Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 40 (1949)
Heft: 6

Artikel: Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen
Autor: Musil, Ludwig
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-1056354

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 23.08.2025

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

Tableau III

Courant nominal du fusible S_1	Courant nominal maximum du fusible S_2 (sélectif par rapport à S_1)			
D rapide A	*NH* 1 A	*NH* 2 A	*D* rapide A	*D'* retard. A
4	—	—	2	2
6	—	—	4	2
10	—	—	6	4
15	—	—	10	6
20	—	—	10 (15)	6
25	—	—	20	10
35	—	—	20 (25)	15
40	—	—	20 (25)	20
50	40	—	25 (35)	20 (25)
60	50	—	40	25
80	60	40	50 (60)	35
100	75	50	60 (80)	50
125	100	60	80 (100)	50 (60)
160	125	75	100 (125)	60
200	150	100	160	80 (100)

Tableau IV

Courant nominal du fusible S_1	Courant nominal maximum du fusible S_2 (sélectif par rapport à S_1)			
D retard A	*NH* 1 A	*NH* 2 A	*D* rapide A	*D* retard. A
4	—	—	2	2
6	—	—	4	4
10	—	—	6	6
15	—	—	10	10
20	—	—	15	15
25	—	—	20	20
35	—	—	25	25
40	—	—	25	25
50	40	40	40	35
60	50	50	50	50
80	60	60	60	60
100	75	75	80	60
125	100	100	100	80
160	125	125	125	100
200	150	150	160	125 (160)

Les fusibles pour lesquels la valeur du courant nominal est indiquée entre parenthèses ne sont que partiellement sélectifs. Pour ces fusibles, il peut arriver que le fusible précédent S_1 fonctionne également, lors de l'apparition de courants de court-circuit de forte intensité. La figure 1 représente un cas de ce genre, où les courbes de fusion des fusibles 20 A rapides et 50 A *NH* 1 coïncident lorsque les durées de fusion sont intérieures à 0,01 s environ. Ces fusibles ne sont donc que partiellement sélectifs entre eux.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen

Von *Ludwig Musil*, Graz

621.311.21.003

Es wird versucht, eine Wirtschaftlichkeitsbewertung von Wasserkraftanlagen unabhängig vom Energiepreis, ausgehend von den Kenngrössen der Wasserkraftanlage durchzuführen. Zu diesem Zwecke wird bei Laufkraftwerken der Energieanfall in jahreskonstante und inkonstante Energie aufgeteilt und für beide Energiequalitäten der tatsächliche Gestehungskostenanteil bestimmt. Mit Hilfe dieser Werte ist es möglich, Wirtschaftlichkeitskennlinien von Laufkraftwerken zu entwerfen, die einen gegenseitigen Vergleich der Wertigkeit verschiedener Anlagen zulassen. Auf dieser Grundlage gestattet die graphische Darstellung eine weitere qualitative Unterteilung der Disponibilität, die für tarifpolitische Erwägungen von Wert ist. Im Anschluss daran wird für Speicherkraftwerke ein ähnliches Kennliniendiagramm abgeleitet.

L'auteur propose une nouvelle méthode pour estimer le rendement des usines hydroélectriques en partant des caractéristiques de l'installation, indépendamment du prix de l'énergie. Dans ce but, il répartit l'énergie demandée à une usine au fil de l'eau en énergie annuelle constante et en énergie inconstante, puis il détermine la part des frais de production afférente à chacune de ces deux qualités d'énergie. Ces valeurs permettent d'établir les courbes de rendement de l'usine, à l'aide desquelles les valeurs de différentes installations peuvent être comparées. Grâce à ce procédé graphique, il est possible de sélectionner les diverses qualités d'énergie d'une manière encore plus détaillée et d'obtenir ainsi les renseignements nécessaires à l'établissement des tarifs. L'auteur termine son exposé en présentant un diagramme analogue pour les usines à bassin d'accumulation.

1. Problemstellung

Im Rahmen einer generellen Planung der Wasserkraftnutzung wird man das Bedürfnis empfinden, die einzelnen Ausbaumöglichkeiten nach ihrem wirtschaftlichen Nutzen zu bewerten und so ihre Bedeutung für die Energieversorgung festzustellen. Man erwartet von einer solchen Bewertung eine Möglichkeit zur Beurteilung über die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Projekte untereinander und damit über die zu wählende zeitliche Reihenfolge des Ausbaues. Darüber hinaus lässt sie Schlüsse auf die zukünftige Entwicklung des Energiepreisniveaus zu und bildet so die Grundlage für nötig werdende energiepolitische Massnahmen.

Die zeitliche Veränderlichkeit der Energiedisponibilität aus Wasserkraftanlagen bringt es mit sich, dass nicht allein die Kenntnis der spezifischen Ausbau- oder Gestehungskosten genügt, sondern dass diese mit der Art des Energieanfalles in Verbindung gebracht werden müssen, d. h. also, dass mit der Erfassung der Kosten auch eine qualitative Kennzeichnung der erzeugten Energie Hand in Hand zu gehen hat. Der Maßstab für eine solche qualitative Bewertung ergibt sich aus den Anforderungen des Bedarfes hinsichtlich Zeit und Höhe.

Verschiedene Vorschläge, auch die in der Schweiz stark verbreitete Praxis, beruhen darauf, die Disponibilität in Sommer- und Winterenergie aufzuteilen, für die Sommerenergie einen erzielbaren Preis anzunehmen und die pro kWh Winteranfall verbleibenden Anlagekosten zu ermitteln. In ähnlichen Gedankengängen bewegen sich Vorschläge, die von einer verfeinerten Abstufung der Energiequalität, z. B. Winter- bzw. Sommer-Spitzen-, Tages- und Nachtenergie ausgehen. Sie versuchen, für die einzelnen Energiequalitäten die erzielbaren Erlöse festzustellen und den Durchschnittswert mit den mittleren Gestehungskosten des Wasserkraftausbaues zu vergleichen. Allen diesen Bewertungsmethoden haftet als Mangel an, dass sie von zeitlich veränderlichen Voraussetzungen ausgehen, denn sowohl das Energiepreisniveau an sich, als auch die Verwert-

barkeit der verschiedenen Energiequalitäten und die Nachfrage nach diesen hängen von einer ganzen Reihe von zeitbedingten Umständen ab (Kohlenpreis, neue Anwendungsmöglichkeiten der elektrischen Energie auf dem Wärmesektor, Ausbau energieintensiver Betriebe, Export, Errichtung von Pumpspeichern usw. Es ist einleuchtend, dass eine Verquickung von Zahlen, die einerseits aus dem Ausbauprojekt, anderseits aus einer zu einem bestimmten Zeitpunkt bestehenden Absatzlage abgeleitet werden, nicht zu eindeutigen, von Zeitumständen unabhängigen Vergleichen von Wasserkraftbauvorhaben untereinander führen kann. Auch die Notwendigkeit, mit Energiepreisen rechnen und daher den Jahresfaktor einbeziehen zu müssen, ist als weiterer Nachteil anzusehen, da Zinsen und Steuersätze als weitere veränderliche Grössen in die Bewertung eingehen.

2. Die Bewertung von Laufkraftwerken

Jahreskonstantes und inkonstantes Dargebot

Man muss also nach einer Bewertungsweise suchen, die von Energiepreisen und Jahreskosten unabhängig ist und sich lediglich auf die spezifischen Anlagekosten und auf eine Kennzeichnung des Dargebotes stützt. Die Lösung dieser Aufgabe ist für Laufkraftwerke dann nicht schwierig, wenn man davon abgeht, die Aufteilung des Dargebotes qualitativ in Sommer- und Winterenergie vorzunehmen, dafür aber eine Gliederung in jahreskonstante und inkonstante Energie durchführt. Diese Unterteilung hat gegenüber der anderen ausserdem noch einige Vorzüge. Sie stimmt mit der Grundlage des modernen Tarifsystems, dem Grundgebührentarif, überein, bei dem der Leistungspreis nur von der gesicherten Leistung, also von der jahreskonstanten (evtl. auch von der sommerkonstanten) Energie erhoben werden kann. Bezieht man den Vergleich auf ein Jahr mit mittlerem Dargebot — die Wahl eines solchen ist vom wirtschaftlichen Standpunkt aus gesehen wohl die richtige — so ergibt die Unterteilung in konstantes und inkonstantes Dargebot auch sofort Aufschluss über die Höhe der in trockenen Jahren nötigen kalorischen Zusatzleistung, wenn man die Angaben für das mittlere Jahr noch durch solche für das Trockenjahr ergänzt. Auch die bereitzustellende Zusatzleistung als Überjahresausgleich ist für eine vergleichsweise Beurteilung von Wasserkraftprojekten von Einfluss.

Ausbaugrösse und wirtschaftliche Kennziffern

Um die Gliederung des Dargebotes und der Anlagekosten auf den jahreskonstanten und inkonstanten Anteil vornehmen zu können, bedarf es einer Untersuchung über die Abhängigkeit des Dargebotes W (kWh) und der Anlagekosten A (Fr.) von der Ausbauwassermenge Q_A (m³/s). Das *Dargebot* $W = f_1\,(Q_A)$ lässt sich aus der mittleren Jahresdauerkurve in einfacher und bekannter Weise ermitteln. Für unsere Zwecke ist es praktisch, einen relativen Maßstab zu wählen und die jahreskonstante Energie sowie die zugehörige Ausbauwassermenge gleich 1 zu setzen und andere Werte dieser Grössen als Vielfaches davon auszudrücken. Es ist oft üblich, die Wassermenge, die während 95 % des Jahres mittlerer Wasserführung, also während 8300 h auftritt, als jahreskonstanten Wert zugrundezulegen, um nicht zu abstrakt zu rechnen. Dies soll auch hier geschehen. In Fig. 1, in der die Dargebotskurve einer Wasserkraft eingetragen ist, sind $Q_{95\,\%}$ und das zugehörige $W_{95\,\%} = 1$ gesetzt. Die Kurve des Jahresdargebotes wurde noch ergänzt durch die Dargebotslinie für das Winterhalbjahr (W_w).

Die Abhängigkeit der *Anlagekosten* von der Ausbauwassermenge, $A = f_2\,(Q_A)$, wird grundsätzlich anders geartet sein, je nachdem, ob es sich um ein reines Staukraftwerk, Kanal- oder Stollenkraftwerk handelt. Bei Staukraftwerken werden die Kosten für Grunderwerb, Baustelleneinrichtung, Wehr und für die Arbeiten im Stauraum von der Ausbauwassermenge nicht beeinflusst. Variabel sind im wesentlichen nur die Kosten für das Maschinenhaus mit den maschinellen und elektrischen Einrichtungen. Die Kostenlinie wird also sehr flach verlaufen. Bei Kanal- und Stollenkraftwerken vergrössert sich der von der Ausbauwassermenge abhängige Anlagekomplex um den Kanal bzw. Stollen.

Die Erfahrung zeigt, dass die Kostenlinie annähernd durch eine Gerade dargestellt werden kann. Der Österreichische Wasserwirtschaftsverband hat für sie folgende Formel angegeben:

$$\frac{A_x}{A_{95\,\%}} = 1{,}0 + \beta\left(\frac{Q_x}{Q_{95\,\%}} - 1\right) \qquad (1)$$

darin bedeuten:

A_x die Anlagekosten bei der Ausbauwassermenge Q_x,
$A_{95\,\%}$ die Anlagekosten bei der Ausbauwassermenge $Q_{95\,\%}$,
β einen Faktor.

Nach den Ermittlungen des Österreichischen Wasserwirtschaftsverbandes liegt für Staukraftwerke β zwischen 0,09 und 0,145; bei Kanal- und Stollenkraftwerken wird man im allgemeinen mit einem $\beta > 0{,}25$ rechnen müssen. Der Faktor β ist für ein Wasserkraftprojekt eine wichtige Kenngrösse.

In Fig. 1 ist für das angenommene Beispiel auch die Kostenlinie eingetragen. Die Anlagekosten bei Ausbau auf das jahreskonstante Dargebot wurden mit 100 % angenommen. Die Kurve $a_0 = \frac{A}{W} = f_3\,(Q_A)$ (Fr./kWh) gibt uns mit Q_{opt} die Ausbauwassermenge, bei der die spezifischen Anlagekosten a_0 ein Minimum erreichen.

Die Quotienten

$$\frac{W_{opt}}{W_{95\,\%}} = \varkappa \text{ und } \frac{A_{opt}}{A_{95\,\%}} = \xi$$

stellen neben dem Faktor β und den absoluten Kosten A_{opt} wirtschaftliche Kennziffern für ein Wasserkraftprojekt dar, die, verglichen mit den analogen Zahlen anderer Anlagen, schon einen gewissen Hinweis auf die wirtschaftliche Bedeutung eines Bauvorhabens zulassen.

Es spricht viel dafür, Laufkraftwerke für diese optimale Wassermenge Q_{opt} auszubauen. Die Begründung würde jedoch über den Rahmen des hier gestellten Themas hinausgehen und Sache eines besonderen Aufsatzes sein. Für die Gültigkeit der weiteren Ableitungen ist es jedoch belanglos, ob die Wasserkraft auf Q_{opt} oder ein anderes Q ausgebaut ist. Wir wollen daher weiterhin allgemein für die

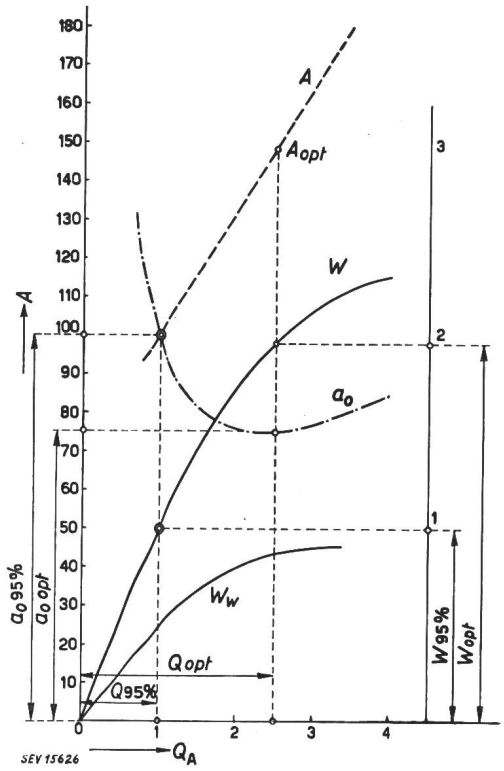

Fig. 1
Energiedargebot, Anlagekosten und spezifische Anlagekosten von Laufkraftwerken in Abhängigkeit von der Ausbauwassermenge
W Dargebot (kWh/Jahr); W_w Dargebot im Winter; A Anlagekosten (Fr.); Q_A Ausbauwassermenge; a_0 spezifische Anlagekosten (Fr./kWh)

der Ausbauwassermenge entsprechenden Werte Q, W, A und a_0 setzen. Anhand der Fig. 1 können wir die Aufteilung der spezifischen Anlagekosten auf jahreskonstantes und inkonstantes Dargebot leicht ermitteln. Es ist der auf das jahreskonstante Dargebot entfallende Kostenanteil

$$a_{ok} = a_{o\,95\,\%} = \frac{A_{95\,\%}}{W_{95\,\%}} = \frac{A}{\xi} \cdot \frac{\varkappa}{W} = \frac{\varkappa}{\xi} \cdot a_o \text{(Fr./kWh)} \tag{2}$$

und der auf das inkonstante Dargebot entfallende Anteil

$$a_{oi} = \frac{A - A_{95\,\%}}{W - W_{95\,\%}} = \frac{W\left(1 - \frac{1}{\xi}\right)}{W\left(1 - \frac{1}{\varkappa}\right)} =$$

$$= a_0 \frac{\varkappa}{\xi} \cdot \frac{\xi - 1}{\varkappa - 1} \text{ (Fr./kWh)} \tag{3}$$

Wir haben auf diese Weise eine Aufteilung der spezifischen Anlagekosten auf die beiden Energiequalitäten vorgenommen, wobei nur Zahlen zur Verwendung gelangen, die sich aus dem vorliegenden Kraftwerkprojekt ergeben. Entwirft man ein Diagramm, in dem die Anlagekostenanteile des jahreskonstanten Dargebotes a_{ok} als Abszisse und der Anteil am inkonstanten Dargebot a_{oi} als Ordinate aufgetragen werden, so kann man in dieses Koordinatensystem für die zu vergleichenden Wasserkraftwerke die Zahlenwerte für a_{ok} und a_{oi} einzeich-

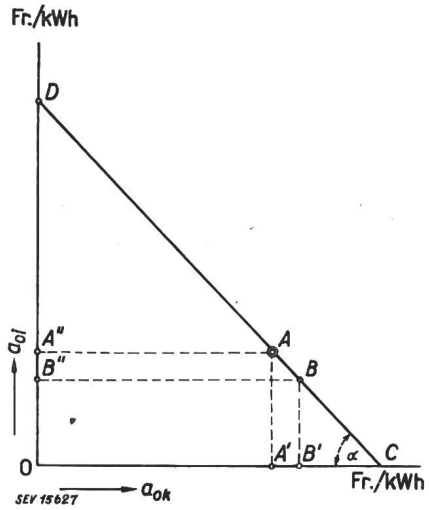

Fig. 2
Aufstellung der Wirtschaftlichkeitskennlinie eines Laufkraftwerkes
a_{oi} Spezifischer Anlagekostenteil des inkonstanten Dargebotes
a_{ok} Spezifischer Anlagekostenteil des jahreskonstanten Dargebotes

nen, wie dies in Fig. 2 für eine Anlage angedeutet ist. ($\overline{QA'} = a_{ok}$, $\overline{QA''} = a_{oi}$). Die Lage der Punkte lässt einen Vergleich über die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Bauvorhaben, bezogen auf die Kraftwerkstandorte, zu.

Die Wirtschaftlichkeitskennlinie von Laufkraftwerken

Man kann nun noch einen Schritt weitergehen. Die oben errechneten Werte a_{ok} und a_{oi} entsprechen exakt dem tatsächlich auf das jahreskonstante und inkonstante Dargebot entfallenden Aufwand. Bei dem einen Bauvorhaben werden nun die Kosten für die jahreskonstante Energie günstiger, dafür die für die inkonstante Energie höher sein, bei dem anderen kann gerade das Umgekehrte zutreffen. Es ist nun von Interesse, wie sich eine Kostenkomponente verändert, wenn man die andere verschiebt. Wie ändert sich z. B. der Kostenanteil a_{oi} des Werkes B, wenn man, abweichend von den tatsächlich anfallenden Beträgen, den Kostenanteil a_{ok} dem des Werkes A angleichen wollte? Auch diese Frage ist leicht zu beantworten. Man braucht nur von der Bedingung auszugehen, dass die gesamten Anlagekosten $A = a_o W$ eine gegebene Grösse sind. Man setzt:

$$a_o\ W = a_{okx}\, W_{95\,\%} + a_{oix}\ (W - W_{95\,\%}) \quad \text{(Fr.)}$$

$$a_o = \frac{a_{okx}}{\varkappa} + a_{oix}\left(1 - \frac{1}{\varkappa}\right) \text{ (Fr./kWh)}$$

$$\varkappa\ a_o = a_{okx} + a_{oix}\ (\varkappa - 1) \text{ (Fr./kWh)} \tag{4}$$

Setzt man die oben errechneten Werte für die tatsächlichen a_k und a_{oi} in diese Gleichung ein, so wird man sehen, dass sie erfüllt ist. Die Formel (4) stellt die Gleichung einer Geraden dar, die die Abszissenachse im Abstand

$$\overline{OC} = \varkappa\, a_o$$

die Ordinatenachse im Abstand

$$\overline{OD} = \frac{\varkappa}{\varkappa - 1}\, a_o$$

schneidet (Fig. 2). Diese Gerade ist der geometrische Ort der Anlagekostenwerte, für die die aufgestellte Bedingung der Deckung der Gesamtkosten erfüllt ist. Würde man z. B. vergleichsweise den inkonstanten Kostenanteil der betrachteten Anlage $a_{oi} = \overline{OA''}$ den Werten einer anderen Anlage mit dem Kostenanteil $\overline{OB''}$ anpassen wollen, so würde dies gegenüber dem tatsächlichen Kostenanteil für die jahreskonstante Energie $a_{ok} = \overline{OA'}$ eine Erhöhung auf $\overline{OB'}$ nötig machen. Aus Fig. 2 lässt sich aber leicht noch eine andere charakteristische Grösse abgreifen. Bildet man

$$\frac{\overline{OD}}{\overline{OC}} = \mathrm{tg}\,\alpha = \frac{1}{\varkappa - 1}$$

so stellt dieser Wert das Verhältnis

$$\frac{1}{\dfrac{W}{W_{95\,\%}} - 1} = \frac{W_{95\,\%}}{W - W_{95\,\%}} = \frac{W_{95\,\%}}{W_i}$$

dar. Die Neigung der Geraden, die man als *Wirtschaftlichkeitskennlinie* einer Wasserkraftanlage bezeichnen kann, gibt also das Verhältnis des konstanten zum inkonstanten Dargebot an. Je steiler die Gerade verläuft, um so grösser ist der Anteil an jahreskonstanter Energie.

In Tabelle I sind die Kennziffern für sechs untersuchte Wasserkraftprojekte, Werte in österreichischer Währung (Schilling), zusammengestellt. Mit

Daten der untersuchten Beispiele

Tabelle I

Beispiel	Kraftwerktyp	Kanal- bezw. Stollenlänge km	$Q_{95\%}$ m³/s	H_n m	$\varkappa$	β	ξ	$a_{o\,opt}$ S/kWh
1	Staukraftwerk . . .	—	84	12	2,85	0,113	1,39	0,10
2	Staukraftwerk . . .	—	60	15	2,53	0,12	1,38	0,13
3	Staukraftwerk mit Schleusenanlage .	—	660	8	1,85	0,097	1,19	0,14
4	Kanalkraftwerk . .	4	29	15	2,15	0,28	1,51	0,20
5	Kanalkraftwerk . .	5	43	15	2.00	0.31	1,47	0,21
6	Stollenkraftwerk . .	5,1	26	80	2,03	0.32	1,53	0,14

ihrer Hilfe wurden die in Fig. 3 dargestellten Wirtschaftlichkeitskennlinien dieser Werke ermittelt. Die kostenechte Aufteilung der spezifischen Anlagekosten auf jahreskonstantes und inkonstantes Dargebot nach den Formeln (2) und (3) ist durch die auf den einzelnen Linien hervorgehobenen Punkte zum Ausdruck gebracht. Nach diesen Kennlinien lässt sich folgende Rangordnung der Bauvorhaben aufstellen: 1, 3, 6, 2, 5, 4. Der Aufwand für die Übertragung und für die Beschaffung von Zuschussenergie in Trockenjahren kann zu einer Korrektur der Einreihung führen.

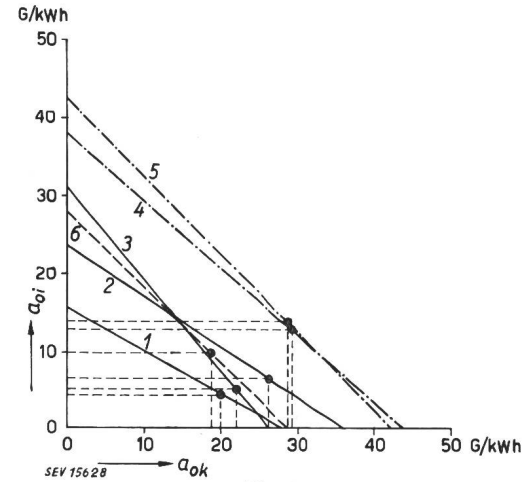

Fig. 3

Wirtschaftlichkeitskennlinien von Laufkraftwerken (Tabelle I)

a_{oi} Spezifischer Anlagekostenteil des inkonstanten Dargebotes (in Groschen/kWh)

a_{ok} Spezifischer Anlagekostenteil des jahreskonstanten Dargebotes (in Groschen/kWh)

Graphische Darstellungen des Dargebotes

Die grundsätzliche Unterteilung des Dargebotes in jahreskonstante und -inkonstante Energie bietet den Ausgangspunkt für eine weitergehende Verfeinerung seiner Gliederung. Sie ist in den Diagrammen Fig. 4 für zwei Beispiele dargestellt. Die Dia-

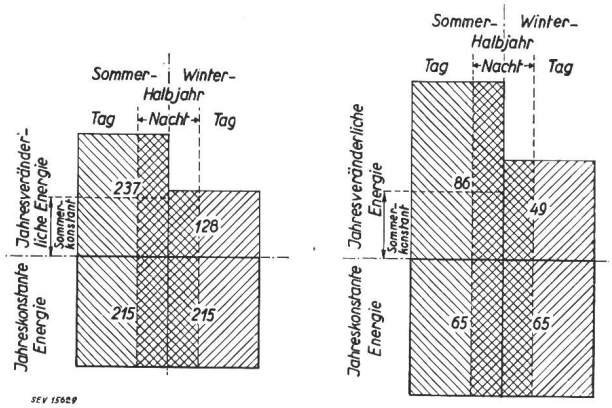

Fig. 4

Gliederung des Energiedargebotes bei Ausbau auf wirtschaftlichste Ausbauwassermenge

links: Staukraftwerk; *rechts:* Stollenkraftwerk
Die Zahlen geben die Energie in GWh an

gramme werden durch ein Achsenkreuz in 4 Quadranten zerlegt. Die horizontale Achse teilt das Dargebot in jahreskonstante und -inkonstante Energie, die vertikale Achse diese wieder in Sommer- und Winterenergie. Die Flächen entsprechen maßstäblich den Jahresenergiemengen. Die jahreskonstante Energie teilt sich zu gleichen Mengen auf Sommer- und Winterenergie auf. Für die jahreszeitliche Gliederung der inkonstanten Energie werden die Energiesummenlinien für das Winterdargebot allein herangezogen (siehe Fig. 1). Aus den für das Sommer- und Winterhalbjahr oder für die einzelnen

Monate als Planungsgrundlage aufgezeichneten Dauerlinien lässt sich die Wassermenge abgreifen, die während der sechs Sommermonate konstant bleibt, und die ihr entsprechende Energiemenge errechnen. Auch diese Unterteilung des Sommerdargebotes ist durch eine gestrichelte Linie angedeutet. Schliesslich finden wir noch die Nachtenergie besonders hervorgehoben, die, auf 8 h bezogen, jeweils 1/3 der einzelnen Dargebotsmengen beträgt (kreuzweise schraffierte Fläche). Man könnte die Darstellung noch durch die Kennzeichnung der Sonntagsenergie ergänzen, die hinsichtlich ihrer Absatzfähigkeit der Nachtenergie etwa gleichkommt.

Diese Diagramme stellen eine zweckmässige Ergänzung der Wirtschaftlichkeitskennlinien für die Beurteilung der wirtschaftlichen Bedeutung von Wasserkraftprojekten dar. Sie sind aber auch in Verbindung mit den Anlagekostenanteilen für die konstante und inkonstante Jahresenergie eine Hilfe bei der Erstellung der Energietarife. Diese Ausführungen dürften jedenfalls gezeigt haben, dass die hier erläuterte Bewertungsmethode eine eindeutige Grundlage für die Beurteilung von Laufkraftwerken darstellt und eine weitere Verfeinerung der Abstufung nach Energiequalitäten in einfacher Weise zulässt.

3. Die Bewertung von Speicherkraftwerken

Bei Speicherkraftwerken ist es schwieriger, eine Bewertungsweise zu finden, die von Energiepreisen oder Vergleichen mit der kalorischen Spitzendeckung unabhängig ist. Eine Aufteilung in jahreskonstante und inkonstante Energie ist hier wenig sinnvoll, da die gespeicherte Dargebotsmenge bewertungsmässig weder der einen noch anderen Energieart zugerechnet werden kann. Eine Folge davon ist, dass man auch für die Umlegung der Anlagekosten über keine eindeutige Grundlage verfügt, da die über die jahreskonstante Leistung hinaus installierte Ausbauleistung sowohl der Abarbeitung des nichtgespeicherten Sommerüberschussdargebotes als auch der gespeicherten Energiemenge dient. Trotzdem lässt sich auch hier auf die gleichen Gedankengänge, die wir für die Bewertung von Laufkraftwerken entwickelt haben, zurückgreifen und diese mit einer sinngemässen Abwandlung auch auf die Speicherkraftwerke anwenden. Wir können hier so vorgehen, dass wir an Stelle der jahreskonstanten Energie das jahreskonstante Dargebot mit der gespeicherten Energie zusammenfassen und diese als für das Mitteljahr gesichertes Dargebot W_G bezeichnen, während wir das restliche Dargebot, das sinngemäss der inkonstanten Energie bei den Laufkraftwerken entspricht, als Überschussenergie $W_{\ddot{U}}$ betrachten wollen. Bei der Ermittlung des gesicherten Dargebotes muss beachtet werden, dass zumindest im Winterhalbjahr die Nacht- und Sonntagsenergie ebenfalls gespeichert wird, um während der Tagesstunden verwertet zu werden. Dies kommt in einer Vergrösserung des Speicherfüllfaktors f [1]) zum Ausdruck. Um eine Doppelzählung zu vermeiden, ist diese Energie vom jahreskonstanten Dargebot abzuziehen. Die gesicherte Energiemenge kann mit hinreichender Annäherung durch folgenden Ausdruck erfasst werden:

$$W_G = \frac{8300 - (182 \cdot 8 + 30 \cdot 16)}{8300} W_{95\%} + f W_S =$$
$$= 0{,}77\, W_{95\%} + f W_S \text{ (kWh/Jahr)}$$

Darin bedeuten 182·8 die Nachtstunden und 30·16 die Sonn- und Feiertags-Tagesstunden im Winterhalbjahr, W_s den Speicherinhalt in kWh. Bezeichnen wir wieder mit

$a_o = A/W$ die spezifischen Anlagekosten, bezogen auf das Gesamtdargebot W im mittleren Jahr (Fr./kWh),

$\kappa = W/W_G$,

a_{oGx} und $a_{o\ddot{U}x}$ die anteiligen Anlagekosten für die gesicherte und für die Überschussenergie (Fr./kWh),

so ergibt sich in analoger Weise wie bei den Laufkraftwerken die Beziehung

$$a_o\, W = a_{oGx}\, W_G + a_{o\ddot{U}x}\, (W - W_G)$$
$$\kappa\, a_o = a_{oGx} + a_{o\ddot{U}x}\, (\kappa - 1) \text{ (Fr./kWh)} \quad (5)$$

Man erhält wieder eine Gerade als Wirtschaftlichkeitskennlinie. Der Unterschied gegenüber den Laufkraftwerken besteht jedoch, abgesehen von der anderen Dargebotsaufteilung, darin, dass die Anlagekosten a_o nicht eindeutig auf die gesicherte und Überschussenergie umgelegt werden können, wie dies vorhin der Fall war. Die Aufteilung ist hier variabel, nur ist einem bestimmten a_{oGx} ein entsprechender Wert $a_{o\ddot{U}x}$ zugeordnet.

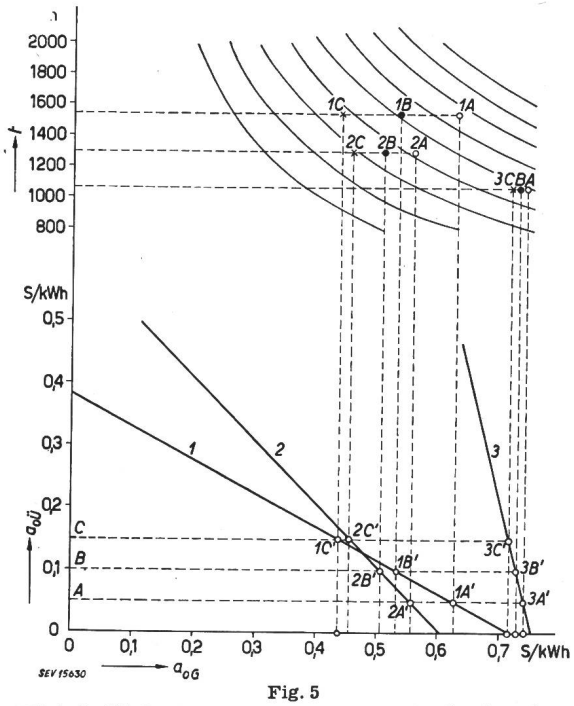

Fig. 5
Wirtschaftlichkeitskennlinien von Speicherkraftwerken (Tabelle II)

$a_{o\ddot{U}}$ Spezifischer Anlagekostenteil der Überschuss-Energie (in Schilling/kWh)

a_{oG} Spezifischer Anlagekostenteil des gesicherten Dargebotes (in Schilling/kWh)

t Benützungsdauer bezogen auf das gesicherte Dargebot

[1]) Verhältnis: jährlich gespeicherte Energiemenge/Speicherinhalt.

In Fig. 5 sind für drei Beispiele die Wirtschaftlichkeitskennlinien eingetragen. Die zugrundegelegten Werte sind folgende:

Tabelle II

Anlage	a_0 S/kWh	$\varkappa$	t_G h
1	0,25	2,87	1550
2	0,31	1,98	1300
3	0,6	1,25	1070

Je grösser die gespeicherte Energiemenge im Verhältnis zum Gesamtdargebot ist, um so steiler verläuft die Kennlinie. Die Anlage 3 z. B. kommt einem reinen Winterspeicherwerk sehr nahe, während die Anlage 1 als Laufkraftwerk mit einem Jahresspeicher angesehen werden kann. Bei ihr ist die Überschussenergie grösser als das gesicherte Dargebot. Allerdings genügen bei den Speicherkraftwerken die Kennlinien nicht allein für die Beurteilung ihrer Wirtschaftlichkeit. Bei den Laufkraftwerken war der jahreskonstanten Energie eine Jahresbenutzungsdauer von 8300 h zugeordnet, so dass die Benutzungsdauer nicht besonders berücksichtigt zu werden brauchte. Bei den Speicherwerken ist jedoch die Benutzungsdauer der Ausbauleistung, auf die gesicherte Energie bezogen, von Fall zu Fall sehr verschieden, je nach dem Umfang der Speicherung. Die Benutzungsdauer ist

$$t_G = \frac{W_G}{P_A} = \frac{0{,}77\, W_{95\,\%} + f\, W_S}{P_A} \quad \text{(h)}$$

Es kommt nun darauf an, ein Kriterium dafür zu finden, wann zwei Anlagen mit verschiedenen spezifischen Anlagekosten pro kWh gesicherter Energieabgabe und voneinander abweichenden Benutzungsdauern gleichwertig sind. Dies ist offenbar der Fall, wenn

$$(a_{oG}\ t_G)_1 = (a_{oG}\ t_G)_2 = a \ \text{(Fr./kW)}$$

ist. Man zeichnet daher eine Kurvenschar

$$a_{oGx} = \frac{a_x}{t_G} \ \text{(Fr./kWh)}$$

die gleichseitige Hyperbeln darstellt. Man kann nun den Wirtschaftlichkeitsvergleich in folgender Weise durchführen: Da eine eindeutige Aufteilung der Kosten auf das gesicherte und Überschussdargebot nicht möglich ist, nimmt man zweckmässig auf den Kennlinien einige Punkte mit jeweils gleichen Werten $a_{oü}$ (A, B und C) an; diesen sind auf der Abszissenachse bestimmte Werte a_{oG} zugeordnet (Fig. 5). Im Schnittpunkt der über den a_{oG}-Werten errichteten Ordinaten mit den Ordinaten über den für die einzelnen Anlagen geltenden Benutzungsdauern t_G erhält man die Kennpunkte der einzelnen Anlagen. Danach ist die Rangfolge der Werke bei den Kostenannahmen A und B 2, 3, 1; bei der Annahme C, die aber wegen ihrer hohen Werte $a_{oü}$ keine praktische Bedeutung hat, wäre die Rangfolge 2, 1, 3.

Nach der hier geschilderten Methode erscheint es möglich, auch für Speicherkraftwerke untereinander eine Vergleichsbasis zu schaffen, die zwar nicht die Ursprünglichkeit aufweist wie bei Laufkraftwerken, jedoch durch die Kennliniendarstellung eine von *bestimmten* zulässigen Gestehungspreisen unabhängige Beurteilung zulässt, die auch von Energiepreisen losgelöst ist. Ebenso wie für Laufkraftwerke kann man auch für Speicherkraftwerke ein Dargebotsschaubild entwerfen (Fig. 4). Das unter der horizontalen Achse liegende Feld wird hier vom gesicherten Dargebot eingenommen, wobei infolge der Speicherung die Arbeitsfläche im rechten Quadranten überragen wird. Hingegen dürfte der Winterüberschuss (rechter oberer Quadrant) sehr zurücktreten, da ihm ein gewisser Ausgleich durch die Speicherung zugutekommt. Die Streifen der Nachtenergie im Winterhalbjahr werden bei Speicherwerken verschwinden, da damit gerechnet werden kann, dass diese durch die Speicherung in Tagesenergie umgewandelt werden.

Es wäre für eine grosszügige Ausbauplanung der Wasserkräfte wertvoll, ihre voraussichtlichen wirtschaftlichen Ergebnisse zu erfassen. Die hier geschilderten Möglichkeiten einer vergleichenden Wertung mögen als Beitrag hiezu angesehen werden und zu einer Diskussion anregen.

Adresse des Autors:
Prof. Dr. techn. *Ludwig Musil*, Opernring 7, Graz (Österreich).

Technische Mitteilungen — Communications de nature technique

Erhitzung durch Induktion

621.364.15

Unter diesem Titel hielt *H. B. Osborn*, technischer Direktor der Ohio Crankshaft Co., Clevland, am 4. Februar 1949 in Zürich einen von A. Schubarth & Co., Basel, veranstalteten Vortrag.

Die ausserordentlich grosse Entwicklung der Motorisierung der Kulturländer veranlasste die Techniker, neue Wege und Verfahren zu suchen, welche die Oberflächenbehandlung der Motorenteile schneller und wirtschaftlicher ermöglichen. Der Versuch, die Hochfrequenz-Induktionsheizung in diesen Dienst zu stellen, führte zu beachtenswerten Ergebnissen.

Das Prinzip dieses Verfahrens ist folgendes: Das zu erhitzende Material, oder ein Teil desselben, wird in das magnetische Feld eines Hochfrequenzkreises gebracht, ohne dass dabei ein Kontakt zustande käme. Die durch die magnetischen Kraftlinien entstehenden Wirbelströme, und, wenn es sich um ein Material mit magnetischen Eigenschaften handelt, Hysteresis-Wärme, erwärmen das Werkstück (Fig. 1). Bei den Versuchen konnte festgestellt werden, dass bei einer Frequenz von über 1 kHz und einer Erhitzung auf Schmiedetemperaturen die Hysteresis-Wärme nicht mehr beachtenswert ist und vernachlässigt werden kann. Das Günstige bei diesem Verfahren liegt darin, dass die Wirbelströme mit zunehmender Frequenz sich mehr und mehr auf die Oberfläche des Werkstückes konzentrieren (Skin-Effekt) und dadurch auch nur die Oberfläche wärmen. Der Kern des Werkstückes wird nur durch Wärmekonvektion erhitzt. Bei entsprechend gewählter Frequenz und genügend starkem magnetischem Feld kann die Oberfläche des Materials so schnell auf die Härtetemperatur erhitzt und sofort abgeschreckt werden, dass die Oberfläche die gewünschte Härte aufweist, der Kern des Materials jedoch seine ursprüngliche Struktur beibehält. Die Wahl einer niederen Frequenz und einer kleineren Stromstärke (geschwächtes magnetisches Feld) mit längerer Aufheizzeit ermöglicht dagegen, dass das Material vollständig durcherhitzt und für das Schmieden, Glühen usw. vorbereitet wird. Eine ganz freie Wahl der Frequenz ist jedoch