

Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 64 (1972)
Heft: 5

Artikel: Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen an schweizerischen
Pumpspeicherprojekten für verschiedene Betriebs- und
Energiekostenparameter
Autor: Frankhauser, Hans / Trucco, Giulio
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-920958>

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: 08.02.2026

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

urteilung und Wahl der geeigneten Maschinen-Gruppen. Aufgrund der für ein einfaches Bewertungssystem notwendigen Einschränkungen konnten nur Diagramme mit approximativen Werten erhalten werden. Die Diagramme Bild 5 und Bild 6 lassen wohl überschlägliche Schlüsse ziehen. Sie zeigen aber auch, dass umfangreichere Berechnungssysteme erforderlich sind, um die wirtschaftlichste Anordnung der Maschinen-Gruppen festzulegen, das heisst zu entscheiden, ob Umkehrmaschinen oder nicht. Solch eingehende Studien sind es, die in Europa nach wie vor zu sehr verschiedenen Anordnungen von Maschinen-Gruppen führen. Kein Typ von Maschinen-Gruppen sollte generell bevorzugt werden.

LITERATURNACHWEIS

- [1] J. Osterwalder, Tailwater Depression of Multi-Jet Impulse Turbines, Water Power, September 1966, Seite 358.
- [2] Richard D. Harza, Hydro and Pumped Storage for Peaking, Power Engineering, October 1960, Seite 81.
- [3] Gunnar Isaksson, Tore Nilsson, Bertil Sjostrand, Pumped Storage Power Plants with Underground Lower Reservoir, World Power Conference 1968, Paper 160, Seite 6.
- [4] Kurt Baumann, 3-Unit-Pumped-Storage-Sets of Simplified Design, IAHR Symposium 1970, Paper C3.
- [5] W. Meier, Pumpturbinen, Escher Wyss Mitteilungen, 1962/2, S. 6.
- [6] W. Meier, Hydraulische Maschinen für Pumpspeicherwerke, Bulletin SEV 56/1965/7, 3. April, Seite 241.
- [7] W. Lecher, W. Meier and D. Florjancic, Considération au sujet de la puissance unitaire la plus économique des machines hydrauliques équipant les installations d'accumulation par pompage, VII World Power Conference 1968, Paper No. 217, Section C2.
- [8] Werner Kraft. Das Kraftwerk des Pumpspeicherwerkes Rönkhauhausen, Siemens Zeitschrift 42/1968, Heft 6.
- [9] D. Florjancic. Beim Anfahren grosser Pumpturbinen zu beachtende Probleme, Technische Rundschau Sulzer Nr. 4 (1967)

Adresse des Verfassers:

Dr. Ing. E. H. Mühlmann
Direktor bei Escher Wyss AG
Postfach, CH-8023 Zürich

Bildernachweis:

Bilder 1 bis 6 Escher Wyss AG

WIRTSCHAFTLICHKEITSUNTERSUCHUNGEN AN SCHWEIZERISCHEN PUMPSPEICHER-PROJEKTEN FÜR VERSCHIEDENE BETRIEBS- UND ENERGIEKOSTENPARAMETER

Hans Fankhauser und Giulio Trucco

DK 621.221.4.003

Bis vor wenigen Jahren war die wasserreiche Schweiz in der Lage, den Energiebedarf für die allgemeine Versorgung zu mindestens 5/6 aus Wasserkraftwerken zu decken. Mit der Inbetriebnahme der ersten nuklearen Kraftwerke hat eine rückläufige Entwicklung des hydroelektrischen Energieanteils eingesetzt. Die Schweiz befindet sich erst am Beginn der Ausbauphase von Pumpspeicherwerken; daher fehlen noch Verbundbetriebserfahrungen, welche die besonderen Erfordernisse des inländischen Energiemarktes in genügender Weise zu erfassen vermögen. Für den Projektanten stellt sich die Aufgabe, zum vergleichenden Wirtschaftlichkeitsnachweis von Pumpspeicherprojekten Grundlagen zu schaffen, welche die Betriebserfordernisse und den Marktwert der nach Qualitäten zu gliedernden Energie in ausreichendem Masse zu erfassen vermögen. Diese Aufgabe wird erschwert durch den Umstand, dass die Betriebs- und Marktwertvoraussetzungen der verschiedenen interessierten Produktions- und Verteilorganisationen der allgemeinen Versorgung namhafte Unterschiede aufweisen.

Um die Verhältnisse für ein in den Schweizeralpen projektiertes Pumpspeicherwerk zu erfassen, wurde versucht, die Gestehungskosten der Energie im Verhältnis zur Benützungsdauer der installierten Leistung darzustellen. Als obere Limite einer solchen Betrachtungsweise dient eine Hüllkurve thermisch-nuklearer Produktion, welche im Bereich der Grundlastenergie die Gestehungskosten von Atomkraftwerken oder thermischen Anlagen von 300 MW installierter Leistung und im Bereich kurzfristiger Spitzenenergie diejenige von Gasturbinenanlagen von 30 KW berücksichtigt (siehe Bild 1). Um eine Vergleichsbasis zu schaffen, wurden zwei Bewertungsmodelle studiert, welche im Bereich grosser Benützungsdauer (zwischen 4000 und 8760 h/Jahr) der genannten Hüllkurve thermisch-nuklearer Erzeugung und im Bereich kurzer Benützungsdauer (bis zirka 3000 h/Jahr) zwei verschiedenen, für schweizerische Verhältnisse reellen Marktwerten qualitativ hochwertiger

Energie entsprechen. Die Kurve des Modells 1 lehnt sich an die seinerzeitigen Richtlinien des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes für die vergleichende Beurteilung von Wasserkraftprojekten an, welche die in der Tabelle 1 aufgezeichneten Energiequalitäten, Energiepreise und Benützungsperioden, getrennt für das Winter- und das Sommerhalbjahr, enthält.

Die daraus resultierende Kurve ist die Summenlinie der Marktwerte verschiedener Qualitäten, gemittelt über die betreffende Benützungsdauer.

Das Modell 2 ist analog aufgebaut, enthält jedoch eine andere Einteilung der Energiequalitäten, der entsprechenden Benützungsdauer und der Unterteilung zwischen Winter- und Sommerhalbjahr. Tabelle 2 zeigt die verschiedenen Annahmen für Modell 2.

Bemerkenswert für beide Modelle ist der Umstand, dass für eine totale Benützungsdauer von 8760 h/Jahr der mittlere Gestehungspreis auf 2,5 Rp./kWh zu stehen kommt und damit dem geschätzten Gestehungspreis eines Atom- oder thermischen Kraftwerkes von 300 MW installierter Leistung bei gleicher Benützungsdauer entspricht. Die Anwendung dieser Bewertungsmodelle gestattet für verschiedene angenommene Betriebscharakteristiken folgende Vergleichsbetrachtungen von Pumpspeicherprojekten:

- Ermittlung des Produktionsvermögens bzw. des Pumpenergiebedarfs von Pumpspeicherwerken für bestimmte, im Modell definierte Betriebsvoraussetzungen
- Ermittlung von Mittel- oder Saisongestehungspreisen der Pumpspeicherproduktion unter Berücksichtigung der nach Modell vorausgesetzten Pumpenergiepreise
- Abschätzung von Wirtschaftlichkeitsfaktoren w zum relativen Vergleich verschiedener Pumpspeicherprojekte.

Annahmen für Bewertungsmodell 1 gemäss früheren Richtlinien SWV in Rp./kWh Tabelle 1

| | Spitzenenergie Wi. 120 h/Monat So. 65 h/Monat | Weitere Werktags- Tagesenergie Wi. 95 h/Monat So. 85 h/Monat | Uebrige Werktags- Tagesenergie Wi. 95 h/Monat So. 90 h/Monat | Nacht- und Wochenendenergie Wi. 420 h/Monat So. 490 h/Monat |
|-----------|---|---|---|--|
| Oktober | 6.5 | 3.8 | 3.2 | 1.5 |
| November | 7.2 | 4.2 | 3.5 | 1.9 |
| Dezember | 7.9 | 4.6 | 3.8 | 2.2 |
| Januar | 8.1 | 4.7 | 3.9 | 2.3 |
| Februar | 7.9 | 4.6 | 3.8 | 2.2 |
| März | 7.3 | 4.3 | 3.6 | 1.9 |
| Winter | 7.48 | 4.36 | 3.63 | 2.0 |
| April | 6.3 | 3.6 | 3.1 | 1.4 |
| Mai | 4.7 | 2.5 | 2.0 | 0.9 |
| Juni | 3.85 | 1.9 | 1.4 | 0.55 |
| Juli | 3.85 | 1.9 | 1.4 | 0.55 |
| August | 4.5 | 2.4 | 1.9 | 0.85 |
| September | 5.4 | 3.0 | 2.5 | 1.2 |
| Sommer | 4.75 | 2.55 | 2.05 | 0.9 |
| Jahr | 6.55 | 3.5 | 2.86 | 1.4 |

Durchschnittspreis 2,5 Rp./kWh

Der Wirtschaftlichkeitsfaktor w ist folgendermassen definiert:

$$w = \frac{\text{Ertragswert der Energie in Mio Fr.}}{\text{Anlagek. x Jahreskostenansatz} + \text{Pumpenergiek. in Mio Fr.}}$$

Für $w = 1$ kann der Energieertrag die laufenden Betriebskosten gerade noch decken; ist der Wert w grösser als 1, so ist er als wirtschaftlich zu bewerten und zwar um so mehr, je höher der Faktor w ausfällt.

Für die im Bild 1 eingetragenen Gestehungspreise eines projektierten Pumpspeicherwerks in den Schweizeralpen wurden zwei verschiedene Betriebscharakteristiken angenommen und zwar für das Modell 1:

Spitzenproduktion:

$$\left. \begin{array}{l} 9 \text{ h/Werktag an 5 Wochentagen} \\ \text{während 6 Wintermonaten} \\ 6 \text{ h/Werktag an 5 Wochentagen} \\ \text{während 6 Sommermonaten} \end{array} \right\} \text{Benützungsdauer} = 1960 \text{ h/Jahr}$$

und für das Modell 2:

Spitzenproduktion:

$$\left. \begin{array}{l} 10 \text{ h/Werktag an 5 Wochentagen} \\ \text{während 8 Wintermonaten} \\ 8 \text{ h/Werktag an 5 Wochentagen} \\ \text{während 4 Sommermonaten} \end{array} \right\} \text{Benützungsdauer} = 2430 \text{ h/Jahr}$$

Die für die Produktion erforderliche Pumpwassermenge wurde für beide Modelle entsprechend den Charakteristiken der vorgesehenen Maschinen bestimmt. Der resultierende Energiegestehungspreis wurde im Diagramm in Bild 1 eingetragen. Die Punkte liegen zwischen den Kurven beider Bewertungsmodelle. Dies bedeutet, dass die Voraussetzungen des Bewertungsmodells 2 nicht ganz zur Deckung der Kosten ausreichen ($w < 1$), dass anderseits aber noch eine namhafte Marge zum Bewertungsmodell 1 und eine noch grössere Marge gegenüber den Hüllkurven thermisch-nuklearer Erzeugung besteht ($w > 1$).

Die verwendeten Bewertungsmodelle erlauben einen raschen und zuverlässigen Vergleich verschiedener Pump-

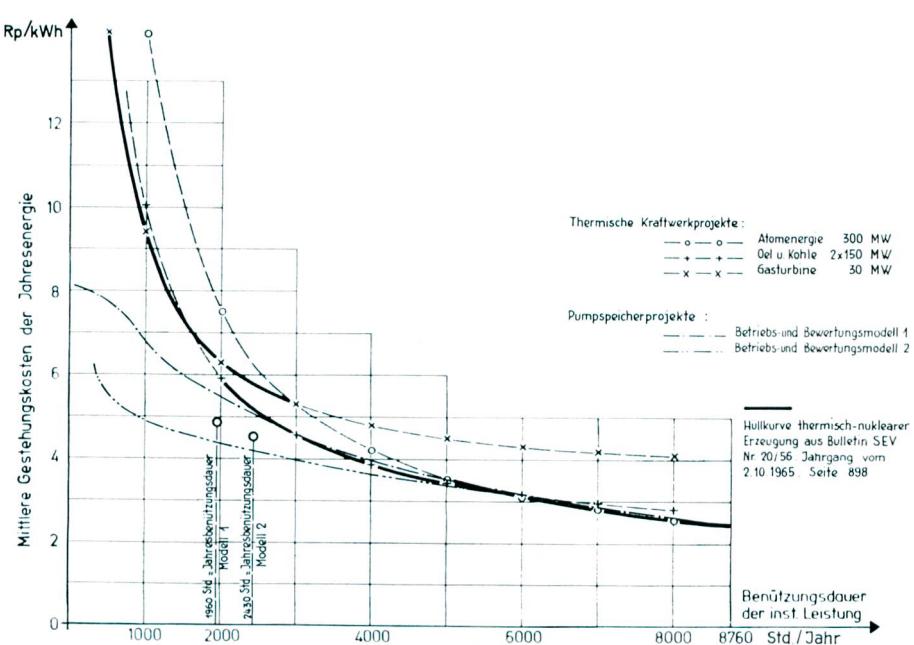


Bild 1
Hüllkurve thermisch-nuklearer
Erzeugung und angepasste
Bewertungsmodelle

speicherprojekte auf Grund praktisch reeller Energie- marktwerte.

Da die Verfügbarkeit an Ueberschussenergie für Pump- zwecke und die Bedürfnisse der Produktion nicht bei allen Kraftwerken die gleichen sein werden, soll im nachfol- genden kurz noch eine weitere Interpretierung des Ener- giegestehungspreises dargestellt werden. Dieser setzt sich zusammen aus einem fixen und einem variablen Anteil. Der fixe Anteil enthält die jährlichen Aufwendungen als Funktion der Anlagekosten; die wichtigsten Teilquoten stammen aus den Kapitalkosten, den Amortisationen und den Kosten für Unterhalt und Betrieb. In der Schweiz darf gegenwärtig mit einem Jahreskostenansatz von etwa 8,5 % gerechnet werden (5—6 % Zinsdienst, zirka 1—1½ % Amortisation und ca. 1,5—2 % Unterhalt und Betrieb. Der variable Anteil ist gegeben durch die Kosten der Pumpenergie.

Sind die Anlagekosten für ein bestimmtes Projekt be- kannt, so können für verschiedene Gestehungspreise der Energie die dazugehörigen Pumpenergiokosten errechnet und es kann auf Grund einer subjektiven Bewertung der- selben auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes geschlos- sen werden.

Für eine rasche, überschlagsmässige Bestimmung des Energiegestehungspreises (p) dient auch folgende Formel:

$$p = \frac{\text{Anlagekosten} \times \text{Jahreskostenansatz in Mio Fr.}}{\text{Ausbauleistung} \times \text{Betriebsstunden}} + 1.4\text{facher Pumpenergiepreis}$$

Damit kann eine zuverlässige Grössenordnung des Ener- giegestehungspreises in Abhängigkeit des Preises für die zur Produktion nötigen Pumpenergie angegeben werden.

Annahmen für Bewertungsmodell 2

Tabelle 2

(Winter: September—April = 8 Monate, Sommer: Mai—August = 4 Monate)

Spitzenenergie:

| | | | |
|--------------------|---|-------|-------------|
| Winter: 10 h/Woche | = | 346 h | 6.2 Rp./kWh |
| Sommer: 10 h/Woche | = | 176 h | 4.2 Rp./kWh |

Starklastenergie:

| | | | |
|--------------------|---|---------|-------------|
| Winter: 40 h/Woche | = | 1 383 h | 4.0 Rp./kWh |
| Sommer: 30 h/Woche | = | 527 h | 2.2 Rp./kWh |

Weitere Werktagstagesenergie:

| | | | |
|--------------------|---|---------|-------------|
| Winter: 36 h/Woche | = | 1 245 h | 3.2 Rp./kWh |
| Sommer: 46 h/Woche | = | 808 h | 1.5 Rp./kWh |

Schwachlastenergie:

| | | | |
|--------------------|---|---------|-------------|
| Nacht: | | | |
| Winter: 50 h/Woche | = | 1 729 h | 2.5 Rp./kWh |
| Sommer: 50 h/Woche | = | 878 h | 1.0 Rp./kWh |

Wochenendenergie:

| | | | |
|--------------------|---|---------|-------------|
| Winter: 32 h/Woche | = | 1 106 h | 1.5 Rp./kWh |
| Sommer: 32 h/Woche | = | 562 h | 0.5 Rp./kWh |

| | | | |
|---------------------|--|---------|-------------|
| Durchschnittspreis: | | 8 760 h | 2.5 Rp./kWh |
|---------------------|--|---------|-------------|

Bildernachweis:

Bild 1 AG Ingenieurbureau Maggia, Locarno

Adresse der Verfasser:

Dipl. Ing. H. Fankhauser und dipl. Ing. G. Trucco,
AG Ingenieurunternehmung Maggia,
Piazza Fontana Pedrazzini, CH-6600 Locarno

BETRACHTUNGEN ÜBER DEN EINFLUSS DER BECKENGRÖSSE AUF DIE BETRIEBSFREIHEIT SOWIE AUF DIE SCHAFFUNG VON ERSATZRESERVEN AUS PUMPSPEICHERANLAGEN IM VERBUNDBETRIEB MIT ANDEREN KRAFTWERKEN

Hans Fankhauser und Giulio Trucco

DK 621.221.4

Der Nutzinhalt der Ober- und Unterbecken ausländischer Pumpspeicheranlagen genügt in der Regel für eine Voll- last-Benützungsdauer von etwa 4 bis 6, in einzelnen Fällen auch von 10 bis 20 Betriebsstunden. Die Schweiz verfügt über eine ansehnliche Zahl von Saisonspeicherbecken und natürlichen Seen, welche sich in mehreren Fällen als Retentionsräume für künftige Pumpspeicheranlagen gut eignen. Es besteht die Aussicht, dass solche Anlagen am ehesten realisiert werden, da neben der Zentrale die Becken zu den kapitalaufwendigsten Objekten der Anlage gehören, die in solchen Fällen bereits vorhanden sind. Dieser Umstand wirkt sich somit günstig auf die Gesamtwirtschaftlichkeit eines solchen Projektes aus. Während der sich über 9 bis 10 Monate des Jahres erstreckenden Aufstau- und Absenkperioden von Saisonspeichern darf bei solchen Pumpspeicheranlagen mit der Verfügbarkeit verhältnismässig grosser freier Beckenräume ge- rechnet werden, welche weitergehende Betriebsfreiheiten ermöglichen, als beim üblichen einfachen Tageszyklus. Diese können wie folgt charakterisiert werden:

— **Wochenzyklus:** Der Pumpbetrieb über Nacht (7 bis 9 Stunden) wird mit demjenigen am Wochenende kombiniert (23 bis 29 Stunden) in der Weise, dass am Freitagabend das Oberbecken entleert und am Montag- morgen wieder gefüllt ist. Das benötigte Speichervolu-

men ist ungefähr doppelt so gross, als für den reinen Tageszyklus; solche Retentionsräume sind während der ganzen Dauer der Aufstau- und Absenkungsperioden verfügbar (siehe Bild 2)

— **Wochenendzyklus:** Der Pumpbetrieb beschränkt sich auf das Wochenende; in rund 60 Pumpenbetriebs- stunden wird das zur Spaltenproduktion der darauffol- genden Woche benötigte Wasser im Oberbecken ge- speichert. Diese Betriebsart bleibt auf die Zeitperioden ausreichender Retentionsräume beschränkt (normaler- weise Mai bis August und November bis April) (siehe Bild 3)

— **Langzeitspeicherung:** Es ist praktisch denk- bar, zusätzlich zum normalen Umwälzbetrieb zum Bei- spiel im Tageszyklus, während zweier wasserreichen Wo- chenenden der Schneeschmelzperiode (zum Beispiel Monat Juni) den Wasserbedarf zur Spitzendeckung in einer wasserarmen Herbstperiode (zum Beispiel Tro- kenperiode oder Abstellung anderer Anlagen) in das Oberbecken zu pumpen (siehe Bild 4). Eine solche Betriebsart ist ohne Störung der auf den Herbst zu realisierenden normalen Beckenfüllung und ohne Be- einträchtigung des Nutzungsregimes der Unterlieger- anlagen in der Regel in der Zeitspanne zwischen an- fangs Juni und Mitte August denkbar, da während die-