

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins  
**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke  
**Band:** 60 (1969)  
**Heft:** 7

**Artikel:** Die Optimierungsplanung der Deckung des Spitzenenergiebedarfs eines elektrischen Netzes  
**Autor:** Cuénod, M.  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-916137>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **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. [Voir Informations légales.](#)

### **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. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 21.12.2024

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

# Die Optimierungsplanung der Deckung des Spitzenenergiebedarfes eines elektrischen Netzes

Von M. Cuénod, Genf

621.3.016.332 : 001.2

Dieser Bericht wurde der internationalen Konferenz über die operationelle Forschung und die elektrische Energie vorgelegt, die vom 4. bis 8. November 1968 in Athen von der griechischen Gesellschaft für operationelle Forschung unter dem Patronat der Fédération Internationale de Recherche Opérationnelle veranstaltet wurde.

## Zusammenfassung

Dieser Bericht erläutert die wirtschaftlichen Grundlagen des Einsatzes eines Pumpspeicherwerkes zur Deckung des Spitzenenergiebedarfes im Sonderfall eines Netzes, das ausschliesslich mit Wärmekraftwerken gespeist wird und dessen Diagramm der nach der Benützungsdauer klassierten Belastungen (Dauerkennlinie der Belastung) mit einem Trapez verglichen werden kann.

Die Ausführungen befassen sich mit den fundamentalen Beziehungen, welche diese Bedingungen in Funktion der verschiedenen Parameter dieses Systemes kennzeichnen, nämlich:

- die Festkosten und die Verhältniskosten der thermischen Energie,
- die Leistungsfähigkeit des Pumpspeicherwerkes und die Kosten seiner installierten Leistung,
- der Wirkungsgrad des Pumpzyklus,
- der Belastungsfaktor des Netzes.

Im zweiten Teil des Berichtes werden die Grundlagen zur Ermittlung der dynamischen Wirtschaftlichkeitsbedingungen erläutert, nämlich die auf eine Zeitspanne von 20 Jahren bezogene Wirtschaftlichkeit beispielsweise, welche in diesem Sonderfall am vorteilhaftesten durch eine dynamische Programmierung angenähert werden kann.

## 1. Einführung

Die gegenwärtige Bedeutung der Optimierungsplanung rechtfertigt sich aus den drei folgenden Gründen:

- die ständige Erweiterung der zu planenden Systeme, die bei den möglicherweise auftretenden Planungsfehlern immer schwerwiegendere Folgen bewirkt;
- die erst kürzlich erfolgte Entwicklung der analytischen Verfahren zur Optimierung der Systeme;
- die zur Anwendung dieser Methoden verfügbaren elektronischen Rechanlagen; diese sind infolge der erforderlichen umfangreichen Berechnungen vollkommen unerlässlich.

Die elektrischen Netze bilden eines der wichtigsten und vorteilhaftesten Anwendungsgebiete der Optimierungsplanung.

Die in sämtlichen Ländern gegebene Zunahme des Energieverbrauchs und die Ausdehnung der Energieerzeugung der Netze bedingen eine starke, manchmal 50 % erreichende Beanspruchung der Investitionen, welche die verschiedenen Nationen für ihre wirtschaftliche Entwicklung aufwenden.

Die Netze bilden komplexe Systeme und verfügen über verschiedenartige Kraftwerktypen, welche bezüglich der Anpassungsfähigkeit ihres Betriebes ganz spezifische Eigenschaften und Eignungen aufweisen.

Verschiedene Kraftwerktypen können speziell zur Deckung des Spitzenenergiebedarfes eingesetzt werden, und die Wahl der dazu geeigneten Ausführungen bildet eine Ermessensfrage, die nicht leicht zu lösen ist.

Dieser Bericht beabsichtigt, die Grundlagen eines analytischen Verfahrens zu erläutern, welches für den Sonderfall der Planung der Spitzenenergieerzeugung eines kleinen, unabhängig betriebenen Netzes entwickelt wurde, dessen Energieerzeugung vorwiegend durch ein thermisches Grundlastkraftwerk gewährleistet wird.

Zur Deckung des voraussichtlichen Anstieges seines Energieverbrauches können drei verschiedene Lösungen in Betracht gezogen werden:

- die Leistungsfähigkeit des thermischen Grundlastkraftwerkes entsprechend zu erhöhen mit gleichzeitiger Modulierung seiner Leistung, um dadurch ebenfalls die Spitzenlasten zu decken;
- das Grundlastkraftwerk mit konstanter Leistung zu betreiben und die Spitzenenergie durch ein oder einige zusätzliche thermische Spitzenkraftwerke zu decken;

— das Netz durch ein hydraulisches Pumpspeicherwerk zu ergänzen, wobei vorausgesetzt wird, dass sich die Gegend zur Errichtung von Kraftwerken mit aus natürlichen Zuflüssen gespeisten Speicherbecken nicht eignet.

Der erste Teil dieses Berichtes berücksichtigt vorerst die «statische Planung» dieses Netzes, nämlich die Ermittlung der optimalen Deckung eines gegebenen Belastungsdiagrammes.

Der zweite Teil der Ausführungen befasst sich mit der «dynamischen Planung» und ermittelt die Grundlagen der Methoden, die eine optimale Steigerung seiner Produktion ermöglichen, wobei sich diese Überlegungen beispielsweise auf eine Zeitspanne von 20 Jahren beziehen.

## 2. Statische Planung

In Fig. 1a ist eine typische tägliche Belastungskurve eines elektrischen Netzes dargestellt; das gleiche Diagramm wird in Fig. 1b in Form einer Klassierung der Belastungen nach der Benützungsdauer (Dauerkennlinie) dargestellt. Die Kurve 1 gibt die tatsächliche Form dieser Dauerkennlinie, die Kurve 2 ihre trapezförmige Annäherung wieder.

Die Fig. 2 illustriert die Wirkung des Einsatzes eines Pumpspeicherwerkes; bekanntlich sind solche Kraftwerktypen grundsätzlich für den Lastenausgleich bestimmt: in Schwachlastzeiten wird Wasser in ein höher gelegenes Speicherbecken gepumpt; dieses Wasser wird dann später zur Erzeugung der benötigten Spitzenenergie ausgenutzt. Die Fläche  $S_1$  des Dreieckes ABC entspricht der derart erzeugten Energie, und die Fläche  $S_2$  des Dreieckes EFD der Pumpenergie. Da nun dieser Vorgang Verluste bewirkt, bildet das



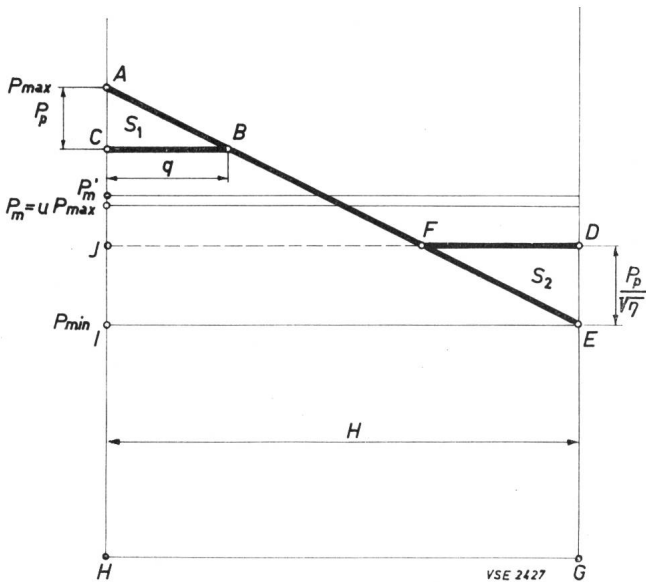


Fig. 2

Diagramm der klassierten Belastungen (Dauerkennlinie) mit teilweiser Kompensierung durch ein Pumpspeicherwerk

mit

$$p_p = \frac{P_p}{P_{max}} = \text{relative Leistung des Pumpspeicherwerkes}$$

$a_p$  = tägliche Festkosten des Pumpspeicherwerkes pro kW der maximalen bezogenen Turbinenleistung

b) Vorausgesetzt, dass die durch das Rechteck JDGH dargestellte Basisenergie durch das Grundlastkraftwerk erzeugt wird und die dem Trapez CBFJ entsprechende Energie durch das Spitzenkraftwerk geliefert wird:

$$C_p = P_{max} \left[ (a + c) \left( (2u - 1) + \frac{p_p}{\sqrt{\eta}} \right) + a_t (2(1 - u) - p_p \left( 1 + \frac{1}{\sqrt{\eta}} \right) + c_t \left( 1 - u - \frac{p_p}{\sqrt{\eta}} + \frac{p_p(1 - \eta)}{4\eta(1 - u)} + a_p p_p \right) \right] \quad (5)$$

Wird in der Gleichung (5)  $a = a_t$  und  $c = c_t$  eingesetzt, so wird man erwartungsmässig die Gleichung (4) wiederfinden.

Der Einsatz des Pumpspeicherwerkes rechtfertigt sich in wirtschaftlicher Hinsicht, wenn die gesamten Produktionskosten  $C_p$  einschliesslich des Pumpspeicherwerkes niedriger sind als die gesamten Produktionskosten ohne Pumpspeicherwerk; daraus ergibt sich folgende, in relativen Werten ausgedrückte Bedingung:

a) ohne thermisches Spitzenkraftwerk:

$$\alpha_p < 1 - \frac{\gamma p_p (1 - \eta)}{4\eta(1 - u)} \quad (6)$$

mit  $\alpha_p = \frac{a_p}{a}$  = relative Festkosten des Pumpspeicherwerkes.

b) mit thermischem Spitzenkraftwerk:

$$\alpha_p < \alpha_t \left( 1 + \frac{1}{\sqrt{\eta}} \right) - \frac{1 + \gamma}{\sqrt{\eta}} + \gamma_t \left( \frac{1}{\sqrt{\eta}} - \frac{p_p(1 - \eta)}{4\eta(1 - u)} \right) \quad (7)$$

Wie dies aus der Kurve 1 der Fig. 3 prinzipiell ersichtlich ist, wachsen in einer bestimmten Lage die Anlagekosten

weniger rasch als die Leistung, da die Kosten eines bedeutenden Teiles der Anlage, wie beispielsweise der Schaltwarte, wie auch der Regel- und Sicherungsvorrichtungen, von der installierten Leistung unabhängig sind. Von einem bestimmten Wert dieser Leistung an, der vorwiegend von der Möglichkeit der Errichtung eines unteren und oberen Beckens abhängt, wachsen dann die Anlagekosten rascher in Abhängigkeit der Leistung. Wie dies die Kurve 2 der Fig. 3 zeigt, ergibt sich damit für die spezifischen Anlagekosten, d. h. die Gesamtkosten dividiert durch die installierte Leistung, eine Hyperbel mit senkrechter Asymptote bei der Leistung Null.

Sofern obere und untere Speicherbecken von genügendem Fassungsvermögen errichtet werden können und man sich noch auf dem absteigenden Teil der spezifischen Kostenkurve befindet, wird es vorteilhaft sein, für das Pumpspeicherwerk, im Rahmen der Bedürfnisse des Netzes, die höchstmögliche Leistung vorzusehen.

Diese Grenze kennzeichnet die maximale Leistung  $P_{max}$  des Pumpspeicherkraftwerkes, welche, wie dies prinzipiell in der Fig. 1b dargestellt ist, einem vollständigen Ausgleich der Belastung des Netzes entspricht: die durch das Rechteck IJEF dargestellte Energie wird durch das Grundlastkraftwerk erzeugt, während das Pumpspeicherwerk die dem Dreieck BJD entsprechende Energie verbraucht und eine dem Dreieck ABI entsprechende Energie erzeugt.

Diese maximale Leistung, die gewöhnlich einem Optimalwert entspricht, wird durch folgende Gleichung ausgedrückt:

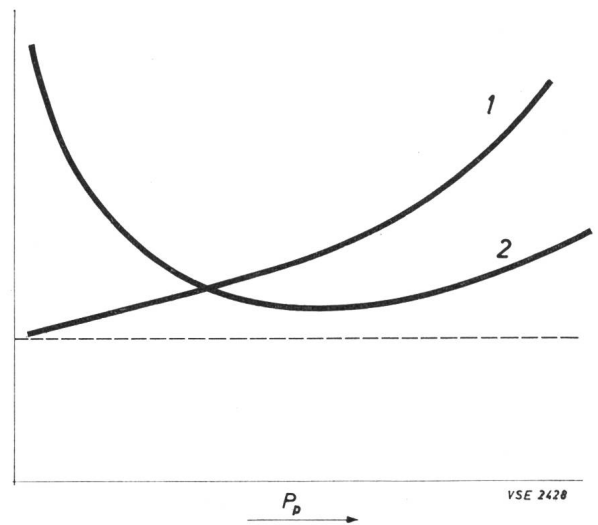


Fig. 3

Allgemeiner Verlauf der Gesamtkosten und der spezifischen Kosten eines Pumpspeicherwerkes in Funktion seiner Ausbauleistung

$$\alpha_p < 1 - \gamma \cdot \frac{1 - \sqrt{\eta}}{2\sqrt{\eta}}$$

$\eta$  = Wirkungsgrad eines Pumpzyklus

$\alpha_p$  = relative Festkosten des Pumpspeicherwerkes

Kurve 1:  $\gamma = 1$

Kurve 2:  $\gamma = 2$

$$p_{p \max} = \frac{P_{p \max}}{P_{\max}} = \frac{(1-u) 2 \sqrt{\eta}}{1 + \sqrt{\eta}} \quad (8)$$

Wird dieser Wert in die Gleichung (6) eingesetzt, so wird die Wirtschaftlichkeit des Pumpspeicherwerkes durch folgende Bedingung gekennzeichnet:

$$\alpha_p < 1 = \gamma \frac{1 - \sqrt{\eta}}{2 \sqrt{\eta}} \quad (9)$$

In Fig. 4 wird der derart ermittelte Grenzwert  $\alpha_p$  in Funktion von  $\eta$  dargestellt, wobei der relative Wert der Verhältniskosten  $\gamma$  der thermischen Energie als Parameter eingesetzt wird.

Für den Sonderfall eines Wirkungsgrades  $\eta = 1$  ergibt sich die triviale Bedingung  $\alpha_p < 1$ , d. h., dass die Wirtschaftlichkeit nur dann gewährleistet werden kann, wenn die Festkosten des Pumpspeicherwerkes geringer sind als jene des ersetzten thermischen Kraftwerkes. Die Fig. 4 zeigt, wie stark die Wirtschaftlichkeit einer Pumpanlage von ihrem Wirkungsgrad abhängt.

Vergleicht man die wirtschaftlichen Vorteile der Pumpspeicherwerke mit jenen der thermischen Spitzenkraftwerke hinsichtlich der Deckung der Spitzenenergie, so gelangt man zur folgenden Bedingung für die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeicherwerkes, dessen Ausrüstung der optimalen Leistung der Gleichung (8) entspricht:

$$\alpha_p < \frac{1 + \sqrt{\eta}}{2 \sqrt{\eta}} (2 \alpha_t + \gamma_t) - \frac{1}{\sqrt{\eta}} (1 + \gamma) \quad (10)$$

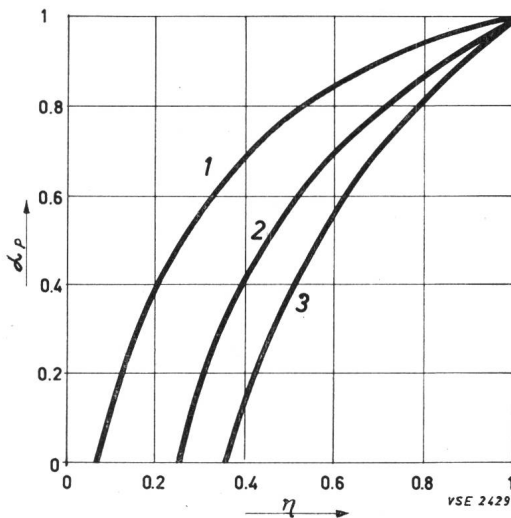


Fig. 4

Ermittlung der Wirtschaftlichkeitsbedingungen eines Pumpspeicherwerkes in Funktion des Wirkungsgrades des Pumpzyklus

$$f(p_p) = 1 - \frac{\gamma P_p (1 - \eta)}{4 \eta (1 - u)}$$

$$\text{Kurven 1 und 2 : } f(p_p) = 1 - \frac{\gamma P_p (1 - \eta)}{4 \eta (1 - u)}$$

$$\text{mit } u = 0,6, \gamma = 1,2 \text{ und } \eta = 0,64 \text{ (Kurve 1)} \\ \eta = 0,81 \text{ (Kurve 2)}$$

Kurve 3: relative Festkosten  $\alpha_p$  eines Pumpspeicherwerkes in Abhängigkeit der installierten Leistung

$P_p$  = relative vom Pumpspeicherwerk verbrauchte Leistung

$\eta$  = Wirkungsgrad des Pumpzyklus

$u$  = Ausnutzungsgrad des Belastungsdiagrammes

$\gamma$  = relative Verhältniskosten des thermischen Kraftwerkes

Nach einer ersten Annäherung gemäss den Gleichungen (9) und (10) kann man die statische Planungsstudie weiterführen. Von einem ersten Optimalwert aus können die Veränderungen der Produktionskosten in Abhängigkeit von den Veränderungen der installierten Leistung des Pumpspeicherwerkes berechnet werden durch Einführung der Ableitung der effektiven Kurve der klassierten Leistungen sowie der Pumpen- und Spitzenenergiekosten, welche dem ersten Optimalwert entsprechen; der Optimalwert kann dann in aufeinanderfolgenden Schritten bestimmt werden.

Eine strengere Ermittlung sollte nicht nur die mittleren Verhältniskosten, sondern auch die Grenzkosten der thermischen Energieerzeugung berücksichtigen.

Die spezifischen Kosten einer Pumpanlage sind also von der installierten Leistung abhängig. Nach dem Entwurf einiger Vorprojekte mit verschiedenen installierten Leistungen und der Aufzeichnung der spezifischen Kosten in Funktion der Leistung des Pumpspeicherwerkes können die Ungleichheiten der Gleichungen (6) und (7) leicht graphisch gelöst werden.

Die vorgehenden Überlegungen stützen sich auf die Tagesdiagramme der nach Benützungsdauer klassierten Leistungen, können aber ebenfalls auf die wöchentlichen, monatlichen und sogar jährlichen Diagramme der klassierten Leistungen ausgedehnt werden, da die Zeitfolge der Leistungsschwankungen nicht berücksichtigt wird.

#### Zahlenbeispiel

Ein thermisches Kraftwerk sei mit 800.- Fr./kW Anlagekosten und 0,02 Fr./kWh Verhältniskosten behaftet.

Unter der Annahme, dass die jährlichen Kosten 18 % der Anlagekosten betragen (allgemeine Unkosten, Amortisierung und Unterhalt, ergeben sich folgende Festkosten:

$$\alpha = \frac{800 \cdot 0,18}{360} = 0,4 \text{ Fr./kWT}$$

Die Verhältniskosten pro Tagesproduktion betragen:

$$C = 0,02 \cdot 24 = 0,48 \text{ Fr./kWT}$$

$$\text{und somit } \gamma = \frac{0,48}{0,4} = 1,2$$

Die spezifischen Kosten eines thermischen Spitzenkraftwerkes sollen auf 500.- Fr./kW und die Verhältniskosten auf 0,03 Fr./kWh veranschlagt werden.

Wird der gleiche Zinsfuss für die Festkosten angenommen, so ergeben sich daraus folgende Werte:

$$\text{Festkosten: } \alpha_t = \frac{500 \cdot 0,18}{360} = 0,25 \text{ Fr./kWT}$$

$$\alpha_t = \frac{0,25}{0,4} = 0,63$$

$$\text{Verhältniskosten: } c_t = 0,03 \cdot 24 = 0,72 \text{ Fr./kWT}$$

$$\gamma_t = \frac{0,72}{0,4} = 1,8$$

Ferner wird angenommen, dass der Pumpzyklus einen Gesamtwirkungsgrad von 0,64 (Übertragungsverluste inbegriffen) aufweise und das Belastungsdiagramm einen Ausnutzungsfaktor von  $u = 0,6$ .

Zum vollständigen Ausgleich des Belastungsdiagrammes ist in diesem Fall folgende Pumpenleistung erforderlich (Gleichung 8):

$$p_{p \max} = \frac{(1-u)2\sqrt{\eta}}{1+n\sqrt{\eta}} = \frac{(1-0,6)2\sqrt{0,64}}{1+\sqrt{0,64}}$$

$$p_{p \max} = 0,356$$

In diesem Optimalfall bestehen für die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeicherwerkes folgende Bedingungen:

— ohne thermisches Spitzenkraftwerk:

$$\alpha_p < 1 - \gamma \frac{1-\sqrt{\eta}}{2\sqrt{\eta}} = 1 - 1,2 \frac{1-0,8}{1,6} = 0,85$$

$$a_p = \alpha_p \cdot a < 0,85 \cdot 0,4 = 0,34 \text{ Fr./kW}$$

Die jährlichen Festkosten eines Pumpspeicherwerkes können auf 12 % der Anlagekosten veranschlagt werden.

Ein wirtschaftlicher Betrieb erfordert daher, dass die Anlagekosten des Pumpspeicherwerkes (einschliesslich seiner Übertragungsleitungen) folgenden Wert nicht überschreiten:

$$A_p < \frac{a_p 360}{0,12} = 0,34 \cdot 3000 = \underline{1020 \text{ Fr./kW}}$$

— mit einem thermischen Spitzenkraftwerk (Gleichung 10):

$$\alpha_p < \frac{1+0,8}{1,6} (2 \cdot 0,63 + 1,8)$$

$$- \frac{1}{0,8} (1 + 1,2) = 0,69$$

$$A_p < \frac{0,69 \cdot 0,4 \cdot 360}{0,12} = \underline{828 \text{ Fr./kW}}$$

Als Funktion von  $p_p$  entspricht die Kurve 1 der Fig. 5 der Geraden:

$$f(p_p) = 1 - \frac{\gamma p_p (1-\eta)}{4\eta(1-u)}$$

vorausgesetzt, dass  $\eta = 0,64$ ,  $u = 0,6$  und  $\gamma = 1,2$ .

Wie wir bereits sahen, beträgt der Maximalwert in diesem Fall  $p_{p \max} = 0,356$ .

Die Kurve 2 der gleichen Figur veranschaulicht die gleiche Funktion für die gleichen Werte von  $u$  und  $\gamma$  sowie für  $\eta = 0,81$ . In diesem Fall ist  $p_{p \max} = 0,378$ .

Diese beiden Wirkungsgrade entsprechen den beiden Grenzfällen, zwischen denen der tatsächliche Gesamtwirkungsgrad der verschiedenen Pumpspeicherwerke liegen wird.

Die Kurve 3 der gleichen Figur veranschaulicht die in relativen Werten ausgedrückten täglichen Festkosten des Pumpspeicherwerkes pro kW der maximalen Turbinenleistung.

Diese Kurve gliedert sich in zwei Teile:

— bei  $p_p < p_{p \max}$  verläuft diese Kurve proportional zu den spezifischen Kosten der Kurve 2 auf der Abbildung 3;

— bei  $p_p > p_{p \max}$  verläuft diese Kurve proportional zu den Gesamtkosten des Pumpspeicherwerkes, die als Kurve 1 in der Fig. 3 eingezeichnet sind. Diese Tatsache rechtfertigt sich insofern, da die spezifischen Kosten auf die maximale Nutzleistung  $p_{p \max}$  bezogen werden muss, welche ja konstant bleibt.

In dem in Fig. 5 aufgezeichneten Fall wurden folglich folgende statische Wirtschaftlichkeitsbedingungen der Pumpspeicherwerke ermittelt:

— bei einem Wirkungsgrad von 0,64 ist eine Wirtschaftlichkeit ausgeschlossen;

— bei einem Wirkungsgrad von 0,81 muss die Leistung des Pumpspeicherwerkes zur Gewährleistung seiner Wirtschaftlichkeit zwischen folgenden Werten gewählt werden:

$$0,25 < p_p < 0,55$$

Die maximale Wirtschaftlichkeit ist erzielt bei:

$$p_p = p_{p \max} = 0,378$$

### 3. Die dynamische Planung

Obschon die statische Planung für die Ermittlungen unerlässlich ist, kann sie aber für die wirtschaftliche Begründung einer bestimmten Erweiterung der Produktionsmittel des Netzes nicht genügen. Zu diesem Zweck muss auch die Entwicklung des Energieverbrauches innert einer gewissen Zeitspanne berücksichtigt werden sowie die Aktualisierung der Produktionskosten am Ende dieser Periode.

Wie wir bereits erfahren haben, verringern sich die Kosten der installierten Leistung eines Pumpspeicherwerkes mit der Zunahme dieser Leistung; in rein wirtschaftlicher Hinsicht wäre es deshalb vorteilhaft, ein Pumpspeicherwerk von hoher Leistung vorzusehen. Gegenüber dem Bedarf des Netzes wäre aber dieses Kraftwerk vorerst wahrscheinlich überdimensioniert, am Ende der Bezugsperiode aber viel-

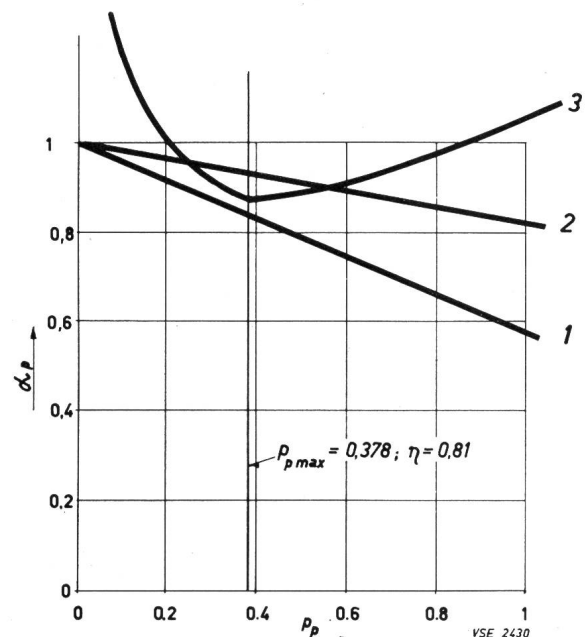


Fig. 5

Graphische Ermittlung der statischen Wirtschaftlichkeitsbedingungen einer Pumpsanlage

leicht doch noch zu schwach. Thermische Spitzenkraftwerke können dagegen leichter etappenweise ausgebaut und den künftigen Bedürfnissen des Netzes angepasst werden.

Die verschiedenen Annäherungen, welche zur optimalen dynamischen Planung eines Systems beigezogen werden können, werden in drei Gruppen unterteilt:

1. Bei der Planung *durch numerische Simulation* wird das System mit Hilfe eines mathematischen Modells untersucht, welches die Berechnung seiner Betriebskosten bei gewisser Expansionspolitik ermöglicht. Wird die gleiche Berechnung für verschiedene Erweiterungstendenzen wiederholt, so kann man nachträglich die vorteilhafteste Lösung ermitteln. Eine Simulation der mittleren stündlichen oder täglichen Belastungen des Netzbetriebes mit oder ohne Pumpspeicherwerk sowie eine ständige Änderung der Kenngrößen der Anlage ermöglicht die Ermittlung der gesamten Produktionskosten in beiden Fällen sowie die Analyse der wirtschaftlichen Berechtigung eines Pumpspeicherwerkes und dessen optimale Daten.

Diese Methode bietet den Vorteil, keine grundsätzlichen Schwierigkeiten zu verursachen. Infolge der Vielfalt der erfassbaren Varianten hinsichtlich der vorgesehenen Merkmale des Pumpspeicherwerkes und seines Betriebes erfordert sie freilich auch eine Vielfalt von Berechnungen und Zahlen, jedoch ohne eine Gewissheit bezüglich der Erfassung der tatsächlichen Optimalwerte zu gewährleisten.

2. Die Planung mit Hilfe der *funktionellen Analyse* benützt die *Variationsrechnung*. Auf die *Gleichungen von Euler-Lagrange* und das *Maximum-Prinzip von Pontrjagin* gestützt, gestattet diese Berechnung die Erfassung der Extremwerte einer Funktion, beispielsweise der gesamten Produktionskosten am Ende einer Bezugsperiode unter Berücksichtigung der Veränderungen einer bestimmten Anzahl Parameter dieses Systemes.

Die Grundlagen dieses Verfahrens beschränken aber die Anwendung dieser Berechnungen auf kontinuierliche Variationen dieser Parameter. Wenn der Anstieg des Energie-

verbrauches eines elektrischen Netzes auch als kontinuierlich aufgefasst werden kann, so ist diese Annahme bei der Erweiterung der Produktionsmittel eines kleinen Netzes, das nur über eine beschränkte Anzahl von Kraftwerken verfügt, nicht mehr zutreffend. Aus diesem Grunde ist diese Methode zur optimalen Planung eines kleinen Netzes nicht geeignet.

3. Die Planung durch *dynamische Programmierung* kann bei der Optimierung der Variationen eines einzigen Parameters des Systemes recht vorteilhaft eingesetzt werden, beispielsweise der Leistungsfähigkeit der zur Erzeugung der Spitzenenergie verfügbaren Einrichtungen. Diese Ermittlung wird in zwei Etappen ausgeführt:

Die *erste Etappe* befasst sich mit der Berechnung der gesamten Produktionskosten während eines bestimmten Jahres  $k$ ; diese Kosten werden in Funktion der im Netze installierten Leistung sowie der im Jahre  $k$  erzeugten zusätzlichen Energie  $u_k$  aktualisiert. Diese Kosten werden in Funktion der Ausbauleistung der Pumpspeicherwerke berechnet: bei Anwendung der Gleichungen (3) und (4) der statischen Planung erhält man eine Kurvenschar mit Minimalwerten, wie dies grundsätzlich aus der Fig. 6 ersichtlich ist. Wird für das Kraftwerk eine schwache Leistung vorgesehen, so sind seine spezifischen Kosten entsprechend hoch, was dann ebenfalls eine Erhöhung der Produktionskosten bewirkt. Ist dagegen die Leistung des Kraftwerkes für einen bestimmten Standort sehr hoch, so erhöhen sich seine spezifischen Kosten; übersteigt die Leistung die Bedürfnisse des Netzes, so wird sie nur teilweise ausgenützt, wodurch die spezifischen Kosten im Verhältnis zur tatsächlich verwerteten Energie ebenfalls erhöht werden. Daraus ergibt sich zwangsläufig, dass diese Kurven ein Minimum aufweisen, dessen Abszisse sich im Sinne der Ausdehnung des Netzes verändert.

Im Laufe der *zweiten Etappe* werden die derart gewonnenen Kurven mit Hilfe der dynamischen Programmierung zur Ermittlung des optimalen Ausrüstungsprogrammes des Netzes verwendet, nämlich zur Abklärung der vorzusehenden optimalen Leistungen und der Konstruktionsdaten der neuen Produktionsmittel. Diese analytische Methode ist bereits in verschiedenen Veröffentlichungen erläutert worden und darf somit als bekannt vorausgesetzt werden.

#### 4. Schlussfolgerungen

Die Optimierungsplanung eines elektrischen Netzes wird in zwei Etappen ausgeführt:

Die *statische Planung*, die, gestützt auf ein gegebenes Belastungsdiagramm, in der Berechnung der optimalen Zusammensetzung der Produktionsmittel eines Netzes besteht. Kann das Diagramm der nach Benützungsdauer klassierten Belastungen des Netzes einem Trapez gleichgestellt werden, so sind einige allgemeine Gleichungen angegeben worden, welche den Einfluss der verschiedenen in diesem Problem auftauchenden Parameter erhellen: der spezifischen Kosten der verschiedenen Kraftwerke, des Wirkungsgrades eines Pumpzyklus, des Ausnützungsgrades des Belastungsdiagrammes. Dank dieser Gleichungen kann das wirtschaftliche Interesse eines Pumpspeicherwerkes in erster Annäherung beurteilt und die unerlässlichen, aber doch nicht genügenden Bedingungen angegeben werden.

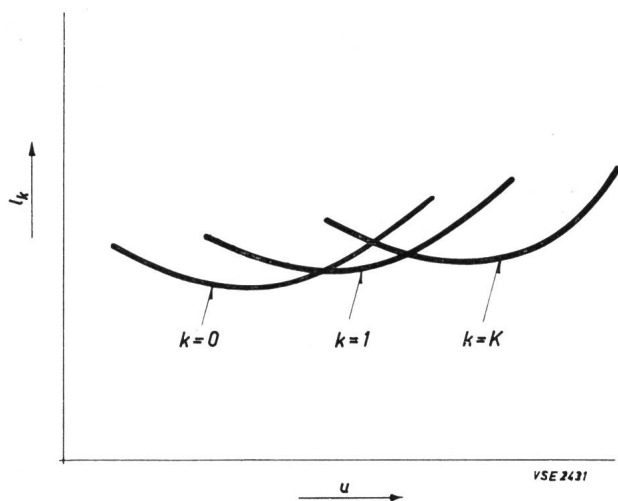


Fig. 6

Variationen der auf das Ende der Bezugsperiode  $K$  aktualisierten jährlichen Produktionskosten  $I_k$  des Jahres  $k$  in Abhängigkeit des vorgesehenen Leistungsvermögens des Pumpspeicherwerkes

Die Bewertung der Zweckmässigkeit des Einsatzes einer Pumpanlage zur Erzeugung der Spitzenenergie erfordert dagegen die *dynamische Optimierungsplanung* und die Ermittlung der auf das Ende der Bezugsperiode aktualisierten gesamten Produktionskosten. Der zweite Teil dieses Berichtes befasst sich mit den Grundlagen der 3 dafür in Betracht kommenden analytischen Methoden:

- der numerischen Simulation;
- der auf der Variationsrechnung gestützten funktionalen Analyse;
- der dynamischen Programmation.

Die letztgenannte Methode scheint in diesem Zusammenhang zur Optimierungsplanung eines kleinen Netzes mit einer einzigen Veränderlichen als Optimierungsparameter am geeignetsten.

Die vorgehend angedeutete wirtschaftliche Berechtigung des Einsatzes eines Pumpspeicherwerkes berücksichtigt allerdings nicht die vielfältigen Dienste, die ein derartiges Kraft-

werk beim Betrieb eines elektrischen Netzes leisten kann, welche, obgleich sie kaum in Zahlen erfasst werden können, doch recht bedeutend sind. In diesem Zusammenhang erwähnen wir:

- die fast augenblickliche Verfügbarkeit einer Leistungsreserve, wenn das Pumpspeicherwerk nicht mit voller Turbinenbelastung betrieben wird; einer Reserve, die sich im Falle einer Netzstörung als recht nützlich erweist und eine Erhöhung der Betriebssicherheit ermöglicht;
- die Verfügbarkeit einer Regelernergie, welche durch eine Frequenz-Leistungsregelung gesteuert wird und die damit verbundene Möglichkeit der Entlastung der thermischen Kraftwerke.

Diese Vorteile erhöhen zusätzlich das wirtschaftliche Interesse eines Pumpspeicherkraftwerkes, das bereits nach den oben erwähnten Methoden als berechtigt angesehen werden konnte.

**Adresse des Autors:**

M. Cuénod, dipl. Ing. ETH, Dr. sc. techn., Société Générale pour l'Industrie, 71, avenue Louis Casaï, 1216 Cointrin GE.

## Aus dem Kraftwerkbau

### Die 380 kV-Leitung Laufenburg—Bassecourt—Sierentz in Betrieb

Die Bernische Kraftwerke AG (BKW) und die Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG (EGL) teilen mit, dass am 17. Januar 1969 die 380 kV-Leitung Laufenburg — Bassecourt — Sierentz (Frankreich) in Betrieb genommen wurde. Diese neue Leitung weist eine Länge von 122 km auf, wobei 76 km auf das Teilstück Laufenburg—Bassecourt und 46 km auf das Teilstück Bassecourt—Sierentz entfallen. Eigentümer der Leitung sind auf dem schweizerischen Teilstück von Laufenburg bis Grenze die BKW und die EGL. Das französische Teilstück Grenze-Sierentz gehört

der Electricité de France (EDF). In einer ersten Etappe wird die Leitung in der Unterstation Bassecourt durchgeschaltet. Später wird in Bassecourt eine 380 kV-Schaltanlage mit Transformierung 380/220 kV erstellt.

Da sich in Frankreich und Deutschland der Verbundbetrieb von 220 kV auf 380 kV verlagert hat, sahen sich die BKW und die EGL gezwungen, sich der neuen Situation anzupassen. Durch die Inbetriebnahme dieser Gemeinschaftsleitung hat die Betriebssicherheit des internationalen Verbundbetriebes erneut zugenommen. Die BKW betreiben damit erstmals eine Leitung mit der hohen Spannung von 380 kV. BKW

## Verbandsmitteilungen

### Dezimalklassifikation

In den Nummern 2, 3 und 4 der «Seiten des VSE» sind die Angaben über die Dezimalklassifikation der Hauptartikel nicht angebracht worden. Wir bitten unsere Leser um Entschuldigung und holen das versäumte hiemit nach.

14. Kongress der UNIPEDE: Bericht der Arbeitsgruppe über die Struktur von Niederspannungstarifen	003.13(4)
Stromwirtschaft im Wettbewerb	621.31:003.13
Kleine energiewirtschaftliche Umschau	620.9(48.7)

Die Redaktion

### Kommission für Energietarife

An ihrer 86. Sitzung vom 18. Dezember 1968, unter dem Vorsitz von Herrn J. Blankart, Direktionspräsident der CKW, Luzern, pflog die Kommission eine Aussprache über die Absatzentwicklung bei der elektrischen Energie im Lichte der Statistik über das hydrographische Jahr 1967/68. Sie stellte dabei fest, dass die vermehrte Ausbreitung der Betriebsferien und der Ferien an den grossen Feiertagen Ostern und Weihnachten die Werke vor schwere Probleme stellen wird, dass dagegen die bei gewissen Industrien im Sommer 1968 festgestellten Rezessionserscheinungen im Abklingen begriffen sind. Die Kommission beauftragte

die Arbeitsgruppe «Baukostenbeiträge», die ihren ersten Auftrag erfüllt hat, mit der Untersuchung des Einflusses der Warmwasserspeicher (speziell deren Tagesnachladung) auf die Netzbelastungen, auch im Zusammenhang mit der durch die elektrische Raumheizung zu erwartenden Netzbelastungen. Sie nahm ferner Kenntnis von den neuen Tarifen für elektrische Energie der Services Industriels de Genève und von der ablehnenden Stellungnahme der Eidg. Kommission für Konsumentenfragen betreffend die globale Messung der elektrischen Energie. Schliesslich beschloss die Kommission, die bisherigen Tarifkurse durch Kurse für Fortgeschrittene zu ergänzen, wofür der Präsident und das Sekretariat Vorschläge ausarbeiten werden. AE

### Kommission für Aufklärungsfragen

Anlässlich ihrer 31. Sitzung vom 12. Dezember 1968 in Zürich, unter dem Vorsitz von Herrn Dr. F. Wanner, Direktor der EKZ, Zürich, nahm die Kommission für Aufklärungsfragen die Berichte über die Reaktionen im Publikum auf Tariferhöhungen entgegen, die von zwei Mitgliedern erstattet wurden, die vor kurzem Tariferhöhungen durchgeführt hatten. Sie nahm mit Befriedigung Kenntnis vom Umstand, dass Tariferhöhungen dann keine nennenswerten Reaktionen auslösen, wenn sie begründet und den Abnehmern erklärt werden. Die Kommission besprach auch das