdot (N_1 - N_2) \cdot t_m$$

$$\boxed{K = k_m \cdot (N_1 - N_2) \cdot t_m}, \quad (26)$$

d. h. man erhält die gesuchten Kosten, indem man die Arbeit mit den zur mittleren Benutzungsdauer dieser Leistungszone gehörigen spezifischen Kosten k_m multipliziert. Dieses Verfahren ist streng genommen jedoch nur solange richtig, als p und b unabhängig von t_j sind. Gilt diese Voraussetzung nicht, so kann man trotzdem das Verfahren mit guter Annäherung benutzen, sofern man nur so viele und so kleine Leistungszone wählt, daß b und p praktisch in jeder dieser Leistungszone als konstant anzu sehen sind.

Berechnet man für verschiedene Ausbauleistungen N_{sp} der Spitzenkraftquelle und korrespondierende Ausbauleistungen $N_g = N_h - N_{sp}$ der Grundkraftquelle mit Hilfe der Gleichung 26 die jährlichen Kosten für jede Kombination, wie es im folgenden Beispiel durchgeführt ist, so erhält man die Kostenlinie $F G H J$ auf Abb. 12a. Der Punkt F gibt dann die Kosten für reinen Grundkraftwerksbetrieb an. Die gleichen

Kosten erhält man in Punkt H , weil gleichgültig, ob die Fläche $A B C$ durch das Spitzenkraftwerk oder das Grundkraftwerk erzeugt wird, stets die Kosten

$$K = N_{sp\ gr} \cdot t_{gr} \cdot \left(\frac{a \cdot p}{t_{gr}} + b \right) \quad (27)$$

entstehen, und $\frac{a \cdot p}{t_{gr}} + b$ für beide Kraftquellen den gleichen Wert hat. Die Abstände der Kostenlinie von der Strecke FH geben die Ersparnis E und die von der Strecke HK die Verteuerung V gegenüber reinem Grundkraftwerksbetrieb an. Bei G erreicht die Ersparnis, und bei J die Verteuerung ihr Maximum.

Beispiel: Kraftquellen nach Zahlentafel 3 und 4, Belastungsverhältnisse nach Abb. 10.

1. Leistungen und Arbeitsmengen.

$$\left. \begin{array}{l} N_h = 300\,000 \text{ kW} \\ A = 820,5 \cdot 10^6 \text{ kWh} \\ t_{gr} = 335 \text{ h} \end{array} \right\} \text{ aus Abb. 10c}$$

$$\left. \begin{array}{l} N_{sp, \text{ Diesel}} = 110\,000 \text{ kW} = 36,6\% \text{ entsprechend } t_{gr} = 335 \text{ h} \\ N_g, \text{ Dampf} = 190\,000 \text{ kW} = 63,4\% \end{array} \right\} \text{ aus Abb. 10b}$$

$$\left. \begin{array}{l} A_{sp} = 1,6\% = 13,1 \cdot 10^6 \text{ kWh} \\ A_g = 98,4\% = 807,4 \cdot 10^6 \text{ kWh} \end{array} \right\} \text{ aus Abb. 10c.}$$

2. Mittlere Benutzungsdauern und zugehörige spezifische Kosten.

$$t_{sp\ m} = \frac{A_{sp}}{N_{sp, \text{ Diesel}}} = \frac{13\,100\,000}{110\,000} = 119 \text{ h}$$

$$k_{m, \text{ Diesel}, 119} = 0,443 \text{ RM/kWh} \text{ aus Abb. 11}$$

$$t_{gm} = \frac{A_g}{N_g, \text{ Dampf}} = \frac{807\,400\,000}{190\,000} = 4250 \text{ h}$$

$$k_{m, \text{ Dampf}, 4250} = 0,0288 \text{ RM/kWh} \text{ aus Abb. 11}$$

$$t_m = \frac{A}{N_h} = \frac{820\,500\,000}{300\,000} = 2740 \text{ h}$$

$$\left. \begin{array}{l} k_{m, \text{ Dampf}, 2740} = 0,03636 \text{ RM/kWh} \\ k_{m, \text{ Diesel}, 2740} = 0,0671 \text{ RM/kWh} \end{array} \right\} \text{ aus Abb. 11.}$$

3. Berechnung der Punkte F , G , H und J der Kostenlinie und der maximalen Ersparnis (siehe Abb. 12a und 13).

Punkt F (reiner Dampfbetrieb):

$$K = A \cdot k_{m, \text{ Dampf}, 2740} = 820\,500\,000 \cdot 0,03636 = 29\,830\,000, - \text{ RM.}$$

Punkt G (gemischter Betrieb):

$$\begin{aligned} K_{\min} &= A_{sp} \cdot k_{m, \text{ Diesel}, 119} + A_g \cdot k_{m, \text{ Dampf}, 4250} \\ &= 13\,100\,000 \cdot 0,443 + 807\,400\,000 \cdot 0,0288 = 29\,030\,000, - \text{ RM.} \end{aligned}$$

Punkt H : Der Punkt H liegt, wie durch die folgende Rechnung gezeigt wird, bei einer Spitzenbelastung von:

$$N_{sp} = 54\% \text{ von } N_h = 0,54 \cdot 300\,000 = 162\,000 \text{ kW,}$$

weil zu dieser Belastung auf Grund der Abb. 10c eine Arbeit:

$$A_{sp} = 6,7\% \text{ von } A = 0,067 \cdot 820,5 \cdot 10^6 = 54,8 \cdot 10^6 \text{ kWh}$$

26 Die Spitzenkrafterzeugung am Verbrauchsort (Ortsspitzenkrafterzeugung).

gehören, und demnach die mittlere Benutzungsdauer der Belastung N_{sp} gerade gleich der erforderlichen Benutzungsdauer

$$t_{gr} = \frac{A_{sp}}{N_{sp}} = \frac{54\,800\,000}{162\,000} = 335 \text{ h}$$

sein würde. Kleinere Werte von N_{sp} würden zu niedrige, größere Werte zu hohe Benutzungsdauer ergeben.

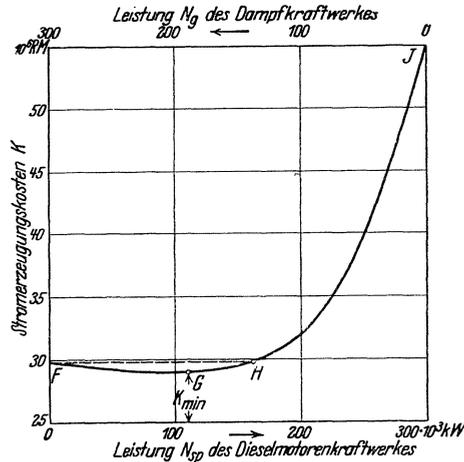


Abb. 13. Dieselmotoren- und Dampfkraftwerk, Kostenlinie.

Punkt J (reiner Dieselbetrieb):

$$K_{\max} = A \cdot k_m, \text{ Diesel, } 2740 = 820\,500\,000 \cdot 0,0671 = 55\,100\,000, - \text{ RM.}$$

Maximale Ersparnis:

$$E_{\max} = K - K_{\min} = 29\,830\,000 - 29\,030\,000 = 800\,000, - \text{ RM.}$$

Maximale Verteuerung:

$$V_{\max} = K_{\max} - K = 55\,100\,000 - 29\,830\,000 = 25\,270\,000, - \text{ RM.}$$

f) Betriebsforderungen.

Außer den bisher dargelegten reinen wirtschaftlichen Forderungen sind noch eine Reihe von Betriebsforderungen zu stellen, die die Spitzenkraftquellen erfüllen müssen. Wenn auch diese Bedingungen nur selten in Mark und Pfennig auszudrücken sind, so können sie doch unter Umständen bei der Wahl zwischen zwei solchen Kraftquellen von ausschlaggebender Bedeutung werden, zumal wenn die zum Vergleich stehenden Kraftquellen in bezug auf die Wirtschaftlichkeit gleichwertig sind.

Als solche Forderungen sind in erster Linie zu nennen:

- Gutes Zusammenarbeiten mit den Grundkraftquellen,
- Intermittierender Betrieb,
- Schnelle In- und Außerbetriebnahme,
- Geringe Wärmedehnungen des Materials bei Wärmekraftmaschinen,
- Ständige Bereitschaft für Dauer- und Momentanreserve,
- Einfachste Bedienung

und in zweiter Linie:

Überlastungsmöglichkeit,

Geringe Anfahr- und Leerlaufverluste usw.

Wird diese letzte Bedingung erfüllt, so kann unter Umständen an Stelle des horizontalen Einsatzes auch ein schräger Einsatz der Speicherkraftquellen wirtschaftlich sein, auf den bei der Besprechung der Speicherkraftquellen noch näher eingegangen werden soll (siehe Abb. 18b).

II. Speicherkraftquellen.

Die zweite Gruppe von elektrischen Krafterzeugern sind die Speicherkraftquellen. Sie können nicht für sich bestehen, sondern sind an das Vorhandensein einer zur Ladung erforderlichen Dauerkraftquelle gebunden. Diese Dauerkraftquelle liefert zur Zeit der schwachen Belastung Überschußenergie entweder in Form von Dampf oder von Elektrizität an den Speicher, in dem dann die Arbeitsmenge in Form von Dampfenergie (Ruths-Speicher) oder von elektrischer Energie (elektrischer Speicher) oder von potentieller Energie (Wasserspeicher) bis zur Verwendung während der Spitzenzeit gespeichert wird. Es liegt somit in der Natur der Speicherkraftquellen, daß sie ausschließlich zur Speicherkrafterzeugung Verwendung finden, und daß sie für das ganze Spitzenkraftproblem besonders wichtig sind.

a) Die spezifischen Stromerzeugungskosten k einer kWh und der Begriff der „Vollastentladedauer t_e “.

Um eine Speicherkraftquelle mit anderen Speicher- oder Dauerkraftquellen in ihrer Wirtschaftlichkeit bei der Speicherkrafterzeugung vergleichen zu können, sollen wieder ihre Preiskennlinien aufgestellt werden. Dabei wird sich ein grundsätzlicher Unterschied gegenüber den Dauerkraftquellen zeigen, der im folgenden entwickelt werden soll.

Ganz allgemein sind die Stromerzeugungskosten k einer kWh gleich der Summe aus den leistungsabhängigen Kosten k_L und den arbeitsabhängigen Kosten k_A :

$$k = k_L + k_A. \quad (4 \text{ s. o.})$$

Die leistungsabhängigen Kosten k_L (RM/kWh) setzen sich bei den Speichern aus zwei charakteristischen Teilen zusammen, nämlich aus den von der Vollastentladedauer t_e (h) abhängigen Kosten k_{La} (RM/kWh) und aus den von dieser Größe unabhängigen Kosten k_{Lu} (RM/kWh):

$$k = k_{Lu} + k_{La} + k_A. \quad (28)$$

Der neue Begriff „Vollastentladedauer“ gibt an, wie lange ein Speicher bei Vollast ohne Zwischenladung entladen werden kann. Während bei einer Dauerkraftquelle die Angabe der Leistung zur Kennzeichnung der Größe der Anlage ausreicht, so muß bei den Speichern noch die Vollastentladedauer angegeben werden, wenn die Leistungsfähigkeit eindeutig festgelegt sein soll.

Die Kosten k_{Lu} sind den spezifischen Anlagekosten a_u (RM/kW) und dem prozentualen Anteil p_u an denselben für Verzinsung, Abschreibung usw. für denjenigen Teil der Anlage proportional, der unabhängig von dem Speichervermögen nur der geforderten Leistung entsprechend aus-

gebaut werden muß. Zu diesem Teil der Anlage gehören vor allem die Lade- und Entlademaschinen, die Maschinenhäuser, die Schaltanlagen und die Leitungen.

$$k_{Lu} = \frac{a_u \cdot p_u}{t_j}. \quad (29)$$

Die Kosten k_{La} sind dagegen bestimmt durch die spezifischen Anlagekosten a_a (RM/kW) für den eigentlichen Speicher (z. B. Ruths-Behälter beim Ruths-Speicher, Unter- und Oberwasserbecken beim Wasserspeicher, Batterieelemente beim elektrischen Speicher) und dem entsprechenden Faktor p_a für Verzinsung, Abschreibung, Reparaturen und Bedienung:

$$k_{La} = \frac{a_a \cdot p_a}{t_j}, \quad (30)$$

wobei:

$$a_a = w \cdot t_e \quad (31)$$

ist, wenn w (RM/kWh) die spezifischen Anlagekosten je kWh Speichervermögen angibt. Die Kosten w sind im allgemeinen abhängig von der Vollastentladedauer t_e , und zwar nehmen sie mit zunehmender Vollastentladedauer ab. (Siehe Zahlentafeln 6 und 7, Anmerkung 3.)

Ist η der Gesamtwirkungsgrad der Speicheranlage und sind k_s (RM/kWh) die spezifischen Stromkosten des zur Ladung erforderlichen Stromes beim Eintritt in die Anlage, so betragen die arbeitsabhängigen Kosten:

$$k_A = \frac{k_s}{\eta}. \quad (32)$$

Besonders betont sei, daß die Ladestromkosten k_s entsprechend der Ladebenutzungsdauer zu wählen sind. Die Ladebenutzungsdauer ist stets größer als die Entladebenutzungsdauer t_j , weil die Ladung in einer Leistungszone hoher jährlicher Benutzungsdauer vorgenommen wird (siehe S. 33 und Abb. 26).

Die Gesamtkosten k für eine aus dem Speicher entnommene kWh werden somit:

$$k = \left(\frac{a_u \cdot p_u}{t_j} + \frac{a_a \cdot p_a}{t_j} \right) + \frac{k_s}{\eta}. \quad (33)$$

Für nicht zu breite Spitzen wird der zweite Ausdruck innerhalb der Klammer klein und die Kosten k niedrig.

Erkenntnis 6: Speicherkraftquellen sind für verhältnismäßig schmale Belastungsspitzen, d. h. für Spitzen mit kleiner Vollastentladedauer den Dauerkraftquellen wirtschaftlich im allgemeinen überlegen, weil bei den Speichern unter dieser Voraussetzung die leistungsabhängigen Kosten niedrig werden.

b) Die Preiskennlinienschar.

Berechnet man für verschiedene Werte von t_e und damit von a_a nach Gleichung (33) die Kosten k (siehe Zahlentafeln 6 und 7) und stellt diese Kosten in Abhängigkeit von t_j graphisch in Form von Preiskennlinien

Zahlentafel 6. Pumpspeicherwasserkraftwerk.
 4 Pumpturbogeneratoren je 25 000 kW, mittlere Gefällehöhe 45 m, Unterbecken vorhanden, Oberbecken neu, $\gamma = 0,6$, Stromkosten.

Leistung- abhängige spezifische Kosten k_L	Jährliche Benutzungsdauer		t_j	h	\mathcal{S}_j/kWh	10	25	50	100	200	500	1000	2000	3000
	Von der Vollastladedauer t_e unabhängige Kosten	Von der Vollastladedauer t_e abhängige Kosten				198,00	79,20	39,60	19,80	9,90	3,96	1,98	0,99	0,66
Arbeitsabhängige spez. Kosten k_A (Ladestromkosten $\times 1/n$)	0,5	$k_{La} = \frac{a_u \cdot p_u^2}{t_j}$	30,10	12,00	6,02	3,01	1,50	0,60	0,30	0,15	0,10	0,15	0,10	0,10
	1,0		41,30	16,50	8,26	4,13	2,06	0,83	0,41	0,21	0,14	0,21	0,14	0,14
	2,5		69,80	27,90	13,95	6,98	3,49	1,40	0,70	0,35	0,23	0,35	0,23	0,23
	4,0	$k_{La} = \frac{a_u \cdot p_u^4}{t_j}$	97,10	38,90	19,45	9,71	4,85	1,95	0,97	0,49	0,32	0,49	0,32	0,32
	6,0		131,50	52,60	26,30	13,15	6,57	2,63	1,32	0,66	0,44	1,32	0,66	0,44
8,0		165,50	66,20	33,10	16,55	8,28	3,31	1,66	0,83	0,55	3,31	1,66	0,83	0,55
Gesamte spezifische Stromkosten k	0,5	$k_A = \frac{k_s^5}{\eta}$	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
	1,0		232,23	95,33	49,75	26,94	15,53	8,69	6,41	5,27	4,89	6,41	5,27	4,89
	2,5		243,43	99,83	51,99	28,06	16,09	8,92	6,52	5,33	4,93	6,52	5,33	4,93
	4,0	$k = k_{La} + k_{La} + k_A$	271,93	111,23	57,68	30,91	17,52	9,49	6,81	5,47	5,02	6,81	5,47	5,02
	6,0		299,23	122,23	63,18	33,64	18,88	10,04	7,08	5,61	5,11	7,08	5,61	5,11
8,0		333,63	135,93	70,03	37,08	20,60	10,72	7,43	5,78	5,23	10,72	7,43	5,78	5,23
			367,63	149,53	76,83	40,48	22,31	11,40	7,77	5,95	11,40	7,77	5,95	5,34

²⁾ u. ⁴⁾

	²⁾	⁴⁾
Anteil für Verzinsung	0,07	0,07
„ Abschreibung	0,024 ($n=20$)	0,016 ($n=25$)
„ Reparaturen	0,025	0,001
„ Bedienung	0,013	0,003
Insgesamt:	0,132	0,090

³⁾

Vollastladedauer t_e	h	0,5	1,0	2,5	4,0	6,0	8,0
Anl. Kosten w je kWh	\mathcal{S}_j/kWh	6700	4600	3100	2700	2430	2300
$a_u = t_e \cdot w$	\mathcal{S}_j/kWh	3350	4600	7750	10800	14600	18400

¹⁾ Von t_e unabhängige spez. Anlagekosten $a_u = 15\ 000 \mathcal{S}_j/\text{kWh}$.
²⁾ Ladestromkosten $k_s = 2,48 \mathcal{S}_j/\text{kWh}$ (6000-h-Preis des Dampfkraftwerkes entspr. Preiskennlinie Abb. 11).

Zahlentafel 7. Elektrischer Speicher, 8000 kW, $440 \div 480$ V, $\eta = 0,75$, Stromkosten.

Jährliche Benutzungsdauer		t_j	h	10	25	50	100	200	500	1000	2000	3000
Leistungsabhängige spezifische Kosten k_L	Von der Vollastentladungsdauer t_e unabhängige Kosten	$k_{Lu} = \frac{1) a_u \cdot p_u^2}{t_j}$	$\cdot S_j / \text{kWh}$	27,00	10,80	5,40	2,70	1,35	0,54	0,27	0,135	0,09
	Von der Vollastentladungsdauer t_e abhängige Kosten	0,5		372,00	149,00	74,40	37,20	18,60	7,44	3,72	1,860	1,24
		1,0		510,00	204,00	102,00	51,00	25,50	10,20	5,10	2,550	1,70
		3,0	$k_{La} = \frac{3) a_a \cdot p_a^4}{t_j}$	978,00	391,00	195,50	97,80	48,90	19,55	9,78	4,890	3,26
		5,0		1360,00	544,00	272,00	136,00	68,00	27,20	13,60	6,80	4,53
Arbeitsabhängige spez. Kosten k_A (Ladestromkosten $\times \frac{1}{\eta}$)		$k_A = \frac{k_s^5}{\eta}$	$\cdot S_j / \text{kWh}$	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87
	Gesamte spezifische Stromkosten k	0,5		403,87	164,67	84,67	44,77	24,82	12,85	8,86	6,865	6,20
		1,0		541,87	219,67	112,27	58,57	31,72	15,61	10,24	7,555	6,66
		3,0	$k = k_{La} + k_{Lu} + k_A$	1009,87	406,67	205,77	105,37	55,12	24,96	14,92	9,895	8,22
		5,0		1391,87	559,67	282,27	143,57	74,22	32,61	18,74	11,805	9,49
7,5		1841,87	739,67	372,27	188,57	96,72	41,61	23,24	14,055	10,99		

2) u. 4)

	2)	4)
Anteil für Verzinsung	p_u	p_a
" Abschreibung	0,017	0,07
" Reparaturen	0,072	0,072 (n = 10)
" Bedienung	0,025	0,02
"	0,013	0,008
Insgesamt	0,180	0,170

3)

Vollastentladungsdauer t_e	h	0,5	1,0	3,0	5,0	7,5
Anl. Kosten w je kWh	$\cdot S_j / \text{kWh}$	43 800	30 000	19 200	16 000	14 200
$a_u = t_e \cdot w$	$\cdot S_j / \text{kWh}$	21 900	30 000	57 500	80 000	106 500

1) Von t_e unabhängige spez. Anlagekosten $a_u = 1500 \cdot S_j / \text{kWh}$.
 5) Ladestromkosten $k_s = 3,65$ (6000-h-Preis des Dampfkraftwerkes an der Gleichstromsammeleischiene entsprechend Preiskennlinie Abb. 25).

dar, so erhält man im Gegensatz zu den Dauerkraftquellen, wo nur eine einzige Preiskennlinie Aufschluß über die Wirtschaftlichkeit gibt, eine Schar von Preiskennlinien. Die Abb. 16 und 17 zeigen als Beispiele solche Preiskennlinienscharen für ein Pumpspeicherwasserkraftwerk und für einen elektrischen Speicher.

c) Die resultierende Preiskennlinie auf Grund der Tages- und Jahresleistungsdauerlinie.

Aus solcher Preiskennlinienschar kann nun für ein Elektrizitätswerk mit bekannten Verbrauchskurven eine resultierende Preiskennlinie

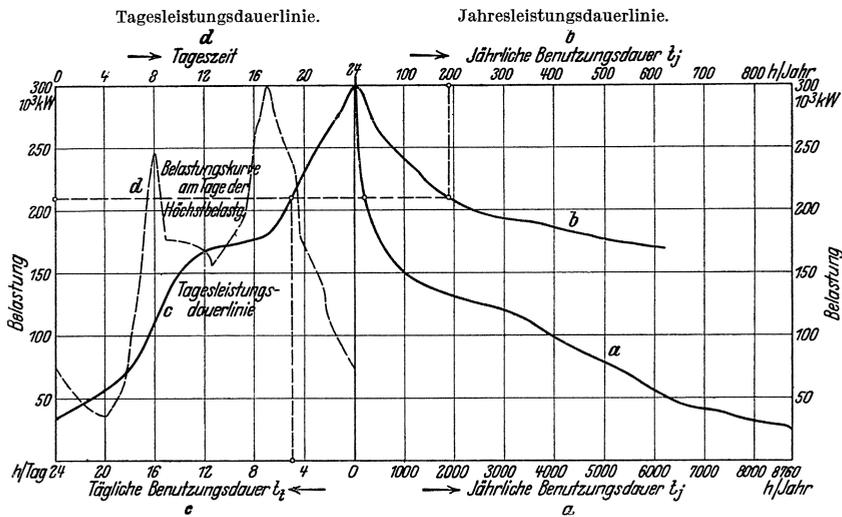


Abb. 14. Berliner Städtische Elektrizitätswerke Akt.-Ges., Tages- und Jahresleistungsdauerlinie 1926.

(----Linie in den Abb. 16 und 17) entwickelt werden, die zum Vergleich mit den Preiskennlinien anderer Kraftquellen nach dem im Abschnitt B I für die Dauerkraftquellen erläuterten Verfahren herangezogen werden kann. Insbesondere können mit Hilfe dieser Kurve die Grenzbenutzungsdauer t_{gr} , die Ausbauleistung, die jährlichen Stromkosten K und damit die Ersparnisse E' gegenüber einer anderen Kraftquelle berechnet werden. Die Ermittlung der resultierenden Preiskennlinie wird in folgender Weise durchgeführt (Abb. 14).

Zuerst wird die Leistungsdauerlinie einer Entladeperiode oder, sofern mit Zwischenladungen zwischen den einzelnen Spitzen nicht gerechnet werden soll, die Tagesleistungsdauerlinie c aus der Belastungskurve d am Tage der Höchstbelastung aufgestellt, indem von kW zu kW die tägliche Benutzungsdauer t_t berechnet und in Abhängigkeit von der Belastung aufgezeichnet wird. Dann werden die Jahres- und die Tagesleistungsdauerlinie a bzw. b und c in zwei Koordinatensystemen mit gemeinsamem Nullpunkt und gemeinsamer Leistungsordinate so eingetragen, wie es auf der Abb. 14 für die Belastungsverhältnisse der Berliner Städtische Elek-

trizitätswerke Akt.-Ges. geschehen ist. Dabei wird zweckmäßigerweise der obere Teil der Jahresleistungsdauerlinie in vergrößertem Maßstabe b dargestellt, um die Benutzungsdauer der Spitzenbelastungen genauer ablesen zu können. Aus der Abbildung kann nun bequem zu jedem kW die tägliche und die jährliche Benutzungsdauer entnommen werden.

Beispiel: Für das 210000. kW ist

$$\begin{aligned}t_t &= 5 \text{ h/Tag,} \\t_j &= 190 \text{ h/Jahr.}\end{aligned}$$

Da die tägliche Benutzungsdauer t_t zahlengleich der Vollastentladungsdauer t_e ist, so ist der Punkt für $t_j = 190$ h von der Preiskennlinie, die für die Vollastentladungsdauer 5 h gilt, ein Punkt der resultierenden Preiskennlinie (siehe Abb. 16 und 17). Ermittelt man in derselben Weise für verschiedene Benutzungsdauer t_j weitere Punkte der resultierenden Preiskennlinie, so stellt die Verbindungslinie dieser Punkte die gesuchte Linie dar. Ausdrücklich bemerkt sei, daß sich die resultierende Preiskennlinie einer Speicherkraftquelle ändert, sobald sich die Jahres- und Tagesleistungsdauerlinie ändern.

d) Beispiele: Pumpspeicherwasserkraftwerk, elektrischer Speicher.

Die vorangegangenen grundsätzlichen Ausführungen über die Speicherkraftquellen sollen nun durch zwei Zahlenbeispiele für ein Pumpspeicherwasserkraftwerk und für einen elektrischen Speicher (Akkumulatorenatterie) näher erläutert werden.

Das Wasserkraftwerk soll am Ufer eines der norddeutschen Wasserläufe liegen (Abb. 19). Das auf einer der benachbarten Höhen anzulegende Staubecken soll eine mittlere nutzbare Gefällehöhe von 45 m ergeben. Durch eine etwa 75 m lange Rohrbahn wird das Wasser den Turbinen in dem unmittelbar am Fluß befindlichen Kraftthause zugeführt. Es sollen vier Synchronmaschinen je 25000 kW liegender Anordnung zur Aufstellung kommen, die mit je einer Pumpe und einer Turbine gekuppelt sind. Während des Ladebetriebes in der Nacht arbeiten die elektrischen Maschinen als Antriebsmotoren der Pumpen, um das zur Ladung des Speichers erforderliche Wasser vom Fluß in das Speicherbecken hinaufzudrücken; in der Spitze werden sie, als Turbinen getrieben, zur Erzeugung der Spitzenkraft verwendet. Die Ladeleistung soll von dem in der Nähe befindlichen Dampfkraftwerk geliefert werden, so daß nur kurze elektrische Verbindungsleitungen zwischen den beiden Kraftwerken vorhanden sind. Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage soll 0,6 betragen.

Der elektrische Speicher soll direkt in ein großstädtisches Gleichstromnetz von 440 Volt hineinspeisen und in einem der vorhandenen Umformwerke untergebracht werden. Die Leistung wird der Spitzenbelastung eines solchen Umformwerkes entsprechend zu 8000 kW angenommen. Der Wirkungsgrad betrage 0,75.

Auf Grund von genaueren Projekten, wie sie in der letzten Zeit für solche Anlagen mehrfach aufgestellt wurden, soll für die spezifischen An-

lagekosten a_u und a_a mit den auf Abb. 15 in Abhängigkeit von der Vollastentladedauer t_e graphisch dargestellten Werten gerechnet werden. Bemerkenswert ist dabei, daß beim Wasserspeicherkraftwerk die von der Vollastentladedauer unabhängigen spezifischen Kosten a_u einen erheblichen Teil der Gesamtkosten ausmachen (150,— RM/kW), während beim elektrischen Speicher die Gesamtkosten fast ausschließlich durch die Kosten a_a für den Speicher bedingt sind¹.

Die Abb. 15 zeigt sehr deutlich die bereits zum Ausdruck gebrachte Tatsache, daß bei kleiner Vollastentladedauer die Speicher infolge geringen Anlagekapitals sehr geeignete Spitzenkraftherzeuger sind.

Die Faktoren p_u und p_a können beim Wasserspeicherkraftwerk infolge geringen Abschreibungssatzes niedrig angesetzt werden (Zahlentafel 6). Sie könnten im Hinblick auf die Lebensdauer noch kleiner gewählt werden, jedoch empfiehlt es sich, mit Rücksicht auf die Gefahr der Veralterung infolge schnellen technischen Fortschrittes dabei nicht zu weit zu gehen. Für p_u betrage deswegen die Abschreibungsdauer 20 und für p_a 25 Jahre, d. h. es wird mit $p_u = 0,132$ und $p_a = 0,09$ gerechnet. Die entsprechenden Faktoren für den elektrischen Speicher (Zahlentafel 7) werden zu $p_u = 0,18$ und $p_a = 0,17$ wegen der wesentlich kleineren Lebensdauer angenommen.

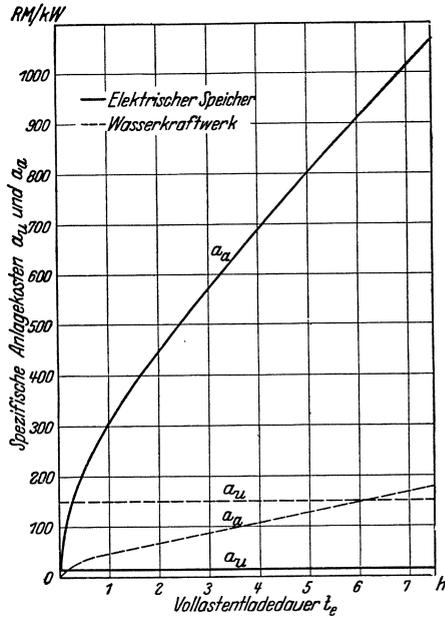


Abb. 15. Spezifische Anlagekosten a_u und a_a vom Pumpspeicherwasserkraftwerk und vom elektrischen Speicher.

Der Berechnung der Ladestromkosten wird der 6000-h-Preis des Dampfkraftwerkes zugrunde gelegt, weil die Ladung (Fläche AB) in einer Leistungszone durchgeführt wird, die zwischen 3600 h und 7900 h, im Mittel also mit rund 6000 h benutzt wird (siehe Abb. 26). Für das Wasserkraftwerk wird der spezifische Ladestrompreis $k_s = 2,48$ S_1/kWh der Preiskennlinie des Dampfkraftwerkes auf Abb. 11 entnommen, während für den elektrischen Speicher mit Rücksicht auf das im Abschnitt D durchgeführte ausführliche Beispiel der Wert von $k_s = 3,65$ S_1/kWh der Abb. 25 entsprechend (Stromkreis an der Gleichstromsammelschiene der Umformwerke) gewählt wird.

¹ Bei einer elektrischen Speicherung für ein Drehstromnetz würden die Kosten a_u infolge der erforderlichen Maschinen zur Ladung und Entladung des Speichers allerdings wesentlich größer werden.

34 Die Spitzenerzeugung am Verbrauchsort (Ortsspitzenenerzeugung).

Die Berechnung der Stromkosten k mit Hilfe dieser Werte ist für verschiedene Benutzungsdauern auf den Zahlentafeln 6 und 7 durchgeführt, die zugehörigen Preiskennlinien sind auf den Abb. 16 und 17 dargestellt. Ein Vergleich der für die Berliner Belastungsverhältnisse des Jahres 1926 geltenden resultierenden Preiskennlinien mit den Preiskennlinien des Dampfkraftwerkes und des Dieselmotorenkraftwerkes auf Abb. 11 zeigt, daß bei der Ortsspitzenenerzeugung der Wasserspeicher dem Dampfkraftwerk bis 700 h ($k = 10 \text{ ₰/kWh}$) und dem Dieselmoto-

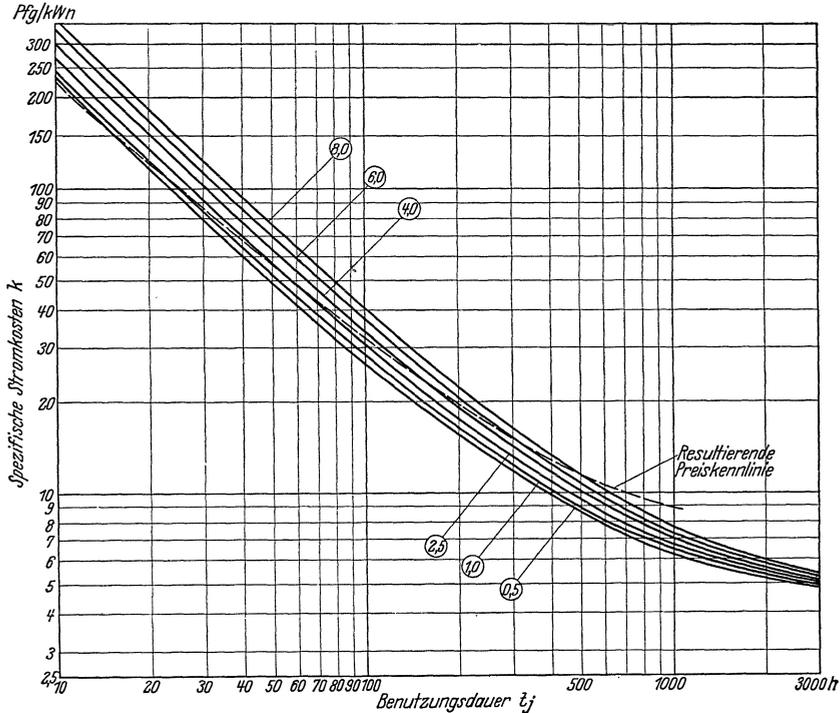


Abb. 16. Pumpspeicherwasserkraftwerk, Preiskennlinien für die Kraftwerksammelschiene.
Anmerkung. Die Zahlen im \circ geben die Vollastentladedauer t_e (h) an.

renwerk bis rund 1200 h ($k = 8,8 \text{ ₰/kWh}$) überlegen ist, eine Kombination aus Wasserspeicher- und Dampfkraftwerk also noch größere jährliche Ersparnisse bringen würde, als sie im Abschnitt B I für die Kombination „Dieselmotorenwerk und Dampfkraftwerk“ berechnet wurden. Der genaue Vergleich dieser Kraftquellen untereinander soll jedoch erst im Abschnitt D unter Berücksichtigung der Fortleitungskosten in einem ausführlichen Beispiel durchgeführt werden. Dabei werden dann auch die Vorteile der Verwendung des elektrischen Speichers schärfer hervortreten.

e) Vorteile für den Betrieb.

Die Speicher besitzen noch einige gute Eigenschaften, die für den Betrieb sehr vorteilhaft sind und die deswegen noch besonders betont

werden sollen, weil sie in einer Wirtschaftlichkeitsberechnung gar nicht oder nur sehr unvollkommen zum Ausdruck gebracht werden können. Sie erfüllen die meisten der bei der Behandlung der Dauerkraftquellen erwähnten Betriebsforderungen (S. 26), besonders aber sind sie geeignet, beim plötzlichen Ausfall von größeren Maschineneinheiten infolge von Störungen die fehlende Leistung momentan zu übernehmen und so die Stromversorgung so lange aufrecht zu erhalten, bis Reservemaschinen angefahren sind. Ferner wird der Betrieb während außergewöhnlich auf-

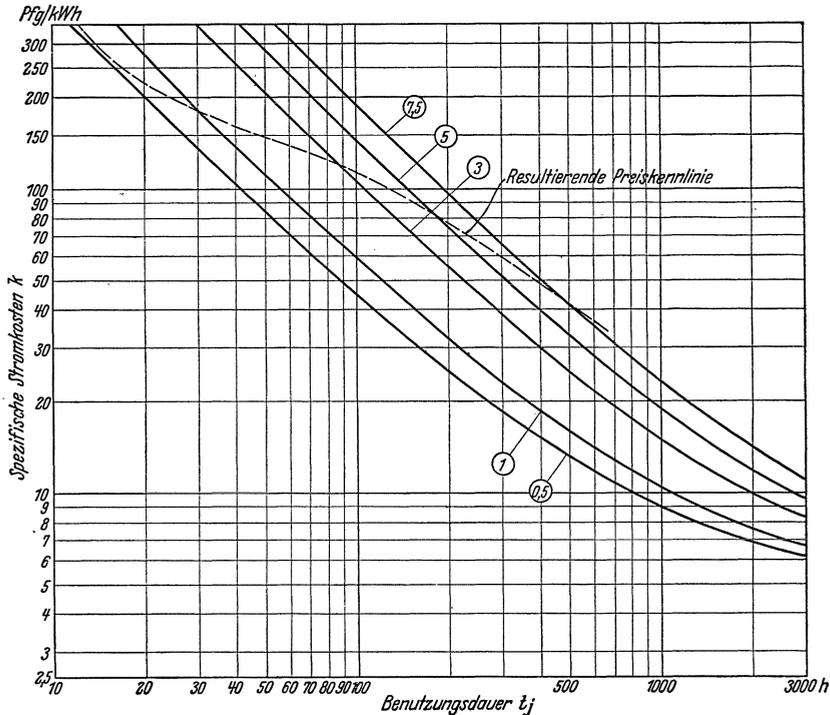


Abb. 17. Elektrischer Speicher, Preiskennlinien für die Speichersammelschiene.
Anmerkung. Die Zahlen im \circ geben die Vollastladedauer t_e (h) an.

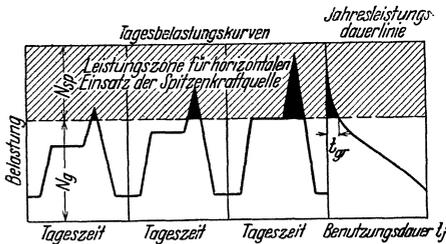
tretender Belastungsspitzen, z. B. als Folge der Verdunkelung durch Gewitterwolken, durch Speicher wesentlich erleichtert. Außerdem tragen die Speicher in hervorragender Weise dazu bei, die Belastung der Grundkraftquellen durch die Ladebelastung in der Betriebspause zu vergleichmäßigen (siehe Abb. 26) und so deren Betrieb zu verbilligen.

f) Schräger Einsatz bei großen Anheiz- und Leerlaufverlusten der Grundkraftquelle.

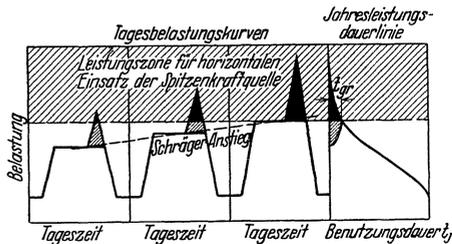
Genau so wie für die Dauerkraftquellen gilt auch für die Speicherkraftquellen im allgemeinen die Forderung des horizontalen Einsatzes (siehe Abb. 18a). Für den Fall jedoch und nur für diesen Fall, wo die Grundkraftquellen erhebliche Anfahr- und Leerlaufverluste aufweisen,

kann unter Umständen ein „schräger Einsatz“ der Spitzenkraftquellen wirtschaftliche Vorteile bieten, d. h. ein Einsatz z. B. in den Sommermonaten auch in solchen Belastungszonen, die eine größere jährliche Benutzungsdauer als die Grenzbenutzungsdauer t_{gr} aufweisen (Abb. 18b). Die Entscheidung darüber, welcher Einsatzart der Vorzug zu geben ist, hängt allein von den arbeitsabhängigen Kosten ab. Die leistungsabhängigen Kosten scheidet bei der Beurteilung dieser Frage aus, weil sie nur durch die erforderliche Ausbauleistung zur Zeit der Höchstbelastung bedingt sind und unabhängig davon weiter laufen, ob die eine oder andere Kraftquelle mehr oder weniger stark benutzt wird. Der schräge

a) Horizontaler Einsatz.



b) Schräger Einsatz.



▨ Zusatzspitzenkraftherzeugung infolge schrägen Einsatzes der Spitzenkraftquelle.

Abb. 18. „Horizontaler“ und „schräger“ Einsatz einer Spitzenkraftquelle. Schematische Darstellung.

Einsatz ist dann wirtschaftlich, wenn die Summe aus den arbeitsabhängigen Kosten und den Kosten für Anfahr- und Leerlaufverluste der Grundkraftquelle, die sonst zur Erzeugung der schraffierten Arbeitsflächen in Abb. 18b während der Spitzenzeit im Sommer herangezogen werden müßte, größer ist, als die arbeitsabhängigen Kosten der Spitzenkraftquelle. Hat die Grundkraftquelle nur geringe Anfahr- und Leerlaufverluste, so ist der schräge Einsatz unter allen Umständen zu verwerfen, weil die arbeitsabhängigen Kosten bei dem Speicher infolge der Speicherverluste und bei der Dauerspitzenkraftquelle infolge schlechten Wirkungsgrades größer werden als bei der Grundkraftquelle.

Erkenntnis 7: Obwohl die Spitzenkraftquellen mit großen arbeitsabhängigen Kosten je kWh arbeiten, ist der schräge Einsatz für sie dann und nur dann empfehlenswert, wenn dadurch große Anheiz- und Leerlaufverluste der Grundkraftquellen erspart werden können.

C. Die Spitzenkraftherzeugung fern vom Verbrauchsort unter Berücksichtigung der Fortleitungskosten. (Fernspitzenkraftherzeugung.)

Nur selten wird die elektrische Energie gleich am Erzeugungsort verbraucht werden, in der Mehrzahl der Fälle wird sie erst über Fernleitun-

gen fortgeleitet, in Umspannwerken umgespannt oder in Umformwerken umgeformt werden müssen, bis sie zum Abnehmer gelangt. Alle diese Netzteile verursachen Kapital- und Betriebskosten, die verteuern auf die erzeugte kWh einwirken. Besonders die leistungsabhängigen Kosten können für die Netze ganz beträchtliche Werte erreichen, und da diese Kosten aber gerade, wie in den früheren Abschnitten ausführlich dargelegt wurde, von ausschlaggebender Bedeutung bei der Behandlung des Spitzenkraftproblems sind, so ist eine Einbeziehung der Fortleitungskosten im weiteren Sinne (d.h. einschließlich der Umspann- und Umformkosten) in die Untersuchung unbedingt geboten.

Die Fortleitungskosten werden je nach der Ausbildung, der Größe und der Beanspruchung des Netzes sich stark verändern, so daß auch nur einigermaßen allgemeingültige Zahlen nicht angegeben werden können. Deswegen sollen hier nur die Übertragungsverhältnisse einer Großstadt untersucht werden. Trotzdem wird man aber auf Grund dieser Untersuchungen zu einigen allgemein gültigen Erkenntnissen für die wirtschaftliche Spitzenkrafterzeugung kommen, so daß es

für anders geartete Netze leicht möglich sein wird, auf Grund dieser Erkenntnisse und auf Grund des gezeigten Rechnungsganges die erforderlichen Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchzuführen.

Das Prinzipschaltbild der Stromversorgung einer Großstadt gibt die Abb. 19 an. Die Energie wird in günstig gelegenen Kraftwerken (Kühlwasser, gute Brennstoffanfuhr usw.) erzeugt, dort auf die Spannung des Hochvoltnetzes herauf gespannt, über das Hochvoltnetz (30-kV-Kabelnetz) den Hauptspeisepunkten (30/6-kV-Umspannwerke) zugeführt, wo gleichzeitig die Umspannung auf die Spannung des Mittelvoltnetzes vorgenommen wird. Von einem solchen Umspannwerk werden die in seinem

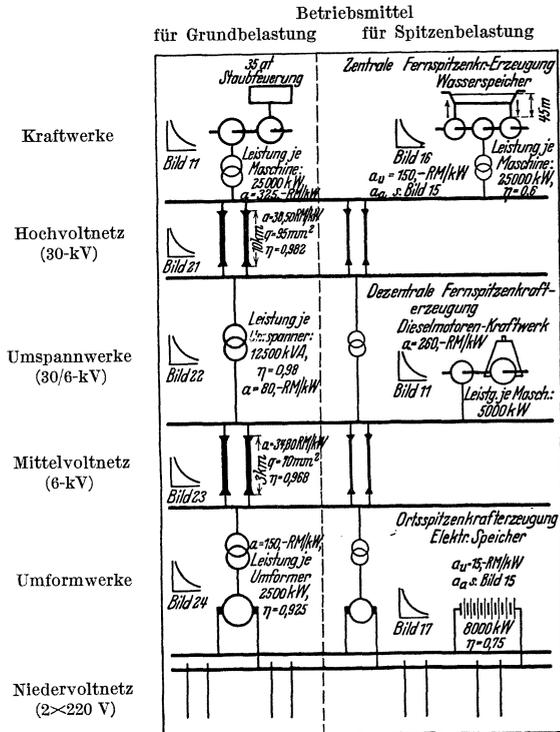


Abb. 19. Preiskennlinienübersicht der Erzeugungs- und Fortleitungskosten an Hand des Prinzipschaltbildes der Stromversorgung einer Großstadt.

Versorgungsgebiet liegenden Umformwerke über das Mittelvoltnetz (6-kV-Kabelnetz) gespeist. In den Umformwerken wird die Umformung in niedrig gespannten Gleichstrom vorgenommen, der dann direkt über das Niederspannungsnetz (2×220 Volt) den Abnehmern zugeführt wird.

a) Die spezifischen Fortleitungskosten k einer kWh.

Bevor jedoch für dieses großstädtische Netz die zahlenmäßige Wirtschaftlichkeitsuntersuchung durchgeführt wird, sollen erst die ganz allgemeinen, für jedes Netz gültigen Formeln abgeleitet werden.

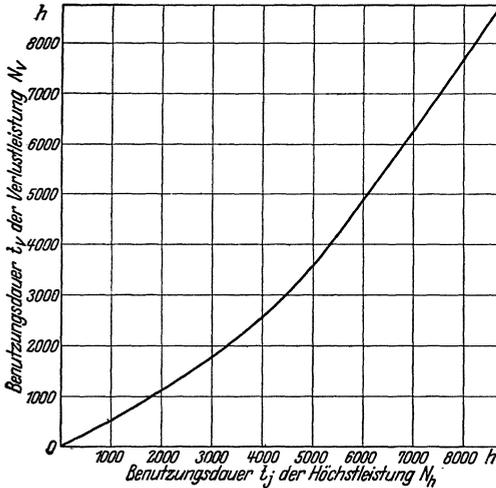


Abb. 20. t_v in Funktion von t_j (nach Eimer und Smolinski).

Die Fortleitungskosten k (RM/kWh), d. h. die Kosten, um die eine kWh beim Durchgang durch das Leitungsnetz verteuert wird, setzen sich ebenso wie die Erzeugungskosten aus einem leistungsabhängigen und einem arbeitsabhängigen Teil zusammen:

$$k = k_L + k_A. \quad (4 \text{ s. o.})$$

Dabei sind wie früher:

$$k_L = \frac{\alpha \cdot p}{t_j}, \quad (6 \text{ s. o.})$$

wenn α (RM/kW) wieder die spezifischen Anlagekosten angibt.

Als arbeitsabhängiger Anteil der Fortleitungskosten sind hauptsächlich die Kosten für die Energieverluste anzusehen. Diese betragen:

$$(k_A)_{\text{Vollast}} = (k_s)_{t_j} \cdot v = (k_s)_{t_j} \cdot \left(\frac{1}{\eta} - 1\right). \quad (34)$$

In dieser Gleichung bedeuten:

$(k_s)_{t_j}$ = Die spezifischen Stromkosten beim Eintritt in den Netzteil für die Benutzungsdauer t_j am Ende der Leitung (RM/kWh),

η = Wirkungsgrad der Leitung,

v = Verlustfaktor = spezifischer Verlust bei der Fortleitung von 1 kW¹.

Die Gleichung (34) gilt streng nur für dauernden Vollastbetrieb, weil nur dann die Benutzungsdauer t_v der Verlustleistung N_v gleich der Benutzungsdauer t_j der Leistung N am Ende der Leitung ist, und damit die Berechnung der Kosten k_A mit den Kosten $(k_s)_{t_j}$ zulässig ist. Bei Vollast ist nämlich:

$$(t_v)_{\text{Vollast}} = \frac{\text{Verlustrarbeit}}{\text{Verlustleistung}} = \frac{\frac{A}{\eta} - A}{\frac{N}{\eta} - N} = \frac{A}{N} = t_j. \quad (36)$$

¹ Ist N_v die Verlustleistung der Leitung, so ist:

$$v = \frac{N_v}{N} = \frac{N + N_v}{N} - 1 = \frac{1}{\eta} - 1. \quad (35)$$

Herrscht nicht dauernd Vollast, so kann entsprechend den Untersuchungen von Smolinski und H. Eimer (siehe ETZ 1928, S. 82) die Benutzungsdauer t_v in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer t_j der Leistung N aus Abb. 20 entnommen werden. Da in diesem Fall aber auch die Verlustarbeit im Verhältnis $t_v:t_j$ gegenüber reinem Vollastbetrieb geringer ist, so betragen die arbeitsabhängigen Kosten:

$$(k_A)_{\text{Teillast}} = (k_s)_{t_v} \cdot v \cdot \frac{t_v}{t_j} = (k_s)_{t_v} \cdot \left(\frac{1}{\eta} - 1\right) \cdot \frac{t_v}{t_j}, \quad (37)$$

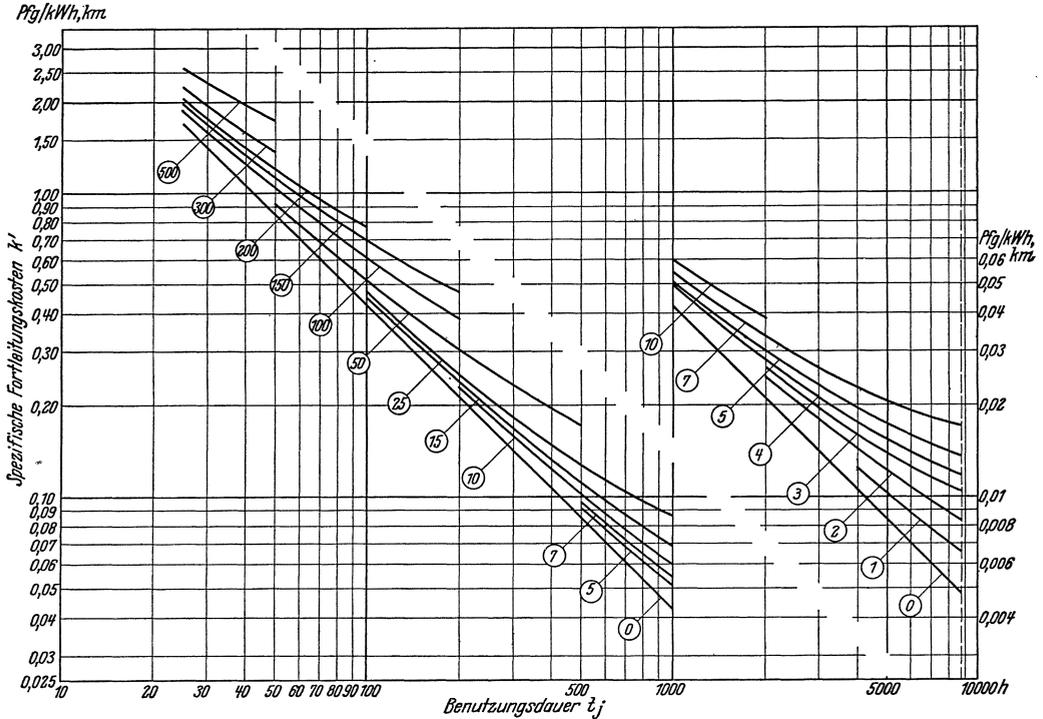


Abb. 21. Hochvoltnetz (30-kV, 95 mm²-Kabel), Preiskennlinien für 1 km Leitungslänge.
Anmerkung. Die Zahlen im \circ geben die Stromkosten k_s an der 30-kV-Sammelschiene im Kraftwerk an.

wobei $(k_s)_{t_v}$ die spezifischen Stromkosten beim Eintritt in den Netzteil für die Benutzungsdauer t_v der Verlustleistung N_v angibt.

Da aber für geringe und mittlere Benutzungsdauern

$$\frac{(k_s)_{t_j}}{(k_s)_{t_v}} \approx \frac{t_v}{t_j} \quad (38)$$

sein wird, so gilt:

$$(k_A)_{\text{Teillast}} \approx k_A = (k_A)_{\text{Vollast}} = (k_s)_{t_j} \cdot v = (k_s)_{t_j} \cdot \left(\frac{1}{\eta} - 1\right). \quad (39)$$

Der Fehler, der durch Benutzung dieser Formel (39) bei Teillastbetrieb gemacht wird, wird bei der Berechnung der Gesamtkosten k nach Gleichung (4) um so weniger für die Spitzenkraftuntersuchungen in Er-

scheinung treten, als ja bei der geringen Benutzungsdauer die Kosten k_L die Kosten k_A stark überwiegen. Im folgenden soll stets nach Formel (39) gerechnet werden, zumal aus den im Abschnitt B I b (S. 17) dargelegten Gründen Vollastbetrieb vorausgesetzt werden kann.

Durch Einsetzen der Werte der Gleichungen (6) und (39) in die Gleichung (4) erhält man:

$$k = \left[\frac{a \cdot p}{t_j} + (k_s)_{t_j} \cdot v \right] = \left[\frac{a \cdot p}{t_j} + (k_s)_{t_j} \cdot \left(\frac{1}{\eta} - 1 \right) \right]. \quad (40)$$

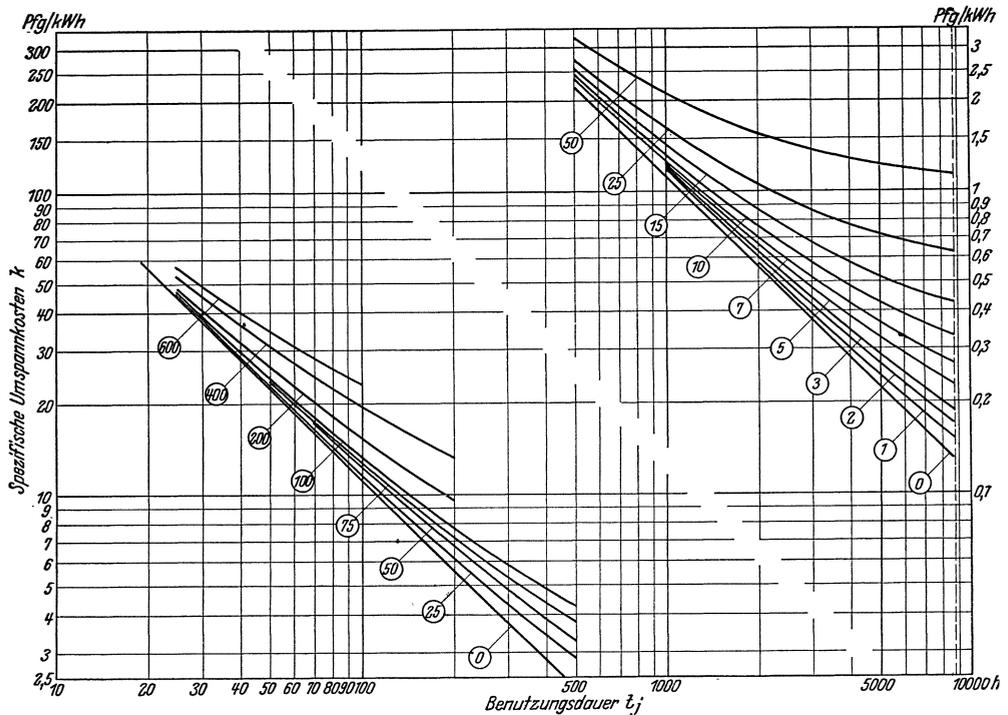


Abb. 22. 30/6-kV-Umspannwerk, 50 000 kW, Preiskennlinien.

Anmerkung. Die Zahlen im \bigcirc geben die Stromkosten k_s an der 30-kV-Sammelschiene im Umspannwerk an.

Diese Gleichung gilt für die Leitungen, für die Umspan- und Umformwerke. Da bei den Leitungen die Kosten k der Leitungslänge l (km) proportional sind, so ist, wenn die mit einem Strich bezeichneten Werte die oben definierten Werte je Kilometer angeben:

$$k = k' \cdot l = \left[\frac{a' \cdot p}{t_j} + (k_s)_{t_j} \cdot v' \right] \cdot l = \left[\frac{a' \cdot p}{t_j} + (k_s)_{t_j} \cdot \left(\frac{1}{\eta'} - 1 \right) \right] \cdot l. \quad (41)$$

Bisher wurde stets die stille Voraussetzung gemacht, daß der $\cos \varphi = 1$ bei der Übertragung ist. Bei kleineren Werten von $\cos \varphi$ betragen die Fortleitungskosten je kWh:

$$k\varphi = \frac{k}{\cos \varphi} \quad (42)$$

da sämtliche Kosten der rein elektrischen Anlagen der Scheinleistung proportional sind.

b) Die Preiskennlinienschar des Netzes, Beispiele.

Nach den Formeln (40) und (41) sind für das auf dem Schaltbilde 19 dargestellte Hochvolt- und Mittelvoltnetz und für die Umspann- und Umformwerke die Fortleitungskosten auf den Zahlentafeln 8 bis 11 für

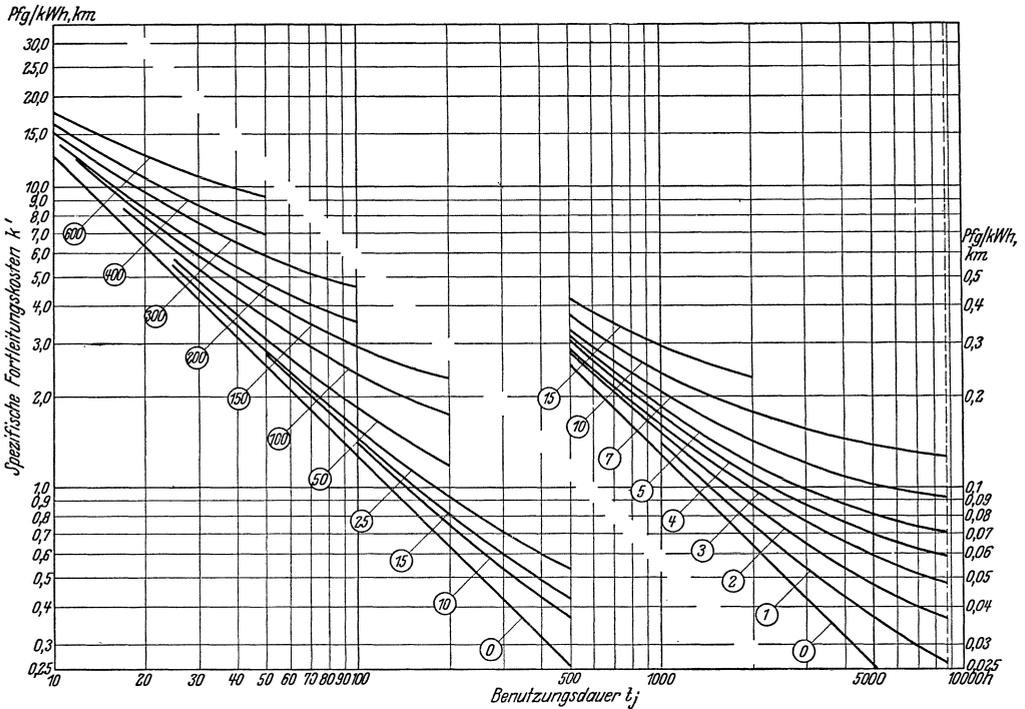


Abb. 23. Mittelvoltnetz (6-kV, 70 mm² Kabel), Preiskennlinien für 1 km Leitungslänge.
Anmerkung. Die Zahlen im ○ geben die Stromkosten k_s an der 6-kV-Sammelschiene im Umspannwerk an.

verschiedene Benutzungsdauern t_j berechnet. Die der Berechnung zugrunde gelegten technischen und wirtschaftlichen Daten, insbesondere die Werte für a , a' , p , v , v' und η sind genaueren Kostenanschlägen für großstädtische Stromversorgungsprojekte entnommen und sind auf den Zahlentafeln unten vermerkt. Die Werte für die Kabelnetze gelten für 1 km Leitungslänge. Die arbeitsabhängigen Kosten wurden für verschiedene Strompreise k_s beim Eintritt der Energie in den betreffenden Netzteil berechnet, und zwar immer für denjenigen Kostenbereich von k_s , der bei der betreffenden Benutzungsdauer überhaupt in Frage kommt. Dadurch ist erreicht, daß die Kosten k dieser Zahlentafeln in Verbindung

Zahlentafel 8. Hochvoltnetz (30-kV, 95 mm²-Kabel),

Jährliche Benutzungsdauer t_j		h	25	50	
Leistungsabhängige spezifische Kosten je km		$k'_L = \frac{a' \cdot p^{*2}}{t_j}$	$\mathcal{S}_l/\text{kWh, km}$	1,6950	0,8470
Arbeitsabhängige spezifische Kosten je km (Kosten der Netzverluste) bei einem Strompreis an der 30-kV-Kraftwerkssammelschiene von $k_s \mathcal{S}_l/\text{kWh}$ $k'_A = v' \cdot k_s = 0,001747 \cdot k_s$		$k_s = 500 \mathcal{S}_l/\text{kWh}$	„	0,8740	
		$k_s = 400$ „	„	0,6990	0,6990
		$k_s = 300$ „	„	0,5240	0,5240
		$k_s = 200$ „	„	0,3490	0,3490
		$k_s = 150$ „	„	0,2620	0,2620
		$k_s = 100$ „	„	0,1747	0,1747
		$k_s = 50$ „	„		0,0874
		$k_s = 25$ „	„		
		$k_s = 15$ „	„		
		$k_s = 10$ „	„		
		$k_s = 7$ „	„		
		$k_s = 5$ „	„		
		$k_s = 4$ „	„		
		$k_s = 3$ „	„		
		$k_s = 2$ „	„		
		$k_s = 1$ „	„		
$k_s = 0$ „	„		0,0000	0,0000	
Gesamte spezifische Fortleitungskosten je km bei einem Strompreis an der 30-kV-Kraftwerkssammelschiene von $k_s \mathcal{S}_l/\text{kWh}$ $k' = k'_L + k'_A$		$k_s = 500 \mathcal{S}_l/\text{kWh}$	$\mathcal{S}_l/\text{kWh, km}$	2,5690	
		$k_s = 400$ „	„	2,3940	1,5460
		$k_s = 300$ „	„	2,2190	1,3710
		$k_s = 200$ „	„	2,0440	1,1960
		$k_s = 150$ „	„	1,9570	1,1090
		$k_s = 100$ „	„	1,8697	1,0217
		$k_s = 50$ „	„		0,9344
		$k_s = 25$ „	„		
		$k_s = 15$ „	„		
		$k_s = 10$ „	„		
		$k_s = 7$ „	„		
		$k_s = 5$ „	„		
		$k_s = 4$ „	„		
		$k_s = 3$ „	„		
		$k_s = 2$ „	„		
		$k_s = 1$ „	„		
$k_s = 0$ „	„		1,6950	0,8470	

Wirtschaftliche Daten:

Material- und Verlegungskosten je Kabel und km: 32000,—RM/km

*¹ Spezif. Anlagekosten je km u. kW: $a' = \frac{3200000}{8300} = 385 \mathcal{S}_l/\text{kW, km}$

*² Anteil für Verzinsung: 0,07
 „ „ Abschreibung: 0,024 ($n = 20$ Jahre)
 „ „ Reparatur und Bedienung: 0,016
 Insgesamt: $p = 0,110$

Fortleitungskosten für 1km Leitungslänge.

100	200	500	1000	2000	4000	8760
0,4240	0,2119	0,0847	0,0424	0,0212	0,0106	0,00483
0,3490						
0,2620	0,2620					
0,1747	0,1747					
0,0874	0,0874	0,0874				
0,0436	0,0436	0,0436	0,0436			
0,0262	0,0262	0,0262	0,0262			
	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175		
		0,0122	0,0122	0,0122	0,0122	0,01220
		0,0087	0,0087	0,0087	0,0087	0,00870
			0,0070	0,0070	0,0070	0,00700
				0,0052	0,0052	0,00520
				0,0035	0,0035	0,00350
					0,0017	0,00170
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00000
0,7730						
0,6860	0,4739					
0,5987	0,3866					
0,5114	0,2993	0,1711				
0,4676	0,2555	0,1283	0,0860			
0,4502	0,2381	0,1109	0,0686			
	0,2294	0,1022	0,0599	0,0387		
		0,0969	0,0546	0,0334	0,0228	0,01703
		0,0934	0,0511	0,0299	0,0193	0,01353
			0,0494	0,0282	0,0176	0,01183
				0,0264	0,0158	0,01003
				0,0247	0,0141	0,00833
					0,0123	0,00653
0,4240	0,2119	0,0847	0,0424	0,0212	0,0106	0,00483

Technische Daten:

Kabelquerschnitt: $3 \times 95 \text{ mm}^2$
 Widerst. je Phase: $0,180 \text{ } \Omega/\text{km}$
 Stromstärke: 160 A
 Kabelleistung: 8300 kW

Verlustleistung:
 $(3 \cdot 160^2 \cdot 0,188) : 1000 = 14,5 \text{ kW/km}$
 *³ Spezif. Verlust je kW u. km:
 $v' = \frac{14,5}{8300} = 0,001747 \text{ km}^{-1}$; $\eta' = \frac{1}{v' + 1} = 0,9982$
 Spezif. Verlust je kW für 10 km:
 $v = \frac{145}{8300} = 0,01747$; $\eta = \frac{1}{v + 1} = 0,982$

Zahlentafel 9. 30/6-kV-Umspannwerk,

Jährliche Benutzungsdauer t_j		h	25	50
Leistungsabhängige spezifische Kosten	$k_L = \frac{a^{*1} \cdot p^{*2}}{t_j}$	\mathcal{S}_l/kWh	44,80	22,40
Arbeitsabhängige spezifische Kosten (Kosten der Umspannverluste) bei einem Strompreis an der 30-kV-Umspannwerkssammel- schiene von $k_s \mathcal{S}_l/\text{kWh}$ $k_A = v^{*3} \cdot k_s = 0,02 \cdot k_s$	$k_s = 600 \mathcal{S}_l/\text{kWh}$	„	12,00	12,00
	$k_s = 400$ „	„	8,00	8,00
	$k_s = 200$ „	„	4,00	4,00
	$k_s = 100$ „	„	2,00	2,00
	$k_s = 75$ „	„	1,50	1,50
	$k_s = 50$ „	„		1,00
	$k_s = 25$ „	„		
	$k_s = 15$ „	„		
	$k_s = 10$ „	„		
	$k_s = 7$ „	„		
	$k_s = 5$ „	„		
	$k_s = 3$ „	„		
	$k_s = 2$ „	„		
	$k_s = 1$ „	„		
$k_s = 0$ „	„		0,00	0,00
Gesamte spezifische Umspannkosten bei einem Strompreis an der 30-kV-Umspannwerkssammel- schiene von $k_s \mathcal{S}_l/\text{kWh}$ $k = k_A + k_L$	$k_s = 600 \mathcal{S}_l/\text{kWh}$	\mathcal{S}_l/kWh	56,80	34,40
	$k_s = 400$ „	„	52,80	30,40
	$k_s = 200$ „	„	48,80	26,40
	$k_s = 100$ „	„	46,80	24,40
	$k_s = 75$ „	„	46,30	23,90
	$k_s = 50$ „	„		23,40
	$k_s = 25$ „	„		
	$k_s = 15$ „	„		
	$k_s = 10$ „	„		
	$k_s = 7$ „	„		
	$k_s = 5$ „	„		
	$k_s = 3$ „	„		
	$k_s = 2$ „	„		
	$k_s = 1$ „	„		
$k_s = 0$ „	„		44,80	22,40

Wirtschaftliche Daten:

*1 Spezifische Anlagekosten: $a = 8000 \mathcal{S}_l/\text{kW}$

*2 Anteil für Verzinsung: 0,07

„ „ Abschreibung: 0,04 ($n = 15$ Jahre)

„ „ Reparaturen: 0,02

„ „ Bedienung: 0,01

Insgesamt: $p = 0,14$

50000 kW, Umspannkosten.

100	200	500	1000	2000	4000	8760
11,20	5,60	2,24	1,12	0,56	0,28	0,13
12,00						
8,00						
4,00	4,00					
2,00	2,00	2,00				
1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
		0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
		0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
			0,10	0,10	0,10	0,10
			0,06	0,06	0,06	0,06
				0,04	0,04	0,04
				0,02	0,02	0,02
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23,20						
19,20						
15,20	9,60					
13,20	7,60	4,24				
12,70	7,10	3,74	2,62	2,06	1,78	1,63
12,20	6,60	3,24	2,12	1,56	1,28	1,13
11,70	6,10	2,74	1,62	1,06	0,78	0,63
	5,90	2,54	1,42	0,86	0,58	0,43
		2,44	1,32	0,76	0,48	0,33
		2,38	1,26	0,70	0,42	0,27
			1,22	0,66	0,38	0,23
			1,18	0,62	0,34	0,19
				0,60	0,32	0,17
				0,58	0,30	0,15
11,20	5,60	2,24	1,12	0,56	0,28	0,13

Technische Daten:

Leistung: 50000 kW

Transformatoren: 4 × 12500 kW mit Fremdlüftung

Wirkungsgrad: $\eta = 0,98$ einschl. Verbrauch der Lüftermotoren*³ Spezifischer Verlust je kW: $v = \frac{1}{\eta} - 1 = 0,02$

Zahlentafel 10. Mittelvoltnetz (6-kV, 70 mm²-Kabel),

Jährliche Benutzungsdauer t_j		h	25	50
Leistungsabhängige spezifische Kosten je km	$k'_L = \frac{a' *1 \cdot p *2}{t_j}$	$\mathcal{S}_l/\text{kWh, km}$	5,1200	2,5600
Arbeitsabhängige spezifische Kosten je km (Kosten der Netzverluste) bei einem Strompreis an der 6-kV-Umspanwerkssammelschiene von $k_s \mathcal{S}_l/\text{kWh}$ $k'_A = v' *3 \cdot k_s = 0,011097 \cdot k_s$	$k_s = 600 \mathcal{S}_l/\text{kWh}$	„	6,6500	6,6500
	$k_s = 400$ „	„	4,4300	4,4300
	$k_s = 300$ „	„	3,3300	3,3300
	$k_s = 200$ „	„	2,2200	2,2200
	$k_s = 150$ „	„	1,6600	1,6600
	$k_s = 100$ „	„	1,1100	1,1100
	$k_s = 50$ „	„	0,5540	0,5540
	$k_s = 25$ „	„	0,2770	0,2770
	$k_s = 15$ „	„		0,1660
	$k_s = 10$ „	„		
	$k_s = 7$ „	„		
	$k_s = 5$ „	„		
	$k_s = 4$ „	„		
	$k_s = 3$ „	„		
	$k_s = 2$ „	„		
$k_s = 1$ „	„			
$k_s = 0$ „	„		0,0000	0,0000
Gesamte spezifische Fortleitungskosten je km bei einem Strompreis an der 6-kV-Umspanwerkssammelschiene von $k_s \mathcal{S}_l/\text{kWh}$ $k' = k'_L + k'_A$	$k_s = 600 \mathcal{S}_l/\text{kWh}$	$\mathcal{S}_l/\text{kWh, km}$	11,7700	9,2100
	$k_s = 400$ „	„	9,5500	6,9900
	$k_s = 300$ „	„	8,4500	5,8900
	$k_s = 200$ „	„	7,3400	4,7800
	$k_s = 150$ „	„	6,7800	4,2200
	$k_s = 100$ „	„	6,2300	3,6700
	$k_s = 50$ „	„	5,6740	3,1140
	$k_s = 25$ „	„	5,3970	2,8370
	$k_s = 15$ „	„		2,7260
	$k_s = 10$ „	„		
	$k_s = 7$ „	„		
	$k_s = 5$ „	„		
	$k_s = 4$ „	„		
	$k_s = 3$ „	„		
	$k_s = 2$ „	„		
$k_s = 1$ „	„			
$k_s = 0$ „	„		5,1200	2,5600

Wirtschaftliche Daten:

Material- und Verlegungskosten je Kabel und km: 18000,—RM/km

*1 Spezif. Anlagekosten je km u. kW: $a' = \frac{1800000}{1550} = 1160 \mathcal{S}_l/\text{kW, km}$

*2 Anteil für Verzinsung: 0,07

„ „ Abschreibung: 0,024 ($n = 20$ Jahre)

„ „ Reparatur und Bedienung: 0,016

„ „ Insgesamt: $p = 0,110$

Fortleitungskosten für 1 km Leitungslänge.

100	200	500	1000	2000	4000	8760
1,2800	0,6400	0,2560	0,1280	0,0640	0,0320	0,0146
3,3300						
2,2200						
1,6600	1,6600					
1,1100	1,1100					
0,5540	0,5540					
0,2770	0,2770	0,2770	0,2770			
0,1660	0,1660	0,1660	0,1660	0,1660		
0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110	0,1110
	0,0770	0,0770	0,0770	0,0770	0,0770	0,0770
	0,0554	0,0554	0,0554	0,0554	0,0554	0,0554
		0,0443	0,0443	0,0443	0,0443	0,0443
		0,0332	0,0332	0,0332	0,0332	0,0332
		0,0222	0,0222	0,0222	0,0222	0,0222
			0,0111	0,0111	0,0111	0,0111
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4,6100						
3,5000						
2,9400	2,3000					
2,3900	1,7500					
1,8340	1,1940					
1,5570	0,9170	0,5330	0,4050			
1,4460	0,8060	0,4220	0,2940	0,2300		
1,3910	0,7510	0,3670	0,2390	0,1750	0,1430	0,1256
	0,7176	0,3330	0,2050	0,1410	0,1090	0,0916
	0,6954	0,3114	0,1834	0,1194	0,0874	0,0700
		0,3003	0,1723	0,1083	0,0763	0,0589
		0,2892	0,1612	0,0972	0,0652	0,0478
		0,2782	0,1502	0,0862	0,0542	0,0368
			0,1391	0,0751	0,0431	0,0257
1,2800	0,6400	0,2560	0,1280	0,0640	0,0320	0,0146

Technische Daten:

Kabelquerschnitt: $3 \times 70 \text{ mm}^2$
 Widerst. je Phase: $0,255 \text{ } \Omega/\text{km}$
 Stromstärke: 150A
 Kabelleistung: 1550 kW

Verlustleistung:
 $(3 \cdot 150^2 \cdot 0,255) : 1000 = 17,2 \text{ kW/km}$
^{*)} Spezif. Verlust je kW u. km:
 $v' = \frac{17,2}{1550} = 0,011097 \text{ km}^{-1}$; $\eta' = \frac{1}{v' + 1} = 0,9890$
 Spezif. Verlust je kW für 3 km:
 $v = \frac{51,6}{1550} = 0,0333$; $\eta = \frac{1}{v + 1} = 0,968$

Zahlentafel 11. Umformwerk 15000 kW,

Jährliche Benutzungsdauer t_j		h	25	50
Leistungsabhängige spezifische Kosten	$k_L = \frac{a^{*1} \cdot p^{*2}}{t_j}$	₰/kWh	108,00	54,00
Arbeitsabhängige spezifische Kosten (Kosten der Umformverluste) bei einem Strompreis an der 6-kV-Umformwerks- sammelschiene von k_s ₰/kWh $k_A = v^{*3} \cdot k_s = 0,08 \cdot k_s$	$k_s = 800$ ₰/kWh	„	64,00	64,00
	$k_s = 600$ „	„	48,00	48,00
	$k_s = 400$ „	„	32,00	32,00
	$k_s = 300$ „	„	24,00	24,00
	$k_s = 200$ „	„	16,00	16,00
	$k_s = 100$ „	„	8,00	8,00
	$k_s = 50$ „	„	4,00	4,00
	$k_s = 25$ „	„		2,00
	$k_s = 15$ „	„		
	$k_s = 10$ „	„		
	$k_s = 7$ „	„		
	$k_s = 5$ „	„		
	$k_s = 3$ „	„		
	$k_s = 1$ „	„		
$k_s = 0$ „	„		0,000	0,000
Gesamte spezifische Umformkosten bei einem Strompreis an der 6-kV-Umformwerkssammel- schiene von k_s ₰/kWh $k = k_A + k_L$	$k_s = 800$ ₰/kWh	₰/kWh	172,00	118,00
	$k_s = 600$ „	„	156,00	102,00
	$k_s = 400$ „	„	140,00	86,00
	$k_s = 300$ „	„	132,00	78,00
	$k_s = 200$ „	„	124,00	70,00
	$k_s = 100$ „	„	116,00	62,00
	$k_s = 50$ „	„	112,00	58,00
	$k_s = 25$ „	„		56,00
	$k_s = 15$ „	„		
	$k_s = 10$ „	„		
	$k_s = 7$ „	„		
	$k_s = 5$ „	„		
	$k_s = 3$ „	„		
	$k_s = 1$ „	„		
$k_s = 0$ „	„		108,00	54,00

Wirtschaftliche Daten:

*1 Spezifische Anlagekosten: $a = 15000$ ₰/kW

*2 Anteil für Verzinsung: 0,070

„ „ Abschreibung: 0,072 ($n = 10$ Jahre)

„ „ Reparaturen: 0,025

„ „ Bedienung: 0,013

 $p = 0,180$

Umformkosten.

100	200	500	1000	2000	4000	8760
27,00	13,50	5,40	2,70	1,35	0,68	0,31
32,00						
24,00	24,00					
16,00	16,00					
8,00	8,00	8,00				
4,00	4,00	4,00	4,00			
2,00	2,00	2,00	2,00	2,00		
1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	
	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
			0,40	0,40	0,40	0,40
			0,24	0,24	0,24	0,24
				0,08	0,08	0,08
0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
59,00						
51,00	37,50					
43,00	29,50					
35,00	21,50	13,40				
31,00	17,50	9,40	6,70			
29,00	15,50	7,40	4,70	3,35		
28,20	14,70	6,60	3,90	2,55	1,88	
	14,30	6,20	3,50	2,15	1,48	1,11
	14,06	5,96	3,26	1,91	1,24	0,87
			3,10	1,75	1,08	0,71
			2,94	1,59	0,92	0,55
				1,43	0,76	0,39
27,00	13,50	5,40	2,70	1,35	0,68	0,31

Technische Daten:

Leistung: 15000 kW

Einankerumformer: 6×2500 kW, $6000/480 \div 440$ VoltWirkungsgrad: $\eta = 0,925$

$$*^3 \text{ Spezif. Verlust je kW: } v = \frac{1}{\eta} - 1 = 0,08$$

mit Kraftquellen mit den verschiedensten Stromerzeugungskosten benutzt werden können. Ist z. B. (siehe Zahlentafel 8) an der 30-kV-Kraftwerkssammelschiene mit einem Strompreis $k_s = 150 \text{ } \mathcal{L}/\text{kWh}$ zu rechnen; so betragen die Fortleitungskosten über das 30-kV-Netz für 1 km Länge und $t_j = 100 \text{ h}$ $0,686 \text{ } \mathcal{L}/\text{kWh}$, bei $k_s = 25 \text{ } \mathcal{L}/\text{kWh}$ und derselben Benutzungsdauer jedoch nur $0,4676 \text{ } \mathcal{L}/\text{kWh}$.

Auf den Abb. 21 bis 24 sind die zu den Zahlentafeln 8 bis 11 gehörigen Preiskennlinienscharen dargestellt¹.

Für eine ganz bestimmte Kraftquelle gehört zu jeder Benutzungs-

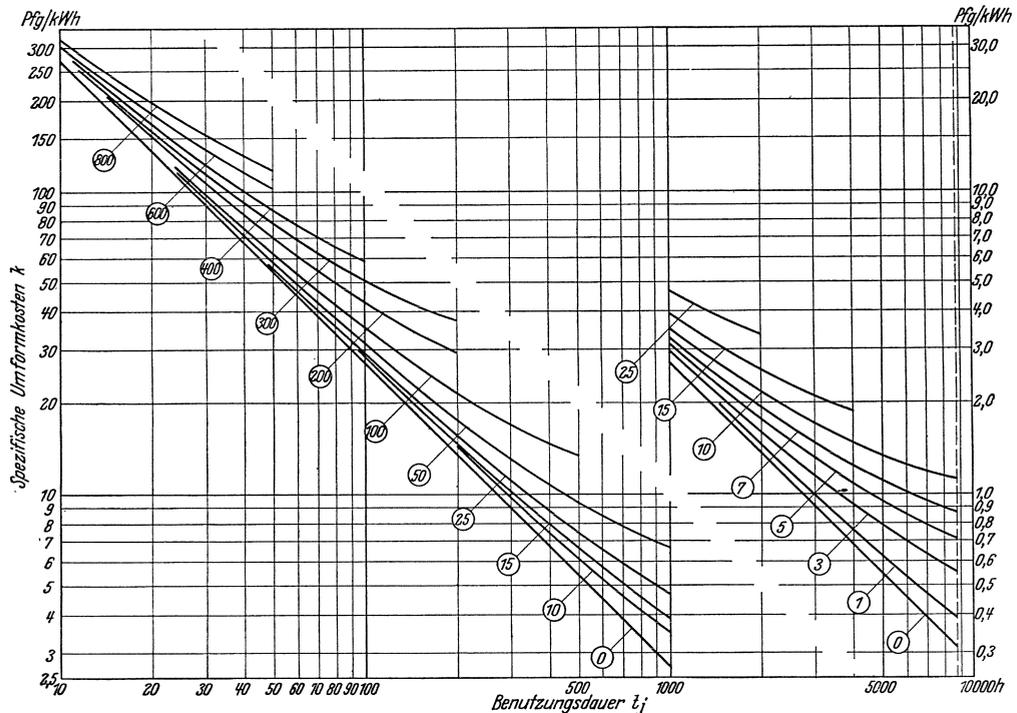


Abb. 24. Umformwerk, 15 000 kW, Preiskennlinien.

Anmerkung. Die Zahlen im \bigcirc geben die Stromkosten k_s an der 6-kV-Sammelschiene im Umformwerk an.

dauer t_j nur je ein Wert von k_s und damit auch nur ein Preiskennlinienpunkt. Die Verbindungslinie dieser einzelnen Preiskennlinienpunkte ist die zu dieser Kraftquelle gehörige Preiskennlinie der Fortleitungskosten.

c) Die Summenpreiskennlinien.

Sind so für die einzelnen Netzteile die Preiskennlinien ermittelt (siehe Preiskennlinienübersicht auf Abb. 19), so können die zu irgendeiner Stromquelle bei verschiedenen Netzkombinationen gehörigen Summen-

¹ Die Preiskennlinie für $k_s = 0$ ist eine Hyperbel und erscheint deswegen im doppelt logarithmischen Maßstab als gerade Linie.

stromkosten k_s für Abgabe der Energie von einer beliebigen Werksammelschiene leicht festgelegt werden. Sind die Stromerzeugungskosten der Kraftquelle k , und sind die Fortleitungskosten $k_1, k_2 \dots k_{n-1}, k_n$ bei Transport der Energie über die Netzteile 1, 2 ... $n-1, n$, so betragen die Summenstromkosten an der Sammelschiene hinter dem n -Netzteil:

$$k_s = k + k_1 + k_2 + \dots + k_{n-1} + k_n, \quad (43)$$

wobei die Kosten für jeden einzelnen Netzteil aus seiner Preiskennlinien-

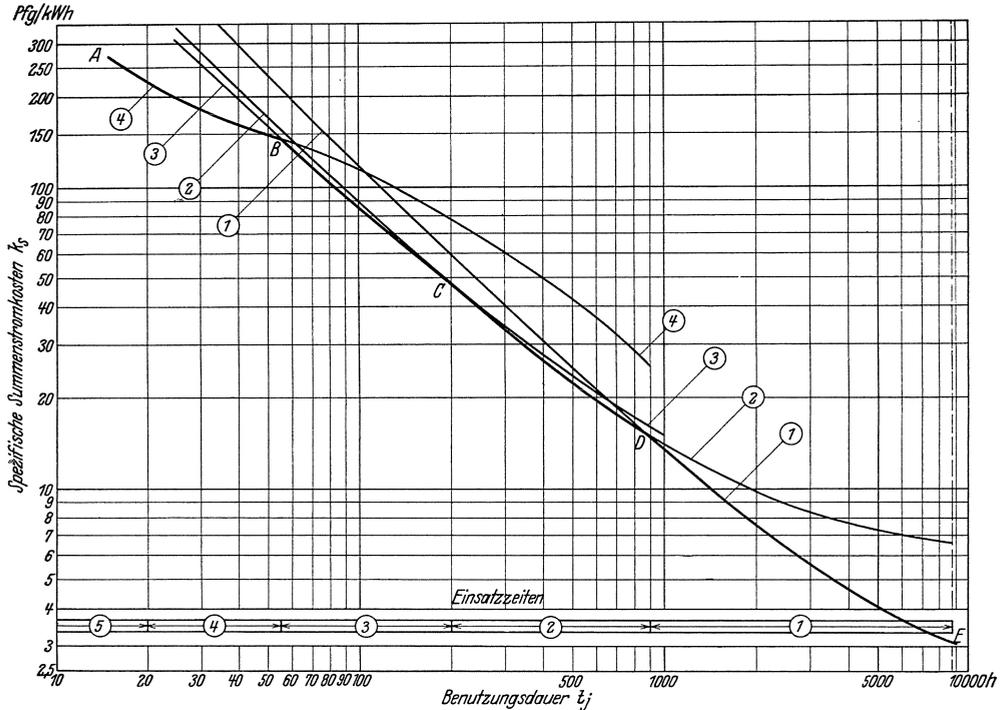


Abb. 25. Summenpreiskennlinien für die Gleichstromsammelschiene der Umformwerke.

- ① Steinkohlendampfkraftwerk, ② Dieselmotorenkraftwerk, ③ Pumpspeicherwasserkraftwerk,
- ④ Elektrischer Speicher, ⑤ Stoßspitzenbetrieb (Preiskennlinie fehlt entspr. Textseite 59), ABCDE Fahrlinie.

schar unter Berücksichtigung der Summenstromkosten am Ende des vorhergehenden Netztesiles zu wählen sind.

Die Gleichung (43) gilt für gleiche Benutzungsdauer t_j in allen Netztesilen, eine Voraussetzung, die dann zutrifft, wenn die einzelnen Netztesile der Vollast entsprechend bemessen sind, und der Verbrauch nur am Ende des Leitungssystems auftritt. Sind jedoch einige Netztesile reichlicher ausgelegt, oder ist mit einem Zwischenverbrauch höherer Benutzungsdauer oder anderer Verbrauchscharakteristik zu rechnen, so wird die Benutzungsdauer der einzelnen Netztesile infolge des Einflusses des Gleichzeitigkeitsfaktors

Zahlentafel 12. Steinkohlendampfkraftwerk, Stromkosten k_s an der Gleichstromsammelschiene der Umformwerke.
(Angriff siehe Schaltbild 19.)

Jährliche Bezugsdauer t_j	h	25	50	100	200	500	1000	2000	4000	8760
Stromkosten k an der 30-kV-Kraftwerks- sammelschiene*1	S_j /kWh	235,50	118,50	60,00	30,70	13,20	7,40	4,43	2,96	2,17
Fortleitungskosten k_1 im Hoch- voltnetz bei einer Kabellänge von	1,0 km *2	2,1061	1,0540	0,5289	0,2655	0,1078	0,0553	0,0285	0,0157	0,0086
	10,0 km	21,06	10,54	5,29	2,66	1,08	0,55	0,29	0,16	0,09
Stromkosten an der 30-kV-Sammelschiene im Umspannwerk = $k + k_1$	"	256,56	129,04	65,29	33,36	14,28	7,95	4,72	3,12	2,26
Umspannkosten k_2 von 30/6-kV*3	"	49,93	24,98	12,51	6,27	2,53	1,28	0,65	0,34	0,18
Stromkosten an der 6-kV-Sammelschiene im Umspannwerk = $k + k_1 + k_2$	"	306,49	154,02	77,80	39,63	16,81	9,23	5,37	3,46	2,44
Fortleitungskosten k_3 im Mittel- voltnetz bei einer Kabellänge von	1,0 km *4	8,5214	4,2650	2,1340	1,0790	0,4426	0,2300	0,1234	0,0703	0,0417
	3,0 km	25,56	12,80	6,40	3,24	1,33	0,69	0,37	0,21	0,13
Stromkosten an der 6-kV-Sammelschiene der Umformwerke = $k + k_1 + k_2 + k_3$	"	332,05	166,82	84,20	42,87	18,14	9,92	5,74	3,67	2,57
Umformkosten k_4 *5	"	134,56	67,34	33,74	16,93	6,85	3,49	1,81	0,97	0,52
Stromkost. an d. Gleichstr.-Sammelschiene im Umformwerk $k_s = k + k_1 + k_2 + k_3 + k_4$	"	466,61	234,16	117,94	59,80	24,99	13,41	7,55	4,64	3,09

*1 siehe Abb. 11.

*2 siehe Abb. 21.

*3 siehe Abb. 22.

*4 siehe Abb. 23.

*5 siehe Abb. 24.

Zahlentafel 13. Dieselmotorenkraftwerk, Stromkosten k_s an der Gleichstromsammelschiene der Umformwerke.
(Angriff siehe Schaltbild 19.)

Jährliche Benutzungsdauer t_j	h	25	50	100	200	500	1000	2000	4000	8760
Fortleitungskosten k_1 im Hochvoltnetz bei einer Kabellänge von	1,0 km	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	10,0 km	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Stromkosten an der 30-kV-Sammelschiene im Umspannwerk = k_1	„	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Umspannkosten k_2 von 30/6-kV	„	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Stromkosten k an der 6-kV-Sammelschiene im Umspannwerk *1	„	192,20	98,60	51,80	28,40	14,40	9,70	7,34	6,17	5,54
Fortleitungskosten k_3 im Mittelvoltnetz bei einer Kabellänge von	1,0 km *2	7,25	3,654	1,854	0,9547	0,4162	0,2355	0,1447	0,100	0,0758
	3,0 km	21,75	10,97	5,56	2,86	1,25	0,71	0,43	0,30	0,228
Stromkosten an der 6-kV-Sammelschiene der Umformwerke = $k + k_1 + k_2 + k_3$	„	213,95	109,57	57,36	31,26	15,65	10,41	7,77	6,47	5,768
Umformkosten k_4 *3	„	125,11	62,76	31,59	16,00	6,65	3,53	1,97	1,20	0,771
Stromkosten an der Gleichstr.-Sammelsch. im Umformwerk $k_s = k + k_1 + k_2 + k_3 + k_4$	„	339,06	172,33	88,95	47,26	22,30	13,94	9,74	7,67	6,54

*1 siehe Abb. 11. *2 siehe Abb. 23. *3 siehe Abb. 24.

Zahlentafel 14. Pumpspeicherwasserkraftwerk, Stromkosten k_3 an der Gleichstromsammelschiene der Umformwerke. (Angriff siehe Schaltbild 19.)

Jährliche Benutzungsdauer t_j	h	25	50	100	200	500	1000
Stromkosten k an der 30-kV-Kraftwerks-sammelschiene * ¹	\mathcal{S}_j/kWh	99,83	56,70	32,50	19,70	11,40	8,75
Fortleitungskosten k_1 im Hoch-voltnetz bei einer Kabellänge von	1,0 km* ²	1,866	0,946	0,481	0,246	0,105	0,058
	10,0 km	18,66	9,46	4,81	2,46	1,05	0,58
Stromkosten an der 30-kV-Sammelschiene im Umspannwerk = $k + k_1$	„	118,49	66,16	37,31	22,16	12,45	9,33
Umpannkosten k_3 von 30/6-kV * ³	„	47,17	23,72	11,95	6,04	2,49	1,31
Stromkosten an der 6-kV-Sammelschiene im Umspannwerk = $k + k_1 + k_2$	„	165,66	89,82	49,26	28,20	14,94	10,64
Fortleitungskosten k_2 im Mittel-voltnetz bei einer Kabellänge von	1,0 km* ⁴	6,96	3,534	1,826	0,953	0,421	0,246
	3,0 km	20,90	10,60	5,48	2,86	1,26	0,74
Stromkosten an der 6-kV-Sammelschiene der Umformwerke = $k + k_1 + k_2 + k_3$	„	186,56	100,42	54,74	31,06	16,20	11,38
Umformkosten k_4 * ⁵	„	122,92	62,05	31,38	15,99	6,70	3,61
Stromkost. an der 6-kV-Gleichstr.-Sammel-schiene i. Umformwk. $k_5 = k + k_1 + k_2 + k_3 + k_4$	„	309,48	162,47	86,12	47,05	22,90	14,99

*¹ siehe Abb. 16. *² siehe Abb. 21. *³ siehe Abb. 22. *⁴ siehe Abb. 23. *⁵ siehe Abb. 24.

$$\gamma = \frac{\text{Gesamthöchstbelastung}}{\text{Summe aller Einzelhöchstbelastungen}}$$

verschieden sein. Bezeichnet $(k)_{t_{j_0}}, (k_1)_{t_{j_1}} \dots (k_{n-1})_{t_{j_{n-1}}}, (k_n)_{t_{j_n}}$ die Fortleitungskosten der Netzteile $0, 1 \dots n-1, n$ bei den Benutzungsdauern $t_{j_0}, t_{j_1} \dots, t_{j_{n-1}}, t_{j_n}$, so betragen die Summenkosten in diesem Fall:

$$k_s = (k)_{t_{j_0}} + (k_1)_{t_{j_1}} + \dots + (k_{n-1})_{t_{j_{n-1}}} + (k_n)_{t_{j_n}}. \quad (44)$$

Die einzelnen Werte können wieder den Preiskennlinienscharen in der oben beschriebenen Weise entnommen werden. Auf die Ermittlung der einzelnen Benutzungsdauern bei verschiedenen Gleichzeitigkeitsfaktoren soll hier nicht näher eingegangen werden, zumal bei Großstädten $\gamma \approx 1$ ist und daher nach Formel (43) gerechnet werden kann. Für Untersuchungen, bei denen dieser Faktor wesentlich kleiner als 1 ist, sei auf die Ausführungen von G. Dettmar (ETZ 1926, S. 33) hingewiesen.

Die graphische Darstellung der Summenstromkosten k_s in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer t_j soll „Summenpreiskennlinie“ genannt werden. Die Abb. 25 zeigt die Summenpreiskennlinien des Dampf-, Wasser- und Dieselmotorenkraftwerkes und des elektrischen Speichers bei Preisvergleich an der Gleichstromsammelschiene der Umformwerke, wenn die Energie von diesen Kraftquellen über die aus dem Schaltbild 19 zu ersiehenden Netzteile fortgeleitet werden muß. Die Berechnung solcher Summenpreiskennlinien wird zweckmäßig nach einem Schema durchgeführt, wie es aus den Zahlentafeln 12 bis 14 zu entnehmen ist.

D. Vergleich zwischen Orts- und Fernspitzenkrafterzeugung.

a) Der günstigste Angriff der Spitzenkrafterzeuger im Netz.

Stellt man den Strompreis bei Fernspitzenkrafterzeugung durch das Dampfkraftwerk entsprechend Abb. 25 dem Strompreis bei Ortsspitzenkrafterzeugung entsprechend Abb. 11 gegenüber, wie es in der Zahlentafel 15 geschehen ist, so ist zu erkennen, wie außerordentlich verteuert

Zahlentafel 15.

Dampfkraftwerk						
Benutzungsdauer t_j	h	50	100	500	1000	8760
Strompreis k_s bei Fernspitzenkrafterzeugung (Abb. 25, I)	\mathcal{S}_1/kWh	234,2	118,0	25,0	13,4	3,09
Strompreis k bei Ortsspitzenkrafterzeugung (Abb. 11)	\mathcal{S}_1/kWh	118,5	60,0	13,2	7,4	2,17
Fortleitungskosten $k_s - k$	\mathcal{S}_1/kWh	115,7	58,0	11,8	6,0	0,92
Verteuerung durch die Fortleitung $\frac{k_s - k}{k} \cdot 100$	%	97,5	96,5	89,5	81,2	42,3

die Fortleitungskosten gerade bei geringer Benutzungsdauer auf den Strompreis einwirken. Diese Verteuerung ist hauptsächlich dadurch bedingt, daß man das gesamte Netz entsprechend der Höchstbelastung N_h und die Kraftquelle selbst um einen gegenüber der Belastung am Verbrauchsort um die Verlustleistung N_v höheren Betrag ausbauen muß. In dem gewählten Beispiel beträgt der Kapitalaufwand für das Netz vom Kraftwerk bis zur Gleichstromsammelschiene der Umformwerke entsprechend den auf Abb. 19 zusammengestellten Wirkungsgraden η und spezifischen Anlagekosten α :

$$\begin{array}{l}
 \text{30-kV-Netz:} \quad \frac{(a)_{30\text{-kV}}}{(\eta)_{\text{Umsp.}} \cdot (\eta)_{6\text{-kV}} \cdot (\eta)_{\text{Umf.}}} = \frac{38,50}{0,98 \cdot 0,968 \cdot 0,925} = 43,80 \text{ RM/kW} \\
 \text{30/6-kV-Umsp. Werke:} \quad \frac{(a)_{\text{Umsp.}}}{(\eta)_{6\text{-kV}} \cdot (\eta)_{\text{Umf.}}} = \frac{80,00}{0,968 \cdot 0,925} = 89,30 \quad ,, \\
 \text{6-kV-Netz:} \quad \frac{(a)_{6\text{-kV}}}{(\eta)_{\text{Umf.}}} = \frac{34,80}{0,925} = 37,60 \quad ,, \\
 \text{Umf. Werke:} \quad (a)_{\text{Umf.}} = 150,00 \quad ,, \\
 \text{Insgesamt:} \quad \underline{\underline{320,70 \text{ RM/kW}}}
 \end{array}$$

und die Verlustleistung rund 16% von der Belastung im Umformwerk entsprechend einem Gesamtwirkungsgrad:

$$\begin{aligned}
 \eta_g &= (\eta)_{30\text{-kV}} \cdot (\eta)_{\text{Umsp.}} \cdot (\eta)_{6\text{-kV}} \cdot (\eta)_{\text{Umf.}} = 0,982 \cdot 0,98 \cdot 0,986 \cdot 0,925 \\
 &= 0,862 = \frac{1}{v+1} = \frac{1}{0,16+1}.
 \end{aligned}$$

Aus diesen Zahlen kann eine der wichtigsten Erkenntnisse für das Spitzenkraftproblem entnommen werden:

Erkenntnis 8: Die Erzeugung der Spitzenkraft muß im Gegensatz zur Grundkrafterzeugung¹ so nahe wie möglich am Verbrauchsort vorgenommen werden, weil dadurch in besonders wirksamer Weise an Anlagekosten gespart werden kann.

Der Erfüllung dieser Forderung stehen häufig einige wirtschaftliche und technische Momente gerade bei großstädtischen Netzen entgegen, wo der Verbrauch nicht an einer Stelle des Netzes angreift, sondern über eine größere Fläche verteilt ist. Je näher man mit den Kraftquellen an den Verbrauchsort herangeht, um so größer wird ihre Zahl, um so kleiner aber auch die Ausbauleistung der einzelnen Kraftquellen werden. Da mit kleiner werdender Ausbauleistung die spezifischen Anlagekosten α stark steigen, so wird es für jede Art von Kraftquellen einen günstigsten Angriffspunkt im Netz geben.

¹ Für die Grundkrafterzeugung wird meist die Fernerzeugung wirtschaftlicher sein, weil dann Rücksicht auf billige Brennstoff- und Kühlwasserbeschaffung (z. B. Errichtung des Werkes „auf der Kohle“ in der Nähe eines großen Flusses) genommen werden und die Stromerzeugung infolge des Zusammenschlusses mehrerer Versorgungsgebiete in größten Einheiten mit geringsten arbeitsabhängigen Kosten vor sich gehen kann. Die Erhöhung der leistungsabhängigen Kosten durch die Fernleitung fällt infolge der hohen Benutzungsdauer bei den Gesamtkosten weniger ins Gewicht.

Ist der Gleichzeitigkeitsfaktor wesentlich kleiner als 1, so kann unter Umständen bei einer vom Verbrauchsort entfernteren Aufstellung der Kraftquellen infolge des Belastungsausgleiches mehr an Ausbauleistung der Kraftquellen gespart werden, als das Anlagekapital für das Netz bis zum Verbrauchsort ausmacht. In solchem Falle wäre eine zu weit getriebene Ortsspitzenkrafterzeugung direkt ein Fehler.

Weitere Schwierigkeiten bietet die Beschaffung geeigneter Grundstücke im Inneren der Stadt und die Notwendigkeit, Geräuschbildung und Belästigung durch Flugasche und Abgase unbedingt zu vermeiden.

Am leichtesten lassen sich diese Schwierigkeiten bei Verwendung elektrischer Batterien umgehen, und so kommt es, daß diese trotz ihrer hohen spezifischen Anlagekosten für geringe Benutzungsdauer infolge Fortfalles aller Fortleitungskosten mit den übrigen Kraftquellen erfolgreich in Wettbewerb treten können (siehe Abb. 25, 4).

Für die Dieselmotoren werden die oben bezeichneten Schwierigkeiten schon bedeutend stärker in Erscheinung treten. Deswegen wurde, wie das Schaltbild 19 zeigt, bei ihnen damit gerechnet, daß sie an der Unterspannungsseite der Umspannwerke angreifen, und die von ihnen erzeugte Energie noch über das Mittelvoltnetz und die Umformwerke fortgeleitet werden muß.

Beim Wasserspeicher läßt sich nur in den wenigsten Fällen die Forderung der Ortsspitzenkrafterzeugung erfüllen. Günstigenfalls wird am Rande der Stadt, häufig jedoch erst in der weiteren Umgebung eine geeignete Stelle zur Errichtung eines solchen Werkes zu finden sein. Im Leitungsnetz werden sich daher nur selten bei der Verwendung von Pumpspeicherwasserkraftwerken Ersparnisse machen lassen.

b) Betriebsführung.

Die Forderung, die Spitzenkrafterzeugung möglichst nahe am Verbrauchsort vorzunehmen, führt für großstädtische Netze zu einer größeren Zahl räumlich getrennter Spitzenkraftquellen. Da die Betriebsführung mit zunehmender Zahl der Krafterzeuger immer schwieriger wird, so sind besondere Vorkehrungen zu treffen, um diese Schwierigkeiten zu verringern.

Jede Kraftquelle muß einen Lastfahrplan erhalten, nach dem sie sich in Abhängigkeit von der Gesamtbelastung an der Arbeitserzeugung beteiligt. Auf der Abb. 27 ist ein solcher Fahrplan für horizontalen Einsatz entsprechend den Verhältnissen des im folgenden Abschnitt durchgesprochenen, ausführlichen Beispiels dargestellt. Danach fährt z. B. das Dieselmotorenwerk 2 an, wenn die Gesamtbelastung den Wert $154\,000\text{ kW}$ übersteigt, es erreicht seine volle Belastung von $54\,000\text{ kW}$ bei $154\,000 + 54\,000 = 208\,000\text{ kW}$, die es bis zum Höchstwert der Gesamtbelastung beibehält. Damit eine solche Fahrweise auch durchführbar ist, muß natürlich jedem Kraftwerk die jeweilig erreichte Gesamtbelastung angezeigt werden. Entsprechende Fernmeßeinrichtungen sind bereits entwickelt und mit Erfolg in Betrieb.

Zur Überwachung der ordnungsmäßigen Lastverteilung und Span-

nungshaltung und zur Anordnung zweckentsprechender Maßnahmen bei Störungen ist außerdem eine zentrale Lastverteilerstelle einzurichten. Die

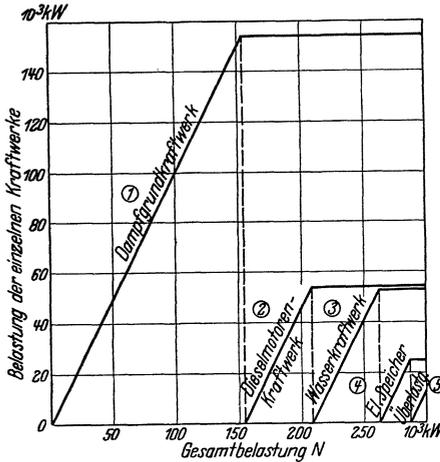


Abb. 27. Lastfahrplan für jede Kraftquelle bei horizontalem Einsatz entspr. Abb. 26.

Schaffung solcher Lastverteiler ist schon sehr zweckmäßig bei wenigen, noch leicht zu übersehenden Kraftwerken. Sie wird jedoch zur unbedingten Notwendigkeit bei der Ortsspitzenkrafterzeugung durch viele, räumlich verteilte Kraftquellen.

Die Spitzenkraftgeneratoren und die zugehörigen Antriebsmaschinen müssen leicht in bezug auf Wirk- und Blindlast regulierbar sein und müssen einwandfrei, d. h. ohne zu Pendelungen Veranlassung zu geben, mit den Grundkraftmaschinen zusammen arbeiten. Besonders in Verbindung

mit Dieselmotoren kann zur Erfüllung der zuletzt genannten Forderung die Verwendung von asynchronen Generatoren von großem Nutzen sein.

c) Ausführliches Beispiel.

Nachdem nun alle grundsätzlichen Fragen, die für das Spitzenkraftproblem Bedeutung haben, auseinander gesetzt sind, soll ein ausführliches Beispiel durchgerechnet werden, das zeigen soll, welche Erspar-

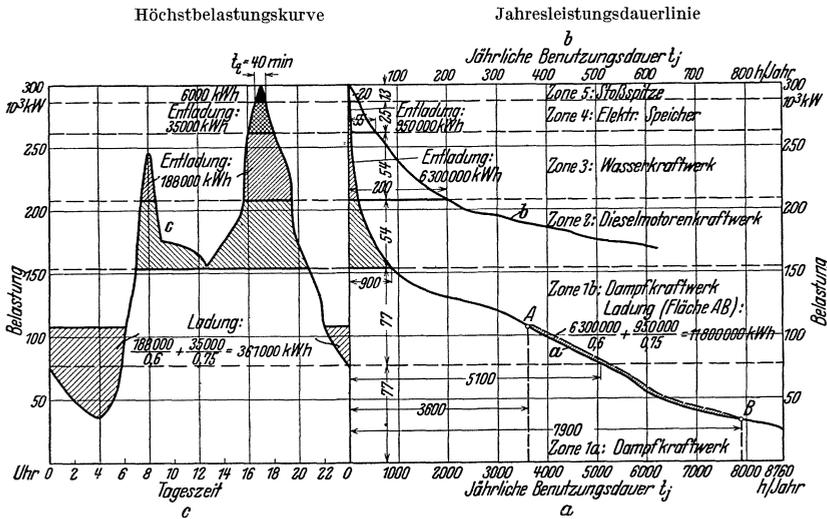


Abb. 26. Berliner Städtische Elektrizitätswerke Akt.-Ges., wirtschaftlicher Ausbau der Kraftquellen 1926 (bezogen auf die 30-kV-Kraftwerksammelschiene).

nisse bei Beachtung der in dieser Abhandlung gewonnenen Erkenntnisse und bei Erfüllung der aufgestellten Forderungen tatsächlich erreicht werden können.

Der Untersuchung wird wieder das Berliner Netz, dessen Aufbau durch das Schaltbild 19 und dessen Belastungsverhältnisse für 1926 durch die Abb. 10 gekennzeichnet sind, zugrunde gelegt. Zur Erzeugung der an der Gleichstromsammelschiene der Umformwerke erforderlichen Energie sollen die vier Kraftquellen, deren Summenstromkosten durch die Summenpreiskennlinien auf Abb. 25 gegeben sind, zur Verfügung stehen.

1. Leistungen und Arbeitsmengen.

Der Teil der Preiskennlinien, nach dem gefahren werden muß, um die geringsten Kosten zu erzielen, ist auf der Abb. 25 stark ausgezogen

Zahlentafel 16.

Zone entspr. Abb. 26	Kraftquelle	Einsatzzeit (h) entspr. Abb. 25
1a	Dampfkraftwerk (<i>Da</i>): ¹	5100 – 8760
1b	Dampfkraftwerk (<i>Da</i>):	900 – 5100
2	Dieselmotorenkraftwerk (<i>Di</i>):	200 – 900
3	Wasserspeicherkraftwerk (<i>Wa</i>):	55 – 200
4	Elektrischer Speicher (<i>El</i>):	20 – 55
5	Stoßspitzenbetrieb für das Dampf- und Dieselmotorenkraftwerk (<i>St</i>):	0 – 20

und soll „Fahrlinie“ *ABCDE* genannt werden. Die jährlichen Einsatzzeiten sind durch die Schnittpunkte der Preiskennlinien bestimmt und auf Zahlentafel 16 zusammengestellt.

Die Leistungszone des Dampfkraftwerkes wurde in zwei Teile gleicher Leistung zur genaueren Berechnung der Kosten unterteilt. Die Zone 5 wurde nicht aus den Summenpreiskennlinien ermittelt, sondern auf Grund der Abb. 26, den Beispielen auf Abb. 6 entsprechend, in folgender Weise festgelegt. Das Dampf- und das Dieselmotorenkraftwerk, deren Leistungsfähigkeit zusammen $154\,000 + 54\,000 = 208\,000$ kW beträgt, können um 13\,000 kW überlastet werden, weil bei einem Überlastungsfaktor:

$$\ddot{u} = \frac{N_d + N_{sps}}{N_d} = (208\,000 + 13\,000) : 208\,000 = 1,06 \text{ (Abb. 5)}$$

die zulässige Überlastungszeit $t_{sps} = 1,6 T = 1,6 \cdot 25 \text{ min} = 40 \text{ min}$ beträgt (siehe Abb. 5 und Zahlentafel 1), und weil das unterste Kilowatt der Stoßspitzenzone gerade eine tägliche Benutzungsdauer von $t_t = 40 \text{ min}$ (Abb. 26) aufweist. Die zu dieser täglichen Benutzungsdauer t_t gehörige jährliche Benutzungsdauer t_j beträgt 20 h (Abb. 26).

¹ Bei den folgenden Zahlenzusammenstellungen werden die in Klammern angegebenen Abkürzungen zur Bezeichnung der einzelnen Kraftquellen benutzt.

Zu diesen Einsatzzeiten gehören auf Grund der Jahresleistungsdauerlinie (Abb. 26) die auf Zahlentafel 17 zusammengestellten Ausbauleistungen der Kraftquellen bezogen auf die 30-kV-Kraftwerkssammelschiene.

Zahlentafel 17.

Zone	Ausbauleistung entspr. Abb. 26 bezogen auf 30-kV-S.S. im Kraftwerk	
	kW	%
1a (Da):	77 000	25,65
1b (Da):	77 000	25,65
2 (Di):	54 000	18,0
3 (Wa):	54 000	18,0
4 (El):	25 000	8,4
5 (St):	13 000	4,3
Insgesamt:	300 000	100,0

Zahlentafel 18.

Zone	Ausbauleistung entsprechend Abb. 26 bezogen auf die Gleichstrom-S. S. der Umf. Werke (Zahlentafel 17) $\times \eta_g$	
	kW	%
1a (Da):	66 500	25,65
1b (Da):	66 500	25,65
2 (Di):	46 750	18,0
3 (Wa):	46 750	18,0
4 (El):	21 500	8,4
5 (St):	11 000	4,3
Insgesamt:	259 000	100,0

Bei einem Gesamtwirkungsgrad:

$$\eta_g = (\eta)_{30 \text{ kV}} \cdot (\eta)_{\text{Umsp.}} \cdot (\eta)_{6 \text{ kV}} \cdot (\eta)_{\text{Umf.}} = 0,982 \cdot 0,98 \cdot 0,968 \cdot 0,925 = 0,862$$

(siehe Zahlentafeln 8÷11)

nehmen die Ausbauleistungen auf die Gleichstromsammelschiene der Umformwerke reduziert Werte entsprechend Zahlentafel 18 an.

Die wirklich auszubauenden Leistungen der Kraftquellen können für das Dampfkraftwerk und den Wasserspeicher der Zahlentafel 17, für den elektrischen Speicher der Zahlentafel 18 direkt und für das Dieselmotorkraftwerk ebenfalls der Zahlentafel 17 aber unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade $(\eta)_{30 \text{ kV}}$ und $(\eta)_{\text{Umsp.}}$ entnommen werden. Sie sind zur besseren Übersicht in Zahlentafel 19 zusammengestellt.

Zahlentafel 19.

Zone	Wirklich auszubauende Leistungen (kW)
1 (Da):	154 000
2 (Di):	52 000 = 54 000 $\cdot (\eta)_{30 \text{ kV}} \cdot (\eta)_{\text{Umsp.}}$
3 (Wa):	54 000, (Speichervermögen entspr. Abb. 26: 188 000 kWh)
4 (El):	21 500, (Speichervermögen entspr. Abb. 26: $A_{r,g} = 35 000 \cdot 0,862 = 30 000 \text{ kWh}$)
Insgesamt:	271 500

Die Ersparnis an Ausbauleistung gegenüber reinem Grundkraftwerksbetrieb beträgt demnach:

$$300 000 - 271 500 = 28 500 \text{ kW oder } 9,5\%$$

Die zu diesen Leistungszonen gehörigen jährlichen Arbeitsmengen entsprechend den Abb. 10c und 26 enthält Zahlentafel 20. Beispielsweise beträgt die zur Zone 1a mit einer Ausbauleistung von 77 000 kW oder 25,7% der Gesamtleistung gehörige Arbeitsmenge auf Grund der Abb. 10c 66,80% von der Gesamtarbeit oder $548,1 \cdot 10^6$ kWh bezogen auf die 30-kV-Kraftwerkssammelschiene.

Obwohl das Dampfkraftwerk nur eine Ausbauleistung von 51,3% hat (Zahlentafel 17), fällt ihm doch eine jährliche Arbeitserzeugung von $66,80 + 28,93 = 95,73\%$ zu.

Zahlentafel 20:

Zone	Arbeitsmenge		
	in %	bezogen auf die 30-kV-Kraftwerks- sammelschiene 10^6 kWh A	bezogen auf die Gleichstrom- sammelschiene der Umformwerke 10^6 kWh $B = A \cdot \eta_g$
1 a (Da):	66,80 (Abb. 10 c)	548,1	472,10
1 b (Da):	28,93 (Abb. 10 c)	237,4	204,22
2 (Di):	3,36	27,6 (Abb. 26)	23,80
3 (Wa):	0,77	6,3 (Abb. 26)	5,43
4 (El):	0,12	0,95 (Abb. 26)	0,82
5 (St):	0,02	0,15 (Abb. 26)	0,13
Insgesamt:	100,0	820,5	706,50

2. Mittlere Benutzungsdauer und zugehörige Kosten.

Aus der an der Gleichstromsammelschiene der Umformwerke abgegebenen Arbeit und Leistung wird nun zuerst für jede Leistungszone die mittlere Benutzungsdauer t_m bestimmt, und dann werden aus den Summenpreiskennlinien (Abb. 25) die zugehörigen spezifischen Kosten k_m für gemischten Betrieb und reinen Dampfbetrieb entnommen. Mit Hilfe dieser Kosten k_m und der Gleichstromarbeit sind die Gesamtkosten K für beide Betriebsfälle entsprechend folgender Zahlentafel 21 berechnet.

Für den Stoßspitzenbetrieb wurde $k_m = 2,4$ \mathcal{R}/kWh eingesetzt. Dieser Wert stellt den Mittelwert aus den reinen arbeitsabhängigen Kosten des Dieselmotoren- und Dampfkraftwerkes (Zahlentafel 3 und 4) entsprechend ihren Leistungsanteilen (Zahlentafel 17 bzw. Abb. 26) dar:

$$(k_m)_{St} = \frac{b_{Di} \cdot N_{Di} + b_{Da} \cdot N_{Da}}{N_{Di} + N_{Da}} = \frac{5 \cdot 54000 + 1,5 \cdot 154000}{54000 + 154000} = 2,4 \text{ } \mathcal{R}/\text{kWh}.$$

3. Ersparnis ohne Berücksichtigung der Reserven.

Aus der Zahlentafel 21 ergibt sich die Ersparnis bei gemischtem Betrieb gegenüber reinem Grundkraftwerksbetrieb zu:

$$E = 42\,540\,000 - 38\,030\,000 = 4\,510\,000, - \text{RM oder } 10,6\%.$$

Zahlentafel 21.

Zone	Gleichstrom- belastung	Gleichstrom- arbeit	t_m	km für gemischten Betrieb	km für reinen Dampf- betrieb	K für gemischten Betrieb	K für reinen Dampf- betrieb
	kW	10 ⁶ kWh	h	∩/kWh	∩/kWh	10 ⁶ RM	10 ⁶ RM
	A (Z. T. 18)	B (Z. T. 20)	$B : A$	C (Abb. 25)	D (Abb. 25)	$(B \cdot C) : 100$	$(B \cdot D) : 100$
1a (Da):	66 500	472,10	7 100	3,41	3,41	16,10	16,10
1b (Da):	66 500	204,22	3 070	5,54	5,54	11,30	11,30
2 (Di):	46 750	23,80	510	22,0	24,6	5,23	5,86
3 (Wa):	46 750	5,43	116	75,0	102,0	4,07	5,53
4 (Ei):	21 500	0,82	38	162,0	305,0	1,33	2,51
5 (St):	11 000	0,13	12	2,4	950,0	0,00	1,24
	259 000	706,50	2 730	5,39	6,03	38,03	42,54

Die Ersparnis je kWh beträgt:

$$e = 6,03 - 5,39 = 0,64 \text{ ∩/kWh.}$$

In diesen Kosten sind die Kosten für Reserven nicht enthalten.

4. Reserven.

Um ein vollständiges Bild über die Wirtschaftlichkeit sowohl bei gemischtem als auch bei reinem Grundkraftwerksbetrieb zu erhalten, sollen noch die Kosten für die notwendigen Reserven berechnet werden. Diese Kosten sind, wie früher ausgeführt, reine leistungsabhängige Kosten. Eine Reserve von 25% soll als ausreichend erachtet werden, wobei jedoch bei den Kraftquellen eine Aufrundung nach oben oder unten ent-

Zahlentafel 22. Reiner Grundkraftwerksbetrieb.

	Erforderliche Leistung (η s. Seite 56) kW	Ausbau einschl. Reserve kW	Reserve		a (Abb. 19) RM/kW	p	K 10 ⁶ RM
			kW	%			
			$C = B - A$				
	A	B			D	E	$C \cdot D \cdot E$
Kraftwerk	$a = 300\,000$	375 000	75 000	25	325,—	(Z. T. 4) 0,18	4,38
30-kV-Netz	$b = a \cdot (\eta)_{30 \text{ kV}} = 294\,000$	368 000	74 000	25	38,50	(Z. T. 8) 0,11	0,31
Umsp. Werk	$c = b \cdot (\eta)_{\text{Umsp.}} = 288\,000$	360 000	72 000	25	80,—	(Z. T. 9) 0,14	0,81
6-kV-Netz	$d = c \cdot (\eta)_{6 \text{ kV}} = 279\,000$	348 000	69 000	25	34,80	(Z. T. 10) 0,11	0,26
Umf. Werk	$e = d \cdot (\eta)_{\text{Umf.}} = 259\,000$	324 000	65 000	25	150,—	(Z. T. 11) 0,18	1,76
Insgesamt:							7,52

sprechend der Zahl und Leistung der verwendeten Maschineneinheiten vorgeonnen wird. Für die eigentlichen Speicheranlagen (Wasserspeicherbecken, elektrischer Speicher) wird keine Reserve vorgesehen, da mit Defekten, die das Speichervermögen wesentlich herabsetzen können, im allgemeinen nicht zu rechnen sein wird. Die erforderlichen Ausbauleistungen wurden der Zahlentafel 19 unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade der einzelnen Netzteile, und die Werte für a und p bzw. a_u und p_u den Kostenberechnungen auf den Zahlentafeln 3, 4, 6, 8, 9, 10 und 11 bzw. der Abb. 19 entnommen.

Gemischter Betrieb.
Zahlentafel 23. α) Dampfkraftwerk.

	Erforderliche Leistung (η s. Seite 56) kW	Ausbau einschl. Reserve kW	Reserve		a (Abb. 19) RM/kW	p	K 10 ⁶ RM
			kW	%			
	A	B	$C=B-A$		D	E	$C \cdot D \cdot E$
Kraftwerk	$a = 154\,000$ (Z. T. 19)	200 000	46 000	29,8	325,—	(Z. T. 4) 0,18	2,690
30-kV-Netz	$b = a \cdot (\eta)_{30\text{ kV}} = 151\,000$	189 000	38 000	25	38,50	(Z. T. 8) 0,11	0,161
Umsp. Werk	$c = b \cdot (\eta)_{\text{Umsp.}} = 148\,000$	185 000	37 000	25	80,—	(Z. T. 9) 0,14	0,414
6-kV-Netz	$d = c \cdot (\eta)_{6\text{ kV}} = 143\,000$	179 000	36 000	25	34,80	(Z. T. 10) 0,11	0,138
Umf. Werk	$e = d \cdot (\eta)_{\text{Umf.}} = 133\,000$	166 000	33 000	25	150,—	(Z. T. 11) 0,18	0,890
Insgesamt:							4,293

Zahlentafel 24. β) Dieselmotorenkraftwerk.

	Erforderliche Leistung η s. Seite 56. kW	Ausbau einschl. Reserve kW	Reserve		a (Abb. 19) RM/kW	p	K 10 ⁶ RM
			kW	%			
	A	B	$C=B-A$		D	E	$C \cdot D \cdot E$
Kraftwerk	$a = 52\,000$ (Z. T. 19)	60 000	8 000	15,4	260,—	(Z. T. 3) 0,18	0,375
6-kV-Netz	$b = a \cdot (\eta)_{6\text{ kV}} = 50\,300$	63 000	12 700	25	34,80	(Z. T. 10) 0,11	0,049
Umf. Werk	$c = b \cdot (\eta)_{\text{Umf.}} = 46\,750$	58 500	11 750	25	150,—	(Z. T. 11) 0,18	0,317
Insgesamt:							0,741

Die niedrige Reserve für das Dieselmotorenkraftwerk ist berechtigt, weil kleine Einheiten zur Verwendung gelangen, und die Reserve im Dampfkraftwerk verhältnismäßig hoch ist.

Zahlentafel 25. γ) Wasserspeicherkraftwerk.

	Erforderliche Leistung (η s. Seite 56) kW	Ausbau einschl. Reserve Reserve kW	Reserve		a_u (Abb. 19) RM/kW	p_u	K 10 ⁶ RM
			kW	%			
	A	B	$C=B-A$		D	E	$C \cdot D \cdot E$
Kraftwerk	(Z. T. 19) $a = 54\ 000$	67 500	13 500	25	150,—	(Z. T. 6) 0,132	0,268
30-kV-Netz	$b = a \cdot (\gamma)$ 30 kV = 53 000	66 200	13 200	25	38,50	(Z. T. 8) 0,11	0,056
Umsp. Werk	$c = b \cdot (\eta)$ Umsp. = 52 000	65 000	13 000	25	80,—	(Z. T. 9) 0,14	0,145
6-kV-Netz	$d = c \cdot (\eta)$ 6 kV = 50 300	63 000	12 700	25	34,80	(Z. T. 10) 0,11	0,049
Umf. Werk	$e = d \cdot (\eta)$ Umf. = 46 750	58 500	11 750	25	150,—	(Z. T. 11) 0,18	0,317
Insgesamt:							0,835

d) Elektrischer Speicher.

Keine Reserve erforderlich.

Zusammenstellung der Kosten für Reserven.

Reiner Grundkraftwerksbetrieb:

7 520 000,— RM (Z. T. 22)

Gemischter Betrieb:

(Da): 4 293 000,— RM (Z. T. 23)

(Di): 741 000,— „ (Z. T. 24)

(Wa): 835 000,— „ (Z. T. 25)

(El): 0,— „

5 869 000,— RM

Ersparnis an Kosten für Reserven bei gemischtem Betrieb:

7 520 000 — 5 869 000 = 1 651 000,— RM.

5. Zusammenstellung der Kosten.

In folgender Zahlentafel 26 sind alle Kosten nochmals zusammenfassend für beide Betriebsarten gegenüber gestellt:

Zahlentafel 26.

	Kosten bei	
	reinem Grundkraftwerksbetrieb RM	gemischtem Betrieb RM
Betriebsanlage	42 540 000,— (Z. T. 21)	38 030 000,— (Z. T. 21)
Reserveanlage	7 520 000,— (Z. T. 22)	5 869 000,—
Insgesamt:	50 060 000,—	43 899 000,—

Durch den gemischten Betrieb lassen sich die Jahreskosten demnach um

$$50060000 - 43899000 = 6161000 \text{ RM oder } 12,3\%$$

gegenüber reinem Grundkraftwerksbetrieb vermindern, was als ganz bedeutende Verbesserung der Wirtschaftlichkeit eines solchen Betriebes anzusehen ist. Dazu kommt noch mindestens eine Ersparnis von etwa 1 000 000 RM infolge Verringerung der Anheiz- und Leerlaufverluste der Grundkraftquelle im Sommer durch schrägen Einsatz der Spitzenkraft-erzeuger und infolge Vergleichmäßigung der Belastungskurve der Grundkraftquelle durch die Ladearbeit für die Speicher (siehe Abb. 26). Die Erhöhung der Betriebssicherheit durch die Momentanreserve der Speicher ist gleichfalls als bedeutender Vorteil zu werten.

E. Zusammenfassung der Ergebnisse.

Für eine elektrische Anlage liegt das Spitzenkraftproblem dann vor, wenn zur Erzeugung geringer Arbeitsmengen im Jahr Betriebsmittel großer Leistung erstellt werden müssen, und somit die Kosten für eine erzeugte kWh infolge der geringen Benutzungsdauer außerordentlich hoch und fast ausschließlich durch die den Anlagekosten proportionalen leistungsabhängigen Kosten bestimmt sind. Die Hauptforderung für wirtschaftliche Spitzenkraftherzeugung ist daher die Verringerung der Anlagekosten.

Diese wichtigste Bedingung kann erfüllt werden:

1. Durch Ausnutzung der Überlastungsfähigkeit der Betriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzen, für die genaue Zahlenwerte ermittelt wurden;

2. durch Errichtung von Dauerspitzenkraftquellen, die billig sind, wenn bei ihnen entsprechend den Bedingungen des Spitzenbetriebes keine Rücksicht auf Lebensdauer und Brennstoffverbrauch genommen zu werden braucht;

3. durch stärkste Heranziehung von Speicherkraftquellen, deren Anlagekosten je kW bei Erzeugung von verhältnismäßig schmalen Spitzen besonders niedrig werden;

4. durch Einführung der Ortsspitzenkraftherzeugung, d. h. durch Erzeugung der Spitzenkraft möglichst nahe am Orte des Verbrauches, weil dadurch unter Umständen besonders große Ersparnisse an Anlagekosten für das Netz gemacht werden können.

Gelingt es, durch diese vier Maßnahmen die leistungsabhängigen Kosten herabzusetzen, so bringt ein „horizontaler Einsatz“ der Spitzenkraftquellen unter allen Umständen wirtschaftliche Vorteile. Darüber hinaus kann noch eine weitere Verbesserung durch „schrägen Einsatz“ erzielt werden, wenn die Grundkraftquellen große Anheiz- und Leerlaufverluste besitzen.

An Hand eines Beispiels für das Stromversorgungsprojekt einer Großstadt wurde ein zweckmäßiges Verfahren für die Durchführung der

erforderlichen Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen angegeben und gezeigt, welche erheblichen Ersparnisse durch die genannten Maßnahmen erzielt werden können.

Literaturverzeichnis.

- Adolph: Neues vom Belastungsgebirge. ETZ 1927, S. 1682.
Büchi: Dieselmotoren, eine Untersuchung über ihre wirtschaftliche Verwendung. Schweiz. Bauzeitg. 79, 230.
Dettmar: Über den Ausgleich der Einzelbelastungen bei Elektrizitätswerken (Verschiedenheitsfaktor). ETZ 1926, S. 33.
Gruenewald: Elemente der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Wasserkraftanlagen. Karlsruhe und Leipzig: Friedrich Gutsch 1926.
Smolinski: Benutzungsstunden und Wirtschaftlichkeit von Kraftübertragungsleitungen. ETZ 1928, S. 81.
Weyrauch: Wirtschaftlichkeit technischer Entwürfe. Stuttgart: Konrad Wittwer 1916.
Windel: Höchstpreise für Stromlieferung. ETZ 1924, H. 38. — Höchstpreise für Elektrowärme. Ebenda 1925, H. 46.
-