

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 64 (1973)
Heft: 3

Artikel: Der Einfluss der Pumpspeicherwerke auf die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, des Wirkungsgrades und der Zuverlässigkeit von Verbundnetzen
Autor: Cuénod, M.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-915514>

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: 18.02.2026

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Der Einfluss der Pumpspeicherwerke auf die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, des Wirkungsgrades und der Zuverlässigkeit von Verbundnetzen

Von M. Cuénod

Leicht gekürzter Bericht vorgetragen am Symposium der ECE über Pumpspeicherwerke in Athen vom 6. bis 8. November 1972

Zusammenfassung

Der nachfolgende Bericht untersucht, welche wirtschaftlichen Vorteile ein Pumpspeicherwerk in einem elektrischen Verbundnetz mit vorwiegend thermischer Energieerzeugung bringen kann.

Im ersten Kapitel werden diejenigen allgemeinen Beziehungen und Formeln entwickelt, mit denen der Gewinn berechnet werden kann, den ein Pumpspeicherwerk in Abhängigkeit der folgenden Parameter für die Energieerzeugung eines Netzes bringt:

- Mittlere Erzeugungskosten der Grundlast- und der Spitzenlastwerke
- Erstellungskosten des Pumpspeicherwerks
- Wirkungsgrad des Pumpen-Turbinen-Zyklus
- Benutzungsdauerfaktor des Netzes

Im zweiten Kapitel werden einige Hinweise gegeben auf die Erzeugungskosten von Regulierenergie in einem Netz mit thermischer Erzeugung und Frequenz-Leistungsregulierung. Es werden die Einsparungen berechnet, welche möglich sind, wenn man die benötigte Regulierenergie in Pumpspeicherwerken erzeugen kann.

Im dritten Kapitel wird gezeigt, welche Verbesserungen der Betriebssicherheit eines Netzes man durch die Erstellung eines Pumpspeicherwerks in einem solchen Netz erwarten kann.

Im Schlusskapitel «Ergebnisse» wird auf die folgenden, zahlenmässig schwer bestimmbareren Vorteile von Pumpspeicherwerken hingewiesen:

- Verbesserung der dynamischen Stabilität des Netzes
- Verbesserung der Spannungshaltung und Herabsetzung der Übertragungsverluste
- Verbesserung der Betriebsbedingungen für die Gesamtheit der thermischen Kraftwerke eines Netzes
- Vermeidung der Nachteile, welche der Einführung von thermischen Spitzenkraftwerken folgen
- Grosse Betriebssicherheit und lange Lebensdauer

Einleitung

Die Vorteile, welche ein Pumpspeicherwerk bringt, kann man nur in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen des gesamten Verbundnetzes beurteilen, an welches das Pumpspeicherwerk angeschlossen ist. Es gibt verschiedenartige Vorteile, und diese sind verschieden gross, je nach der Struktur des in Frage kommenden Verbundnetzes und der Art der verschiedenen andern Kraftwerke in diesem Verbundnetz.

Da der Umfang des vorliegenden Berichts begrenzt ist, muss er sich auf folgende drei Gebiete beschränken:

- Erzeugung der Spitzenenergie
- Erzeugung der Regulierenergie

- Verbesserung der Betriebssicherheit des Verbundnetzes

Im Schlusskapitel werden noch weitere Vorteile von Pumpspeicherwerken erwähnt, die zwar zahlenmässig schwer zu bestimmen sind, aber trotzdem berücksichtigt werden müssen.

1. Erzeugung der Spitzenenergie

Der wirtschaftliche Vorteil eines Pumpspeicherwerks für die Erzeugung von Starklast- oder Spitzenenergie in einem Verbundnetz ist schon in vielen Veröffentlichungen untersucht worden. Einige dieser Veröffentlichungen sind im Literaturverzeichnis am Schlusse des vorliegenden Berichts aufgeführt.

In unserm heutigen Bericht möchten wir eine neue Methode erläutern, welche es ermöglicht, in erster Annäherung den wirtschaftlichen Vorteil zu berechnen, den ein Pumpspeicherwerk in einem Verbundnetz mit vorwiegend thermischer Erzeugung bringen kann.

Fig. 1a zeigt die Jahresdauerkurve der in einem Verbundnetz verbrauchten elektrischen Leistungen, und Fig. 1b zeigt die Jahresdauerkurve der erzeugten Leistungen verschiedener Kraftwerke dieses Netzes.

Die vom Kraftwerk i gelieferte Energiemenge ist dargestellt durch ein Rechteck, dessen Grundlinie die Ausnutzungsdauer T_i dieses Kraftwerks und dessen Höhe die Höchstleistung P_i dieses Kraftwerks bildet. Die einzelnen Kraftwerke sind in dieser Figur nach ihrer Ausnutzungsdauer geordnet.

Die Dauerkurve der erzeugten Leistungen unterscheidet sich von der Dauerkurve der verbrauchten Leistungen aus folgenden Gründen: Die Ausnutzungsdauer der Grundlastwerke wird verkürzt durch die notwendigen Betriebsunterbrüche für Revisionen und Unterhalt des Werks. Gegenüber den tatsächlich verbrauchten Leistungen muss in den Kraftwerken ständig ein bestimmter Leistungsanteil als Reserve bereitgehalten werden.

In Fig. 1c ist die Dauerkurve der erzeugten Leistungen als Annäherung durch eine Gerade ersetzt worden.

Die Gesamtjahreskosten für die Energieerzeugung eines Netzes erhält man, indem man die Erzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke dieses Netzes nach dem in Fig. 2 dargestellten Prinzip addiert.

Fig. 2a gilt für den Fall eines Netzes ohne Pumpspeicherwerk. Die Fläche S_1 stellt die in den Grundlastwerken erzeugte Energiemenge dar und die Fläche S_2 die Energiemenge aus den Spitzenwerken.

Fig. 2b gilt für ein Netz, welches auch über ein Pumpspeicherwerk verfügt. Das Dreieck S_3 stellt die im Pumpspeicherwerk erzeugte und das Dreieck S_4 die vom Pumpspeicherwerk verbrauchte Energiemenge dar.

Fig. 1
Jahresdauercurve der verbrauchten und erzeugten Leistungen in einem Verbundnetz

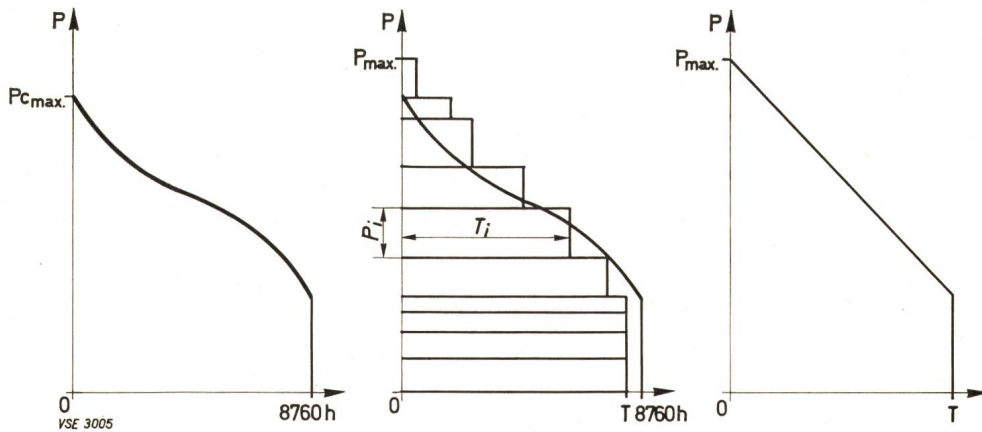


Fig. 1a
Dauercurve der verbrauchten Leistungen
 P_{\max} grösste im Netz verbrauchte Leistung

Fig. 1b
Dauercurve der erzeugten Leistungen
 P_{\max} grösste im Netz erzeugte Leistung

Fig. 1c
Annäherung der Dauercurve der erzeugten Leistungen durch eine Gerade

Aus dem Verhältnis dieser beiden Flächen ergibt sich der Wirkungsgrad η des Pumpspeicherbetriebs, als

$$\eta = \frac{S_3}{S_4}$$

Durch ein Pumpspeicherwerk wird die Energieerzeugung der Grundlastwerke vergrößert (Fläche S_1) und die Energieerzeugung der Spitzenwerke verkleinert (Fläche S_2).

Es wird angenommen, dass die Erzeugungskosten der Energie E_i eines thermischen Kraftwerkes i mit der Leistung P_i aus festen, von der erzeugten Energiemenge unabhängigen Kosten und von Kosten bestehen, die zu der erzeugten Energiemenge proportional sind:

$$C_i = P_i a_i + E_i b_i = P_i (a_i + u_i c_i)$$

wobei

C_i = Gesamtjahreskosten des Kraftwerkes i

a_i = feste Jahreskosten pro kW installierter Werksleistung (d. h. Kapitalkosten, Amortisationen, Kosten für Unterhalt und Personal usw.)

b_i = erzeugungsabhängige Kosten pro erzeugte kWh (vorwiegend Brennstoffkosten)

$c_i = b_i T_i$ = erzeugungsabhängige Kosten für den Fall, dass das Kraftwerk i während der Bezugszeitdauer T im Dauerbetrieb steht.

u_i = Ausnutzungsfaktor des Kraftwerkes i

Zur weiteren Vereinfachung nehmen wir an, dass man in einem konventionellen Wasserkraftwerk und in einem Pumpspeicherwerk die erzeugungsabhängigen Kosten vernachlässigen kann.

In erster Annäherung kann man die Gesamtjahreskosten für die Energieerzeugung in einem Verbundnetz durch die folgenden beiden Formeln darstellen:

– Verbundnetz ohne Pumpspeicherwerk:

$$C_t = P_{\max} a \left[(2u - 1)(1 + \gamma) + 2(1 - u) \left(\alpha_t + \frac{\gamma_t}{2} \right) \right]$$

– Verbundnetz mit Pumpspeicherwerk:

$$C_p = P_{\max} a \left[(2u - 1)(1 + \gamma) + 2(1 - u) \left(\alpha_t + \frac{\gamma_t}{2} \right) \right] + p \left(\alpha_p - \alpha_t + \frac{1}{\sqrt{\eta}} (1 + \gamma - \alpha_t - \gamma_t) \right) + p^2 \frac{\gamma_t}{4\eta} \cdot \frac{1 - \eta}{1 - u}$$

Es bedeuten in diesen Formeln:

a = durchschnittliche Baukosten der Grundlastkraftwerke pro kW installierter Leistung

c = durchschnittliche erzeugungsabhängige Kosten der Grundlastkraftwerke

$\gamma = \frac{c}{a}$ = relative erzeugungsabhängige Kosten der Grundlastkraftwerke

$\alpha_t = \frac{a_t}{a}$ = relative durchschnittliche feste Kosten der Spitzenkraftwerke

a_t = durchschnittliche feste Kosten der Spitzenkraftwerke pro kW installierter Leistung

$\gamma_t = \frac{c_t}{a}$ = relative erzeugungsabhängige Kosten der Spitzenkraftwerke

c_t = durchschnittliche erzeugungsabhängige Kosten der Spitzenkraftwerke

$\alpha_p = \frac{a_p}{a}$ = relative feste Kosten der Pumpspeicherwerke

Fig. 2
Bestimmung der Energie-Erzeugungskosten ohne und mit Pumpspeicherwerk

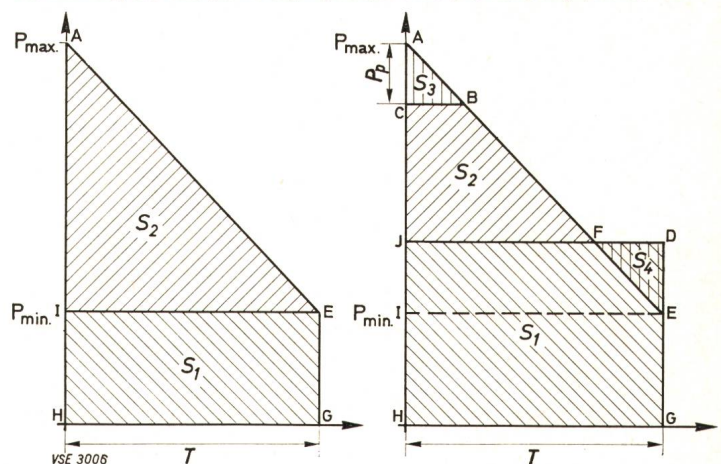


Fig. 2a
Bestimmung der Erzeugungskosten ohne Pumpspeicherwerk
 S_1 Grundlastenergie
 S_2 Spitzenenergie

Fig. 2b
Bestimmung der Erzeugungskosten mit Pumpspeicherwerk
 S_3 für das Pumpen verbrauchte Energie
 S_4 vom Pumpspeicherwerk erzeugte Energie

a_p = feste Kosten der Pumpspeicherwerke pro kW installierter Turbinenleistung
 η = Wirkungsgrad des Pumpspeicherbetriebs
 $p = \frac{P_p}{P_{\max}}$ = relative Leistung der Pumpspeicherwerke in bezug auf das gesamte Netz
 P_p = grösste Turbinenleistung der Pumpspeicherwerke
 $u = \frac{P_{\max} + P_{\min}}{2 \cdot P_{\max}}$ = Ausnutzungsdauerkoeffizient aus der Jahresdauerkurve der im Verbundnetz erzeugten Leistungen

In den festen Kosten der Pumpspeicherwerke müssen auch die Kosten der Netze für den Zutransport der Pumpenergie und den Abtransport der erzeugten Energie des Pumpspeicherwerks enthalten sein und im Wirkungsgrad des Pumpspeicherbetriebs die Verluste, die bei diesen Transporten entstehen.

Der in Relativwerten ausgedrückte Gewinn G aus der Einschaltung eines Pumpspeicherwerks in ein Verbundnetz ergibt sich aus nachstehender Formel:

$$G = \frac{C_t - C_p}{C_t} = Ap - Bp^2$$

wobei $A = \frac{1}{\sqrt{\eta}} (\alpha_t + \gamma_t - 1 - \gamma) + \alpha_t - \alpha_p$
 $(2u - 1)(1 + \gamma) + 2(1 - u) \left(\alpha_t + \frac{\gamma_t}{2} \right)$

$$B = \frac{\gamma_t(1 - \eta)}{4\eta(1 - u) \left[(2u - 1)(1 + \gamma) + 2(1 - u) \left(\alpha_t + \frac{\gamma_t}{2} \right) \right]}$$

Der Gewinn G erreicht seinen Höchstwert G_{\max} , wenn man dem Pumpspeicherwerk die optimale Leistung P_{opt} gibt.

Es gilt

$$G_{\max} = \frac{A^2}{4B} \quad \text{pour} \quad p_{\text{opt}} = \frac{A}{2B}$$

Wenn man die vorstehend für A und für B angegebenen Werte in die Formel einsetzt, so erhält man nach einigen Rechnungsgängen die folgenden Beziehungen für die optimale Leistung des Pumpspeicherwerks und für den Höchstwert des Gewinnes G_{\max} :

$$p_{\text{opt}} = \frac{2\sqrt{\eta}(1 - u)}{1 - \eta} \left[\alpha_t + \gamma_t - 1 - \gamma + \sqrt{\eta}(\alpha_t - \alpha_p) \right]$$

$$G_{\max} = \frac{(1 - u)}{(1 - \eta)\gamma_t} \cdot \frac{[\alpha_t + \gamma_t - 1 - \gamma + \sqrt{\eta}(\alpha_t - \alpha_p)]^2}{(2u - 1)(1 + \gamma) + 2(1 - u) \left(\alpha_t + \frac{\gamma_t}{2} \right)}$$

Die vorstehenden Formeln zeigen, dass die optimale Pumpspeicherwerkleistung und der Gewinn um so grösser sind,

- je höher der Wirkungsgrad ist,
- je mehr die festen und die erzeugungsabhängigen Kosten α_t und γ_t der Spitzenenergie höher liegen als die entsprechenden Kosten der Grundlastenergie,
- je niedriger die Kosten α_p pro kW installierter Leistung im Pumpspeicherwerk gegenüber den Kosten α_t pro kW installierter Leistung im thermischen Spitzenkraftwerk sind.

Diese Resultate waren im Prinzip voraussehbar. Der Wert der vorstehend abgeleiteten Beziehungen und Formeln liegt aber darin, dass man diese gegenseitigen Abhängigkeiten nun zahlenmässig bestimmen kann.

Die maximale Leistung P_{\max} der Pumpspeicherwerke ist diejenige, welche für einen vollen Ausgleich des Belastungs-

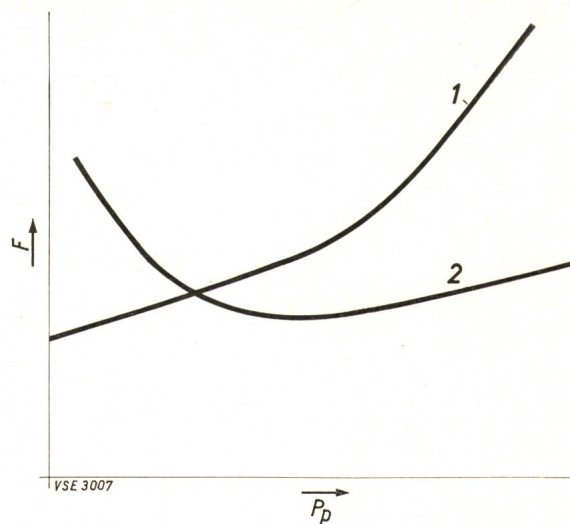


Fig. 3

Abhängigkeit der Gesamtkosten und der spezifischen Kosten von der Leistung P_p eines Pumpspeicherwerks

Kurve 1 Gesamtkosten des Pumpspeicherwerks
 Kurve 2 spezifische Kosten pro kW der im Pumpspeicherwerk installierten Leistung

diagramms des ganzen Verbundnetzes nötig ist. Die entsprechende, hier nicht abgeleitete Formel lautet:

$$p_{\max} = \frac{(1 - u)2\sqrt{\eta}}{1 + \sqrt{\eta}}$$

Damit der Gewinn G positiv wird, d. h., damit die Eingliederung eines Pumpspeicherwerks ins Verbundnetz rentabel wird, muss in bezug auf die festen Kosten dieser Kraftwerke die folgende Bedingung erfüllt sein:

$$\alpha_p < \alpha_t + \frac{1}{\sqrt{\eta}} (\alpha_t + \gamma_t - 1 - \gamma) - p \frac{\gamma_t}{4\eta} \cdot \frac{1 - \eta}{1 - u}$$

Wenn der Wert p seinen Höchstwert erreicht, erhält diese Rentabilitätsbedingung die folgende Form:

$$\alpha_p < \frac{1 + \sqrt{\eta}}{2\sqrt{\eta}} (2\alpha_t + \gamma_t) - \frac{1}{\sqrt{\eta}} (1 + \gamma)$$

Der für die Pumpspeicherwerke vorzusehende Bestwert p_{opt} der relativen Leistung gilt für den Fall, dass die Kosten unabhängig von der Leistungsgrösse sind. Für einen gegebenen Standort eines Pumpspeicherkraftwerks verändern sich die spezifischen Kosten einer solchen Kraftwerkanlage nach der Kurve Nr. 2 in Fig. 3. Die Kurve zeigt ein Minimum, welches bestimmt ist durch die Möglichkeiten, welche der in Frage stehende Kraftwerkstandort für die Erstellung eines oberen und eines unteren Speichers von genügend grossem Inhalt bietet.

Wenn wir annehmen, dass der Wert α_p eine Variable in Funktion von p ist, so lautet die Gleichung für den Bestwert:

$$p_{\text{opt}} \left(\frac{2\gamma_t(1 - \eta)}{1 - u} + \frac{d\alpha_p}{dp} \right) = \alpha_t + \frac{1}{\sqrt{\eta}} (\alpha_t + \gamma_t - 1 - \gamma) - \alpha(p)$$

$$\text{mit } p = p_{\text{opt}}$$

$$\text{mit } p = p_{\text{opt}}$$

Diese Gleichung muss graphisch aufgelöst werden. Das durch die Kurve 2 der Fig. 3 definierte Minimum ist sehr flach, und die Hypothese, dass α_p unabhängig sei von p , kann vorerst als erste Annäherung für die Berechnung verwendet und nachher bewiesen werden.

Wir betrachten einen einfachen Fall eines kleinen Netzes, in welchem die Grundlast von kohlegefeuerten Dampfkraftwerken und die Spitzenlast von ölgefeuerten Dampfkraftwerken übernommen wird. Um für die voraussehbare Bedarfssteigerung gewappnet zu sein, kommen die folgenden beiden Lösungen in Frage:

Entweder vergrößert man die Leistung der Grundlastwerke und besorgt den Leistungsausgleich mit einem Pumpspeicherwerk, oder aber man vergrößert die Leistungen sowohl der thermischen Grundlastwerke als auch der thermischen Spitzenwerke.

Wir setzen für unsere Berechnungen die folgenden spezifischen Kosten ein:

a) Für die Grundlastenergie:

- Baukosten pro installiertes Kilowatt im Dampfkraftwerk: 150 \$/kW
- Feste Jahreskosten: 17 % der Baukosten, daraus:
 $a = 17\% \cdot 150 \text{ $/kW} = 25,5 \text{ $/kW}$
- Spezifischer Wärmeverbrauch: 2000 kcal/kWh
- Heizwert der verwendeten Kohle: 7000 kcal/kg, daraus spezifischer Kohlenverbrauch:
 $\frac{2000 \text{ kcal/kWh}}{7000 \text{ kcal/kg}} = 0,29 \text{ kg Kohle/kWh}$
- Kohlenpreis loco Kraftwerk: 16 \$/t
- Erzeugungsabhängige Kosten: $b = 0,29 \cdot 0,016 = 0,0048 \text{ $/kWh}$
- Erzeugungsabhängige Kosten während $T = 8000 \text{ h}$:
 $c = 8000 \cdot 0,0048 = 38,4 \text{ $/kW}$
- Relative erzeugungsabhängige Kosten:
 $\gamma = \frac{c}{a} = \frac{38,4}{25,5} = 1,5$

b) Für die Spitzenenergie (thermisch):

- Baukosten pro installiertes Kilowatt: 70 \$/kW
- Feste Jahreskosten: 18 % der Baukosten, daraus:
 $a_t = 18\% \cdot 70 \text{ $/kW} = 12,6 \text{ $/kW}$
- somit $\alpha_t = \frac{a_t}{a} \cdot \frac{12,6}{25,5} = \text{rund } 0,5$
- Spezifischer Wärmeverbrauch: 2600 kcal/kWh
- Heizwert des verwendeten Brennöls: 9000 kcal/kg, daraus spezifischer Ölverbrauch:
 $\frac{2600 \text{ kcal/kWh}}{9000 \text{ kcal/kg}} = 0,28 \text{ kg/kWh}$
- Heizölpreis loco Kraftwerk: 27 \$/t
- Erzeugungsabhängige Kosten: $0,28 \cdot 0,027 = 0,0075 \text{ $/kWh}$
- Erzeugungsabhängige Kosten während 8000 h/Jahr:
 $c_t = 8000 \cdot 0,0075 = 60 \text{ $/kW}$
- Relative erzeugungsabhängige Kosten:
 $\gamma_t = \frac{c_t}{a} = \frac{60}{25,5} = \text{rund } 2,4$

c) Für das Pumpspeicherwerk

- Baukosten pro installiertes Kilowatt: 125 \$/kW
- Feste Jahreskosten: 12 % der Baukosten, daraus:
 $a_p = 12\% \cdot 125 \text{ $/kW} = 15 \text{ $/kW}$
- somit $\alpha_t = \frac{15}{25,5} = 0,6$

Für die weiteren Berechnungen nehmen wir einen Benutzungsdauerfaktor $u = 0,6$ an und ferner einen Gesamtwirkungsgrad des Pumpspeicherbetriebs $\eta = 0,64$. Mit diesen

Werten und ferner mit $\gamma = 1,5$, $\alpha_t = 0,5$, $\gamma_t = 2,4$ und $\alpha_p = 0,6$ ergibt sich:

$$\begin{aligned} A &= 0,215 \\ B &= 0,454 \\ p_{\text{opt}} &= \frac{A}{2B} = 0,237 \\ G_{\text{max}} &= \frac{A^2}{4B} = 2,54\% \\ p_{\text{max}} &= 0,355 \end{aligned}$$

Wenn wir nun noch $p = 0,1$ setzen, so erhalten wir die folgende Rentabilitätsbedingung

$$\alpha_p < 0,915.$$

Um den Einfluss der verschiedenen Parameter auf die Rentabilitätsbedingungen zu bestimmen, verändern wir diese Parameter sukzessive und vergleichen die Ergebnisse mit denen des oben als Bezugsgrösse gegebenen Beispiels.

Fig. 4 zeigt das Resultat dieser Berechnungen, indem sie den relativen Gewinn G in Abhängigkeit von der relativen, im Pumpspeicherwerk installierten Leistung darstellt.

Die Teilfiguren 4a bis 4f zeigen den Einfluss der Veränderung der verschiedenen Parameter auf die Rentabilität eines Pumpspeicherwerks. Fig. 5 zeigt die Abhängigkeit des relativen Gewinns von den verschiedenen Parametern für den Fall, dass für die Leistung des Pumpspeicherwerks der optimale Wert gewählt worden ist.

Aus diesen Untersuchungen folgt:

- Der Gewinn G und der optimale Wert der Leistung des Pumpspeicherwerks steigen, wenn die Erzeugungskosten der thermischen Spitzenenergie zunehmen. Dieses Resultat war voraussehbar. Bemerkenswert ist die grosse Empfindlichkeit des Gewinns in bezug auf diese Kosten.
- Der Gewinn G und der optimale Wert für die Leistung des Pumpspeicherwerks nehmen rasch zu, wenn die Kosten des Pumpspeicherwerks und die Kosten für die Pumpenergie abnehmen. Auch dieses Resultat war voraussehbar. Es ist aber interessant, dass man es nun zahlenmässig berechnen kann.
- Der Gewinn G verdoppelt sich annähernd, wenn der Wirkungsgrad des Pumpspeicherbetriebes von 0,55 auf 0,85 steigt. Ein hoher Wert dieses Wirkungsgrades ist eine der Voraussetzungen für die Rentabilität des Pumpspeicherbetriebes. Für eine bestehende Pumpspeicheranlage kann dieser Gesamtwirkungsgrad auf sehr einfache Weise bestimmt werden. Man muss nur für eine lange Zeit die von den Pumpen verbrauchte Energie und die erzeugte Spitzenenergie des Pumpspeicherwerks addieren und miteinander vergleichen.

Dank dem technologischen Fortschritt und besonders dank den aussergewöhnlich guten Wirkungsgraden von Pumpen und Turbinen hat dieser Gesamtwirkungsgrad in den letzten 10 Jahren erheblich zugenommen. Die Fig. 6 gibt einen guten Überblick über alle Teilkomponenten dieses Gesamtwirkungsgrades des Pumpspeicherwerks Vianden [5]. Der sehr hohe Bruttowirkungsgrad von 77 % muss noch um 0,6 % vermindert werden wegen des Energieverbrauchs der Hilfsbetriebe und um weitere rund 2 % wegen der Übertragungsverluste.

Der Gewinn G und die optimale Leistung des Pumpspeicherwerks nehmen zu, wenn der Ausnutzungsfaktor u des Verbundnetzes abnimmt, d. h. wenn die zwischen den

Fig. 4
Abhängigkeit des relativen Gewinns von der installierten Leistung in Pumpspeicherwerken

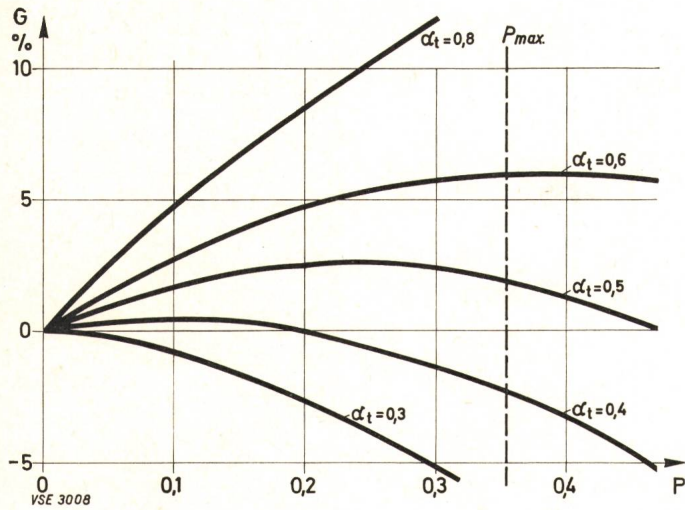


Fig. 4a
Einfluss der durchschnittlichen festen Kosten α_t der Spitzenkraftwerke

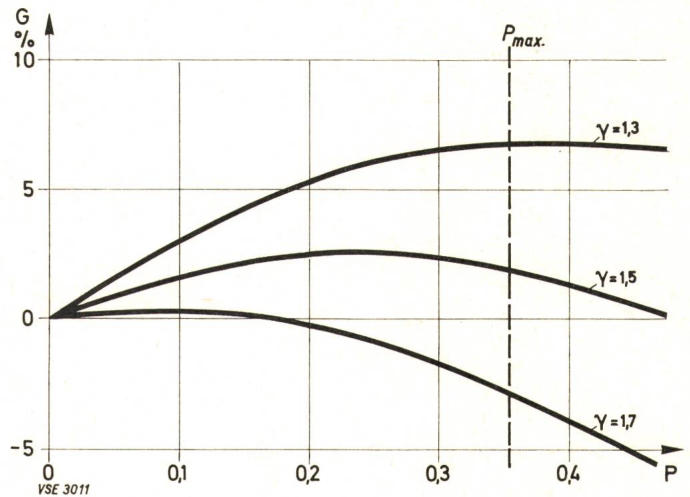


Fig. 4d
Einfluss der durchschnittlichen erzeugungsabhängigen Kosten γ der Pumpspeicherwerke

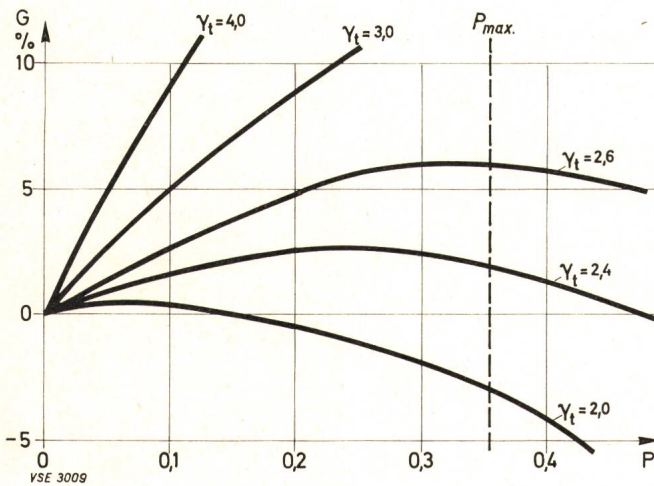


Fig. 4b
Einfluss der durchschnittlichen erzeugungsabhängigen Kosten γ_t der Spitzenkraftwerke

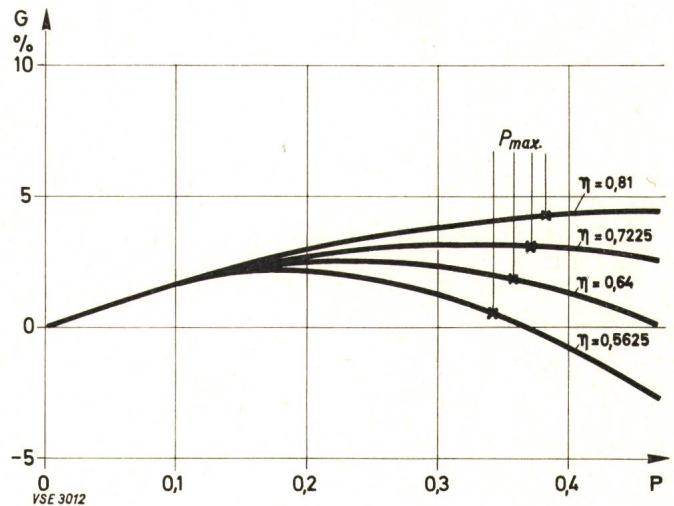


Fig. 4e
Einfluss des Wirkungsgrades η des Pumpspeicherbetriebs

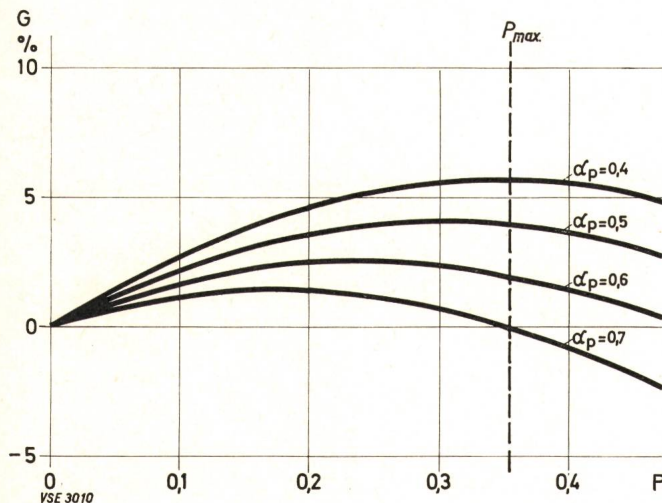


Fig. 4c
Einfluss der festen Kosten α_p der Pumpspeicherwerke

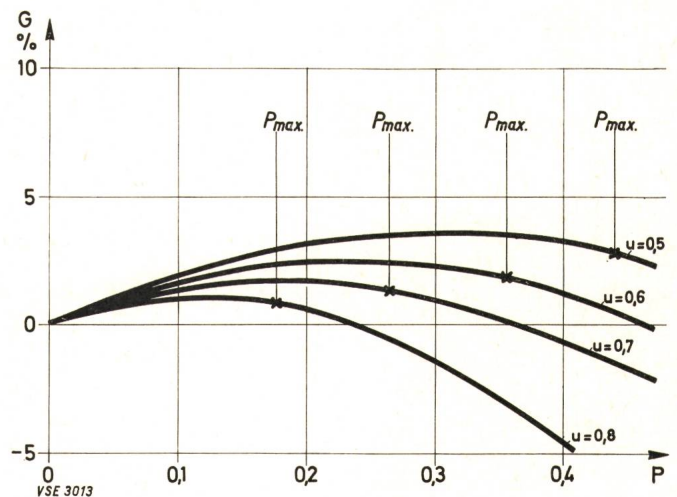


Fig. 4f
Einfluss des Benutzungsdauerkoeffizienten u des Verbundnetzes

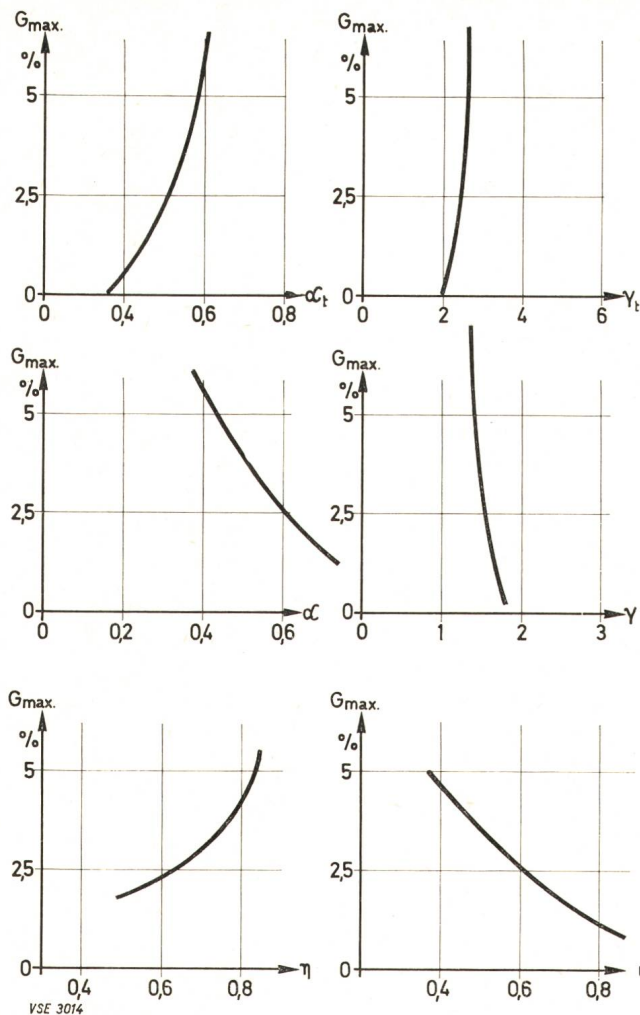


Fig. 5

Relativer Gewinn G_{\max} in Abhängigkeit von den verschiedenen Parametern der Erzeugung des Verbundnetzes für den Fall, dass der optimale Wert der Leistung des Pumpspeicherwerks gewählt wurde

Schwachlaststunden und den Starklaststunden des Belastungsdiagramms ausgleichende Energiemenge zunimmt.

Die vorstehend skizzierte Berechnungsmethode auf Grund einer Analyse der mittleren jährlichen Erzeugungskosten des ganzen Verbundnetzes ist aber nur eine erste Annäherung. Für einen bestimmten Fall muss die Methode weiter ausgebaut werden, indem man u. a. die genauen Leistungsdauerkurven verwendet und nicht ihre Annäherung durch eine gerade Linie. Ferner müssen anstelle von durchschnittlichen Kosten die effektiven Erzeugungskosten desjenigen thermischen Spitzen-

kraftwerks eingesetzt werden, welches durch das Pumpspeicherwerk ersetzt werden soll.

Die für einen bestimmten Fall notwendige genauere Untersuchung muss auch noch durch eine Analyse vervollständigt werden, welche die Erzeugungskosten für eine längere Bezugsperiode von z. B. 20 Jahren umfasst. Um günstige spezifische Kosten zu erhalten, hat man die Tendenz, sehr grosse Pumpspeicherwerke vorzusehen, was zur Folge hat, dass sie gegenüber dem wirklichen Bedarf in den ersten Betriebsjahren überdimensioniert sind. Nach einer gewissen Wachstumsperiode des Gesamtnetzes sind die gleichen Pumpspeicherwerke dann später unterdimensioniert. Im vorstehenden Bericht haben wir die Formeln entwickelt, um den jährlichen Gewinn zu berechnen, den man aus der Erstellung eines Pumpspeicherwerks erwarten kann. Diese Formeln geben die Grundlage für eine dynamische Optimierung mit den klassischen Methoden der numerischen Simulation oder der dynamischen Programmierung, mit deren Hilfe der günstigste Zeitpunkt für die Inbetriebnahme und die optimale Leistung eines Pumpspeicherwerks berechnet werden können.

2. Erzeugung der Regulierenergie

Beim Betrieb von Pumpspeicherwerken kann man eine bemerkenswerte Entwicklung feststellen. Früher hatten die Pumpspeicherwerke die Aufgabe, während der Nacht Energie für den Betrieb der Pumpen aufzunehmen und am Tag während der Starklaststunden des Belastungsdiagramms Spitzenenergie zu erzeugen. Daraus ergab sich ein Pumpbetrieb während 8 Nachtstunden und ein Betrieb mit Energieabgabe während 4 Tagesstunden. Während der übrigen 12 Tagesstunden stand das Pumpspeicherwerk dann still.

Die Erfahrungen mit dem Betrieb des Pumpspeicherwerks Vianden (Luxemburg) zeigen nun aber, dass die Maschinen dieses Werks praktisch ununterbrochen im Betrieb sind, um die «Regulierspitzen» zu liefern, wobei häufige Wechsel zwischen Pumpen- und Turbinenbetrieb innert 24 h eines Tages vorkommen [4].

Fig. 7 zeigt das Belastungsdiagramm einer Turbine des Pumpspeicherwerks Vianden. Dieses Diagramm zeigt deutlich die starken Lastwechsel, die sich bei Turbinenbetrieb aus der Frequenz-Leistungsregulierung ergeben, an welcher diese Turbine mitwirkt. Das Diagramm zeigt auch, dass die Pumpen für Perioden von weniger als 15 min in Betrieb genommen werden, wodurch sie ebenfalls an der Netzregulierung beteiligt werden.

Die Wirkungsgradkurve der in Pumpspeicherwerken verwendeten Francis- oder Kaplan-Turbinen verläuft praktisch

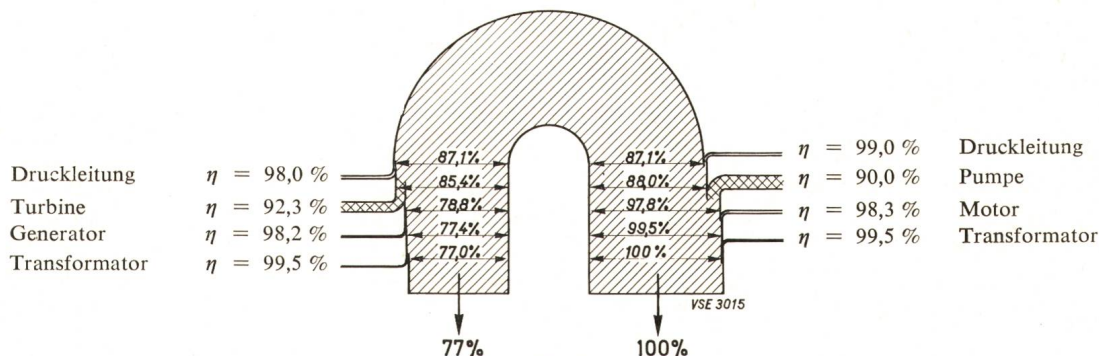


Fig. 6

Teilwirkungsgrade und Gesamtwirkungsgrade eines reinen Pumpspeicherwerks

Linke Bildhälfte: Wirkungsgrade im Turbinenbetrieb (mit einer durchschnittlichen Belastung von 75 %)

Rechte Bildhälfte: Wirkungsgrade im Pumpbetrieb

horizontal in dem in Pumpspeicherwerken verwendeten Lastbereich zwischen 40 % und 100 %. Die zusätzlichen Betriebskosten infolge starker Belastungsänderungen sind deshalb praktisch vernachlässigbar.

Anders liegen die Verhältnisse, wenn die Regulierenergie in einem Wärmekraftwerk erzeugt wird. Die zusätzlichen Erzeugungskosten können wie folgt abgeschätzt werden [2, 6]:

Der Wirkungsgrad einer Dampfturbine verändert sich je nach der Belastung. In erster Annäherung kann man annehmen, dass eine Belastungsveränderung einer Dampfturbine von $\pm 20\%$ gegenüber einer Durchschnittsbelastung von 80 % den Wirkungsgrad um 0,5 % vermindert gegenüber einer Turbine, welche konstant mit 80 % der Vollast läuft. Diese Wirkungsgradverminderung kann 2 % erreichen, wenn die $\pm 20\%$ Last-

schwankungen gegenüber einer Durchschnittsbelastung von 50 % der Vollast auftreten. Diese Laständerungen verursachen thermische Beanspruchungen und bewirken eine verstärkte Alterung der Turbine. Diese zusätzliche Alterung ist vernachlässigbar, solange die Lastschwankungen unterhalb 5 % bleiben. Die Laständerungen können aber die Lebensdauer der Dampfturbine bis zu 30 % verkürzen, wenn sie grösser als $\pm 20\%$ sind.

Die Laständerungen eines Dampfkessels bedingen Änderungen des Verbrennungsregimes in der Brennkammer. Diese Änderung erfordert eine bestimmte Zeit, während welcher das Verbrennungsregime gestört ist, was einen erhöhten spezifischen Brennstoffverbrauch des Kessels zur Folge hat. Für eine Gruppe von 125 MW mit Dampfparametern 180 atü und 550 °C kann man für die Erhöhung des spezifischen Brennstoffverbrauchs die folgenden Werte einsetzen:

- vernachlässigbar bei Laständerungen von unter $\pm 5\%$
- 2 bis 3 % bei Laständerungen von $\pm 10\%$
- 4 bis 6 % bei Laständerungen von $\pm 20\%$

Solche Laständerungen erhöhen auch die jährlichen Unterhaltskosten des Dampfkessels, welche bis 10 % der Baukosten der Kesselanlage betragen können. Für Laständerungen von $\pm 10\%$ kann man die Erhöhung der Unterhaltskosten des Kessels etwa wie folgt einsetzen:

- 1 bis 2 % für «Niedertemperaturkessel» (unter 550 °C)
- 3 bis 5 % für «Hochtemperaturkessel» (über 550 °C)

Die Bestimmung der Kosten der Regulierarbeit, welche von an die Frequenz-Leistungsregulierung angeschlossenen Dampfkraftwerken geliefert wird, ist eine komplexe Aufgabe. Es spielen dabei die folgenden Kostenarten eine Rolle:

- Statische Kosten, abhängig vom Wirkungsgrad
- Dynamische Kosten, abhängig vom Regime der Verbrennung während den Übergangsperioden der Regulierung
- Unterhaltskosten
- Amortisationskosten, welche bedingt sind durch die vorzeitige Alterung der Anlagen durch Wärmespannungen infolge der Reguliervorgänge

Wenn man alle diese Kosten zusammenfasst, so kann man sagen, dass der Anschluss eines Dampfkraftwerks an die Frequenz-Leistungsregulierung eines Verbundnetzes die Erzeugungskosten des Dampfkraftwerks um 5 bis 10 % erhöht.

Man hat zurzeit noch keine Erfahrungszahlen auf diesem Gebiet. Diese Zusatzkosten sind variabel und hängen von der Art des Dampfkraftwerks ab. Wir haben gesehen, dass die Zusatzkosten nicht linear verlaufen; sie sind vernachlässigbar für Lastschwankungen mit kleiner Amplitude. Sobald die Lastschwankungen aber eine bestimmte Grenze überschreiten, können die Zusatzkosten rasch ansteigen. Daraus ergibt sich eine Begrenzung für die Teilnahme von Dampfkraftwerken am Regulierbetrieb des Verbundnetzes, wie das in der Praxis der Fall ist.

Diese Begrenzung führt dazu, dass man in einem Verbundnetz mit vorwiegend thermischen Kraftwerken die Regulierarbeit auf eine grosse Zahl von Maschinengruppen verteilen muss, was zu erhöhten Aufwendungen für die Regulierung führt.

Wenn man in einem Verbundnetz über Wasserkraftwerke mit natürlichen oder durch Pumpbetrieb zu füllenden Speichern verfügt, so ist es vernünftig, die Regulieraufgaben des Netzes diesen Wasserkraftwerken zu übertragen und die an-

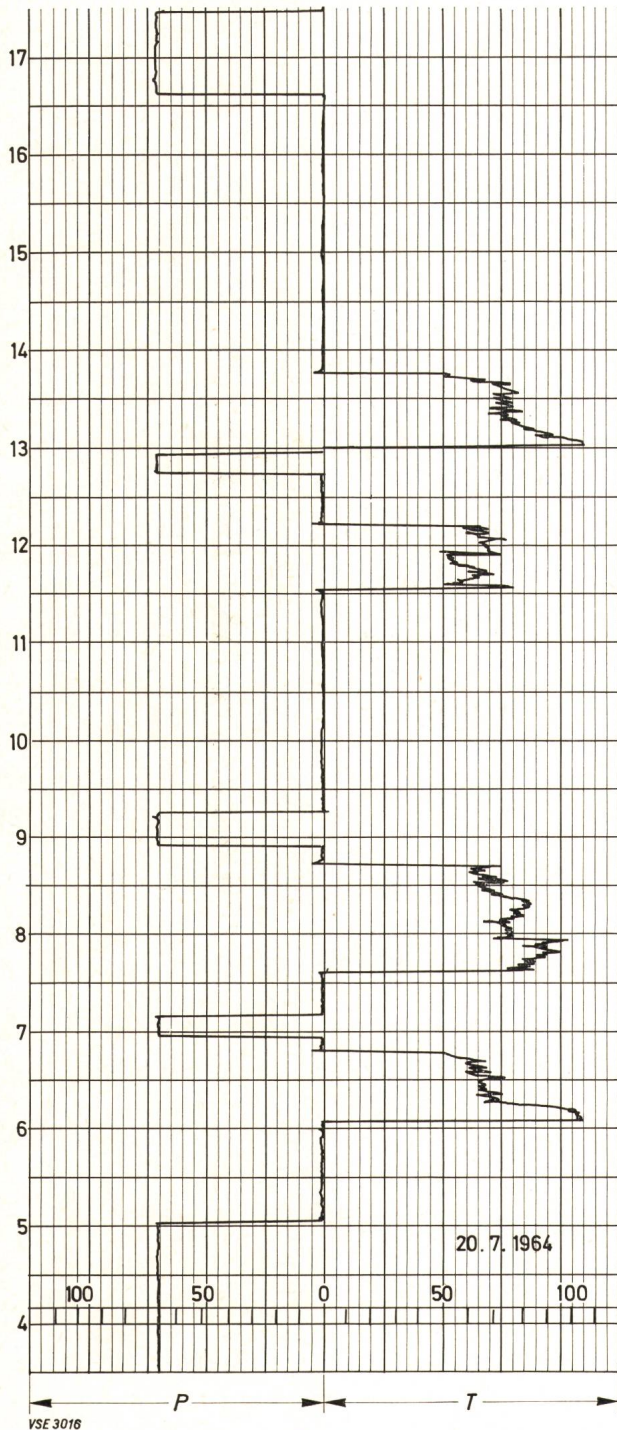


Fig. 7
Abgegebene und aufgenommene Leistung einer Maschinengruppe des Pumpspeicherwerks Vianden

den Kraftwerke des Systems von der Regulieraufgabe zu entlasten.

Wir möchten in diesem Zusammenhang daran erinnern, dass der Vorschlag gemacht wurde, auf den Übertragungswegen der Regulierbefehle eines Verbundnetzes «Optimierungs-Filter» einzubauen. Diese Filter hätten die Aufgabe, dafür zu sorgen, dass die für die Netzregulierung notwendigen raschen Lastwechselbefehle an diejenigen Kraftwerke weitergegeben werden, welche für eine solche rasche Regulierung besonders geeignet sind. Die andern Kraftwerke müssten dann am Regulierbetrieb nur für Lastwechsel niedriger Frequenz, d. h. für langsam verlaufende Lastwechsel mitwirken [9, 10].

Erinnern wir uns ferner daran, dass auch ein Vorschlag für das Messen der Regulierarbeit gemacht worden ist, um die Wirksamkeit der Regulierung zu kontrollieren und um diejenige Regulierarbeit zu bewerten, welche am zweckmässigsten von den Pumpspeicherwerken übernommen werden kann [1, 2].

3. Verbesserung der Betriebssicherheit des Netzbetriebes

Die unterbrochene Versorgung ist eine Eigenschaft der Elektrizitätsversorgung, welche immer wichtiger wird. In einer stark industrialisierten Gesellschaft lähmt ein Unterbruch in der Elektrizitätsversorgung praktisch die gesamte wirtschaftliche Tätigkeit und kann Menschenleben in Gefahr bringen.

Heute besteht die Tendenz, die Überwachung der Betriebssicherheit zu automatisieren [16]. Um dieses Ziel zu erreichen, werden alle Informationen, welche für den Funktionszustand des Netzes charakteristisch sind, einem «Betriebssicherheits-Computer» zugeleitet, welcher folgende Aufgaben hat: Er analysiert laufend den «Gesundheitszustand» des ganzen Verbundnetzes; er sieht die möglichen Folgen von verschiedenen Störungen, die auftreten könnten, voraus; er entdeckt die Fälle, wo infolge eines Fehlers entweder eine besondere Aufmerksamkeit oder ein Alarm nötig wird; er gibt Hinweise auf zu treffende Sofortmassnahmen, oder er befiehlt solche Massnahmen selbst direkt; er steuert die Reserven, die in einem Netz nötig sind, um die gewünschte hohe Betriebssicherheit aufrechtzuerhalten.

Diese Reserven sind von verschiedener Art und können nach ihrer Verfügbarkeit wie folgt eingeteilt werden:

- Momentanreserve, gebildet von der kinetischen Energie der rotierenden Massen der im Verbundnetz laufenden Maschinengruppen.
- In wenigen Sekunden verfügbare Reserve, gebildet durch die im Netz laufenden, aber nicht oder nicht voll belasteten Maschinen (Generatoren).
- In wenigen Minuten verfügbare Reserve, gebildet durch die stillstehenden Maschinen der Wasserkraftwerke.
- In einigen zehn Minuten verfügbare Reserve, gebildet durch die startbereiten thermischen Gruppen.

Drehende thermische, aber nicht belastete Maschinengruppen (Turbogeneratoren) sind sehr teuer. Ihr Leerlaufbetrieb kostet ungefähr 10 bis 15 % der erzeugungsabhängigen Kosten bei Vollast. Eine solche drehende thermische Reservegruppe ist manchmal nur scheinbar eine Sofortreserve, weil die hinter der Turbogruppe stehenden Kessel grossen Lastwechseln gar nicht sofort folgen können.

Dank ihrer Fähigkeit, in wenigen Minuten von Pumpenvollast auf Turbinenvollast wechseln zu können, sind Pumpspeicherwerke ein erstklassiges Manövrierelement der Strategie,

den Netzstörungen entgegenzuwirken. Fig. 8 zeigt die Änderungen der Betriebszustände der Maschinengruppen des Pumpspeicherwerks Vianden. Das Diagramm zeigt, dass es möglich ist, innert weniger als zwei Minuten von Turbinenvollast auf Pumpenvollast überzugehen, was einer Regulierleistung von total 1500 MW entspricht. Diese grosse Anpassungsfähigkeit ist erreicht worden mit den Dreimaschinengruppen des Kraftwerks Vianden. Der Motorgenerator bleibt ständig am Netz angeschlossen und ist dabei entweder mit der Pumpe gekuppelt, wobei die Turbine wasserfrei mitläuft, oder aber der Motorgenerator läuft zusammen mit der Turbine, wobei die Pumpe während dieser Betriebsphase abgekuppelt ist. Die an andern Orten eingesetzten Zweimaschinengruppen mit Pumpenturbine haben wieder andere Vorteile, aber sie benötigen eine längere Umschaltzeit vom Pumpen- auf Turbinenbetrieb oder umgekehrt, weil bei einem solchen Betriebsartwechsel bei der Zweimaschinengruppe die Drehrichtung geändert werden muss.

Der grosse Vorteil, welchen Pumpspeicherwerke für die Betriebssicherheit von Verbundnetzen bieten, ist einer der Hauptgründe für das grosse Interesse, welches man in den USA den Pumpspeicherwerken entgegenbringt. Mehrere dieser USA-Pumpspeicherwerke sind für eine sehr kurze Jahresbetriebsdauer von nur 500 bis 600 Stunden vorgesehen.

Solche Pumpspeicherwerke sind besonders interessant, wenn sie nahe bei grossen Verbrauchsschwerpunkten aufgestellt werden, die von weit entfernten Kraftwerken aus versorgt werden. In solchen Fällen können die Pumpspeicherwerke die Störungen auf Übertragungsleitungen auffangen; sie ermöglichen es ferner, dass die Übertragungsleitungen dauernd voll belastet sind, indem sie mit dem Pumpspeicherbetrieb die täglichen Lastschwankungen im Verbrauchszentrum übernehmen. Beispiele für eine solche Disposition sind das Pumpspeicherwerk Geestacht bei Hamburg, welche Stadt durch weit entfernte Kraftwerke im mittleren und im südlichen Teil von Deutschland versorgt wird, und das zukünftige Pumpspeicherwerk Champigny in der Nähe der Großstadt Montreal, welche einen grossen Teil ihres Elektrizitätsbedarfs aus dem rund 2000 km entfernten Kraftwerk an den Churchill-Wasserfällen in Labrador erhält.

4. Schlussbetrachtungen

In dem für die vorliegende Studie gegebenen Rahmen ist es nicht möglich, auch noch näher auf die andern Vorteile einzugehen, welche ein Pumpspeicherwerk bringen kann. Wir möchten deshalb nachfolgend die wichtigsten nur kurz aufzählen.

- Verbesserung der dynamischen Stabilität des Verbundnetzes durch die sehr grossen drehenden Massen in der Nähe des Verbrauchsschwerpunkts eines Netzes.
- Verbesserung der Spannungshaltung und Verminderung der Übertragungsverluste dank der Möglichkeiten, die sich durch die Erzeugung und die Aufnahme von Blindleistung bieten.
- Verbesserung der Betriebsbedingungen für die Gesamtheit der thermischen Kraftwerke eines Netzes durch Verminderung der Zahl der Anfahrvorgänge, durch Verbesserung ihrer Jahresausnutzungsdauer und durch Entlastung der Dampfkraftwerke von der Regulierarbeit.
- Fortfall aller Nachteile, welche in Form von Wasser- oder Luftverschmutzung bei Brennstoffkraftwerken oder Atomkraftwerken auftreten können.

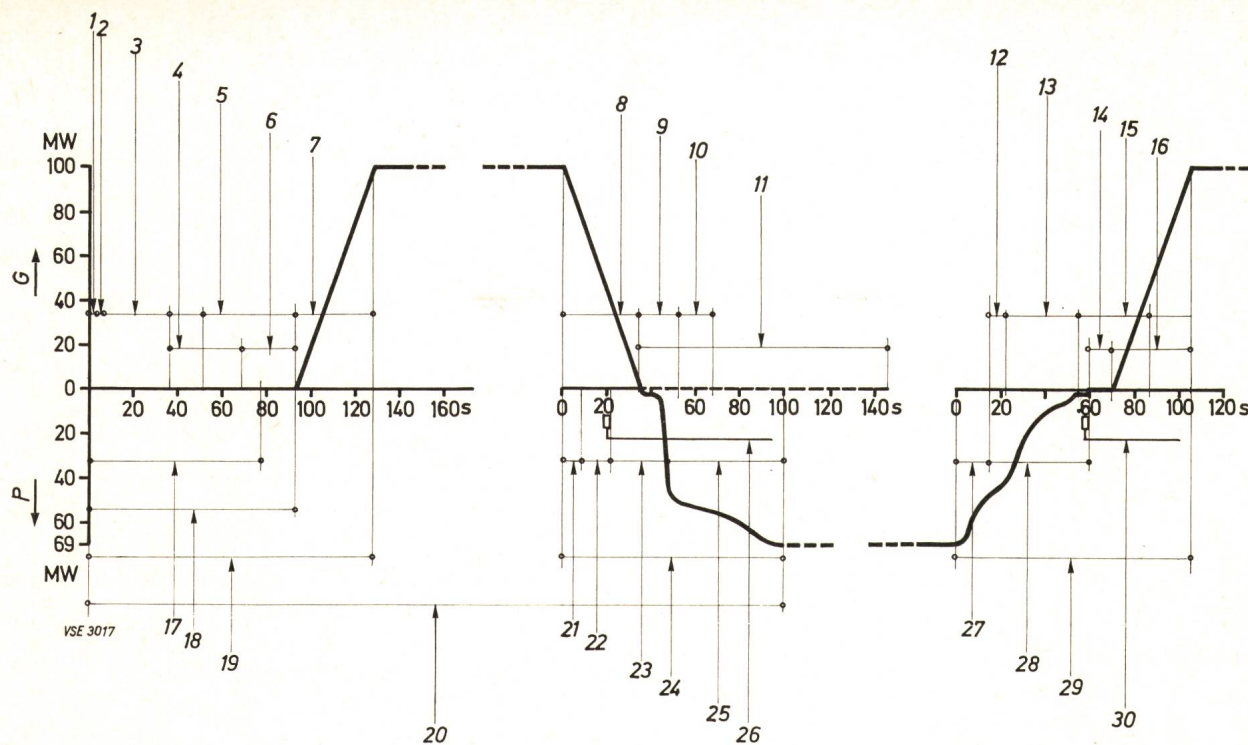


Fig. 8
Reihenfolge der notwendigen Bedienungsvorgänge für den Übergang vom einen auf den andern Betriebszustand
am Beispiel des Pumpspeicherwerks Vianden

- Grössere Betriebssicherheit und kleinere Unterhaltszeiten als bei thermischen Kraftwerken.
- Grössere Lebensdauer als bei thermischen Kraftwerken.

Die Pumpspeicherwerke sind eine langfristige Investition von grosser Lebensdauer; bei Geldentwertung steigt ihr Wert im Laufe der Zeit.

Pumpspeicherwerke bilden eine Ausweichmöglichkeit bei der zunehmenden Verknappung von möglichen Baustellen für Wasserkraftwerke konventioneller Bauart. Pumpspeicherwerke sind eine wertvolle Ergänzung zu grossen Atomkraftwerken, wie sie heute projektiert sind und welche um so wirtschaftlicher betrieben werden können, je höher ihre Jahresausnutzungsdauer ist.

Die im vorstehenden Bericht gemachten Überlegungen sind allgemeiner Art, da nur die relativen Werte der Gesteuerungskosten der Energie in den verschiedenen Kraftwerkarten berücksichtigt worden sind. Die gezogenen Folgerungen sind nur soweit gültig, als die zugrunde gelegten Hypothesen gültig sind. Die Überlegungen können für jeden einzelnen Fall noch viel detaillierter gemacht werden. Die gemachten Überlegungen genügen aber als erste Annäherung und um den Einfluss der verschiedenen Parameter des Netzes und seiner Kraftwerke auf den möglichen Gewinn durch Einfügung eines Pumpspeicherwerks in ein Verbundnetz zu beurteilen und die optimale Leistung dieses Pumpspeicherwerks zu bestimmen.

Unsere vorliegenden Studien bestätigen die Resultate anderer Untersuchungen, dass die optimale Leistung eines Pumpspeicherwerks 7 bis 12% der gesamten in einem Verbundnetz installierten Kraftwerkleistung betragen soll und dass ein richtig dimensioniertes Pumpspeicherwerk eine Ersparnis von ungefähr 1 bis 2% der gesamten Erzeugungskosten des Verbundnetzes bringt.

Literatur

- [1] M. Cuénod, A. Jacques et R. Renchon: Contrôle du réglage des puissances d'échange entre réseaux électriques interconnectés. Bull. de la Soc. fr. des électr., 7e série, IV(1954)39.

- [2] M. Cuénod: Quelques aspects de la production et de la valorisation de l'énergie de participation au réglage d'un réseau électrique. Exemple de la centrale de Vianden comme centrale de réglage. Revue E, II(1959)11.
- [3] F. Wöhr: Wirtschaftliche Beschaffung von Spitzenstrom. Elektrizitätswirtschaft 62(1963)5, p. 149...152.
- [4] M. Cuénod: La centrale de Vianden, une œuvre européenne. Bull. de la SRBE 79(1963)4, p. 308...319.
- [5] Les centrales de pompage, facteur d'économie des réseaux électriques à production thermique, exemple de la centrale de Vianden au Luxembourg. Conférence mondiale de l'énergie. Session partielle en Suisse, 13-17 septembre 1964, Rapport 106, II A-4.
- [6] M. Cuénod et F. Maier: Verbundbetrieb von thermischen und hydraulischen Kraftwerken unter Berücksichtigung ihrer Regelfähigkeit. BWK 16(1964)6 et 7, p. 277...284 et 340...350.
- [7] Gordon D. Friedlander: Pumped storage, an answer to peaking power. IEEE Spectrum, Oct. 1964, p. 58...75.
- [8] C. D. Galloway, I. H. Landes and W. D. Marsh: The role of pumped storage in generation systems. Rapport présenté à la 26e session de l'American Power Conference, Chicago, Illinois, 14-16 avril 1964.
- [9] M. Cuénod, A. Durling and L. Pun: Optimal fitting method and its application to dynamic dispatching of power systems. IFAC Congress 1966, Session 21, p. 21D.
- [10] M. Cuénod et D. Greindl: Considération sur l'optimisation de la répartition du travail de réglage en fonction de l'aptitude au réglage des centrales électriques. IBRA, Symposium sur le réglage des centrales électriques, Bruxelles, avril 1966.
- [11] W. R. Barrow: Value of pumped storage in a thermal system. Proceedings of the American Society of Civil Engineers - Power Division, janvier 1966.
- [12] E. Maryssael et H. Balériaux: Composition optimale d'un parc d'électricité, sa réalisation dans un ensemble en expansion, avantages économiques attendus des centrales de pompage. Conférence présentée à la SRBII, 28 janvier 1966.
- [13] M. Cuénod et D. Greindl: Quelques aspects de la planification et de l'exploitation optimales et du développement des aménagements hydro-électriques de pompage aux USA. SRBE 83(1967)4 et 84(1968)3.
- [14] Gerd. Lottes: Pumpspeicherwerke in der künftigen Elektrizitätswirtschaft. Siemens-Zeitschrift 42(1968)12.
- [15] M. Cuénod: Planification optimale de la couverture de l'énergie de pointe d'un réseau électrique. Bull. ASE (1969)7, p. 74...80.
- [16] M. Cuénod, V. G. Knight, H. Persoz, G. Quazza et R. Renchon: Tendances actuelles dans la surveillance et la maîtrise automatique de la sécurité d'exploitation des réseaux électriques. CIGRE, Session 1970, Rapport 32-12.
- [17] J. N. Plichon: Le pompage. Les stations de transfert d'énergie par pompage. Réalisations actuelles. Perspectives d'avenir. RGE 80(1971)718.
- [18] M. S. Chandakris: The effect of pumped storage on thermal plant fuel consumption. Water Power, October 1971, p. 371...374.
- [19] G. Lottes: The development of European pumped storage plants. Water Power, January 1972, p. 22...33.

Adresse des Auteurs:

Dr. ès sc. techn. M. Cuénod, c/o Société Générale pour l'Industrie, Genf.