

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins :
gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen
Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer
Elektrizitätswerke (VSE)

Band: 56 (1965)

Heft: 3

Artikel: Die energiewirtschaftlichen Grundlagen für den Einsatz von
Wasserkraftanlagen mit künstlicher Speicherung

Autor: Galli, R.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916336>

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: 21.11.2024

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

Die energiewirtschaftlichen Grundlagen für den Einsatz von Wasserkraftanlagen mit künstlicher Speicherung

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 11. November 1964 in Zürich
von R. Galli, Basel

621.221.3

Mit dem Vollausbau der als wirtschaftlich nutzbar erachteten Lauf- und Alpenwasserkraften in der Schweiz sind noch nicht alle Möglichkeiten der technischen Verwendung von Wasser im Energieerzeugungsprozess ausgenutzt. Als betriebswirtschaftlich notwendig und wirtschaftlich sinnvoll können künstliche Speicheranlagen das zukünftige thermische Potential ergänzen. Für ein konkretes Projekt mit einer Gesamtleistung von 550 MW ergab die Kostenschätzung spezifische Investitionskosten von Fr. 678 pro kW. Die Eigenwirtschaftlichkeit einer solchen Anlage bei einer Energieproduktion von 300 GWh im Sommer- und 600 GWh im Winterhalbjahr, wobei pro Werktag bis 5 GWh Tagesspitzenenergie abgegeben werden, kann bei den angenommenen Energiemarktpreisen nachgewiesen werden. Die Wirtschaftlichkeit einer thermischen Kombination von 900 MW konventionell thermisch und 750 MW nuklear zusammen mit 1000 MW Speicherleistung kann mindestens um 11% verbessert werden. Beim Aufbau der zukünftigen thermischen Leistung werden damit die stark gekoppelten, betriebswirtschaftlichen Wechselwirkungen und die Systemoptimierung zu entscheidenden Faktoren.

Avec l'aménagement complet des forces hydrauliques en Suisse, considérées comme économiquement utilisables, en plaine et dans les Alpes, les possibilités d'utiliser techniquement l'eau dans le processus de production d'énergie électrique ne sont pas encore toutes épuisées. Un moyen utile et économique, du point de vue de l'exploitation, consiste à aménager des installations d'accumulation artificielles destinées à compléter le futur potentiel thermique. Pour un projet concret d'une puissance globale de 550 MW, l'estimation du coût a indiqué des dépenses d'investissement spécifiques de fr. 678.— par kW. Compte tenu des prix sur le marché de l'énergie, la rentabilité propre d'une telle installation peut être prouvée une production de 300 GWh en été et de 600 GWh en hiver, avec une énergie de pointe journalière de 5 GWh au maximum. La rentabilité d'une combinaison thermique de 900 MW dans une centrale thermique classique et de 750 MW dans une centrale nucléaire, avec 1000 MW de puissance provenant d'accumulation artificielle, peut être améliorée d'au moins 11%. Pour l'aménagement de la future puissance thermique, les interactions très étroites dans l'exploitation et l'optimisation du système seront ainsi des facteurs décisifs.

1. Einleitung

Die schweizerischen Elektrizitätsversorgungsfachleute stehen vor der verantwortungsvollen Aufgabe, die Probleme einer Strukturwandlung zu bewältigen. Die Grenzen der als wirtschaftlich nutzbar erachteten Wasserkraft sind sowohl quantitativ wie zeitlich festgelegt. Um dem noch ungebrochenen Energiebedarfsanstieg weiterhin folgen zu können, müssen auf der Produktionsseite neue, bedarfsgerechte, möglichst wirtschaftliche und betriebssichere Energiequellen im bisher ausschliesslich auf der reichen heimischen Wasserkraft aufgebauten Versorgungssystem integriert werden. Als technisch erprobt stehen dafür klassische Dampfkraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, und Reaktoranlagen zur Diskussion.

Im folgenden wird gezeigt, dass in der Schweiz im Energieerzeugungsprozess noch eine weitere Möglichkeit der technischen Verwendung von Wasser offengeblieben ist, die als betriebswirtschaftlich notwendige und wirtschaftlich sinnvolle Ergänzung an die Seite des zukünftigen thermischen Potentials treten kann, nämlich dessen künstliche Speicherung. Pumpspeicherwerke bestehen bereits mehrere in der Schweiz. Sie dienen jedoch überwiegend der Bereitstellung saisonaler Speicherenergie und verfügen über relativ bescheidene Einheitsleistungen. Das zukünftige Pumpspeicherwerk wird dagegen über ganz andere Charakteristika verfügen müssen, um mit den aus wirtschaftlichen Gründen sehr leistungsstark geplanten thermischen Kraftwerken, welche im Grundlastband arbeiten müssen, optimal kombiniert werden zu können. Bei der Bearbeitung dieser Probleme wurde es deutlich, dass im Verbundsystem die Eigenwirtschaftlichkeiten bestimmter Kraftwerkanlagen relativ an Bedeutung einbüßen, und dass es vor allem die stark gekoppelten, gegenseitigen Wechselwirkungen sind, die mehr und mehr an Interesse und Gewicht gewinnen. Es liegt angesichts der komplexen Problemstellung auf der Hand, dass es für diese Fragen keine Patentlösung gibt. Es soll jedoch versucht werden, durch grundsätzliche Überlegungen die Probleme aufzuzeigen und zu prüfen, durch welche Faktoren die energiewirtschaftlichen Grundlagen für den Einsatz von Speicheranlagen beeinflusst werden.

2. Probleme der Erzeugung elektrischer Energie

Wenn in einem auf hydroelektrischer Versorgungsbasis aufgebauten System thermische Kraftwerke bedarfsgerecht eingliedert werden, muss die Leistungszuwachsplanung immer von den wahrscheinlichen Verhältnissen eines Trockenjahres ausgehen. Vom Zeitpunkt an, wo z. B. der gesamte Grundlastbedarfszuwachs durch thermische Kraftwerke gedeckt wird, entsteht in Regeljahren oder gar in Jahren mit überdurchschnittlicher Hydraulizität ein Produktionsüberfluss. Dies führt dann zwangsläufig zu Einschränkungen und damit zur Abwertung der thermischen Produktion. Beim Endausbau unserer Wasserkraft, wobei die jährliche Energieerzeugung auf ca. 35 TWh veranschlagt wird, können diese Produktionsschwankungen bis 7 TWh im Jahr betragen. Dies entspricht der Energie, die in thermischen Kraftwerken von 1000 MW Leistung in 7000 h erzeugt werden könnte.

Diese Zahlen zeigen, dass es an sich schon ein Problem von wachsender Bedeutung ist, die in zufälligen Trockenjahren auftretenden Energiemankos möglichst wirtschaftlich zu überbrücken, ganz abgesehen von der Art und Weise, wie nach erreichtem hydraulischem Vollausbau der Gesamtbedarf abgedeckt wird. Offensichtlich werden damit beim Aufbau der zukünftigen thermischen Leistungsfähigkeit die betriebswirtschaftlichen Wechselwirkungen und die Systemoptimierung zu entscheidenden Faktoren.

Daneben sind es die grossen und raschen täglichen Bedarfschwankungen, die die ganze Aufmerksamkeit des Fachmannes erfordern. Die Verhältnisse, getrennt nach Leistungs- und Energiekomponenten, lassen sich am besten an einem Beispiel erläutern.:

In Fig. 1, dem Diagramm der gesamten Erzeugung elektrischer Energie in der Schweiz¹⁾, das aus den regelmässigen Veröffentlichungen im Bulletin des SEV zufällig herausgegriffen ist, können folgende Werte abgelesen werden:

Verfügbare Leistung	6980 MW	
Aufgetretene Höchstleistung	4750 MW	
Tages-Energieerzeugung	82,5 GWh	(inkl. Ausfuhr)
Installierte Leistung	7300 MW	(geschätzt)
Tiefstlast	2700 MW	(aus Diagramm abgelesen)

¹⁾ s. Bull. SEV 55(1964) 17, S. 874.

daraus folgt:

$$\text{Tagesleistung} = \frac{\text{Gesamtarbeit pro Tag}}{\text{Zeitspanne}} = \frac{82,5 \cdot 10^3 \text{ [MWh]}}{24 \text{ [h]}} = 3440 \text{ [MW]}$$

$$\text{Lastverhältnis} = \frac{\text{Tiefstlast}}{\text{gefährte Höchstlast}} = \frac{2700 \text{ [MW]}}{4750 \text{ [MW]}} = 0,57$$

$$\text{Ausnutzungsfaktor der verfügbaren Leistung} = \frac{\text{Gesamtarbeit pro Zeitspanne}}{\text{verfügbare Leistung} \times \text{Dauer der Zeitspanne}} = \frac{\text{mittlere Leistung}}{\text{verfügbare Leistung}} = \frac{3440 \text{ [MW]}}{6980 \text{ [MW]}} = 49\%$$

$$\text{Ausnutzungsfaktor der installierten Leistung} = \frac{3440 \text{ [MW]}}{\approx 7300 \text{ [MW]}} = 47\%$$

$$\text{Belastungsfaktor (bez. Höchstlast)} = \frac{\text{Gesamtarbeit pro Zeitspanne}}{\text{gefährte Höchstlast} \times \text{Dauer der Zeitspanne}} = \frac{\text{mittlere Leistung}}{\text{Spitzenleistung}} = \frac{3440 \text{ [MW]}}{4750 \text{ [MW]}} = 72\%$$

Im Lastdiagramm (Fig. 1) wurde eine Aufteilung in 3 Lastbereiche vorgenommen, und zwar für Grund-, Regulier- und Spitzenlast. Ausser dem wohldefinierten Grundlastbereich ist diese Aufteilung willkürlich gewählt. Die zugehörigen Energie- und Leistungswerte sind in Fig. 1 eingetragen.

Wesentlich eindrücklicher werden diese Zahlen in absehbarer Zukunft, z. B. für das Jahr 1975. Wenn man in erster Näherung zur Schätzung annimmt, dass bei ungebrochener Zuwachsrates die relativen Verhältnisse gleich bleiben werden, müssen um 1975 bei Totalleistungen um 9 GW, mit Tagesenergien um 156 GWh, an Werktagen Spitzenlasten um 3000 MW, mit lediglich etwa 15 GWh als eigentliche Spitzenenergie gefahren werden. Diese Zahlen erfassen vielleicht besser als langatmige Erklärungen das grosse Problem der Spitzenlastdeckung, nämlich der Bereitstellung grosser, kurzzeitig einsetzbarer Leistungen.

Den Schwankungen auf der Bedarfsseite müssen notwendigerweise auf der Produktionsseite Anlagentypen mit verschiedenen Eigenschaften gegenübergestellt werden. Es können drei Kraftwerktypen unterschieden werden:

- I. *Grundlastwerke*, die langfristig mit möglichst konstanter Last fahren.
- II. *Spitzenlastwerke*, die kurzzeitig, stunden- oder minutenweise, gefahren werden und schroffsten Laständerungen gewachsen sind.
- III. *Regulierwerke*, die allen Ansprüchen, allerdings nicht in extremer Form, genügen können.

Ausser der technischen Bauart unterscheiden sich die genannten 3 Anlagekonzepte insbesondere grundlegend in ihrer Betriebsökonomie. Während bei Grundlastwerken die Jahresbetriebskosten auf grosse Energiemengen verteilt werden können, wobei heute übliche Energieeinheitskosten von wenigen Rappen errechnet werden, können die Jahreskosten der Spitzenlastwerke nur auf kleine Energiemengen verteilt werden, wobei auch Kosten von 10 Rp./kWh und mehr im Einzelfall, je nach Einsatzmöglichkeit, aber durchaus marktkonform sein können.

Angesichts der manchmal reichlich kritiklosen Publizität über die Energiegestehungskosten in zukünftigen Kraftwerken und bei Vergleichen von Anlagen, die auf verschiedener Betriebsstoffbasis beruhen, kann nicht nachdrücklich genug darauf hingewiesen werden, dass für die Energie, die in verschiedenen Produktionsanlagen anfällt, die Kosten pro erzeugte

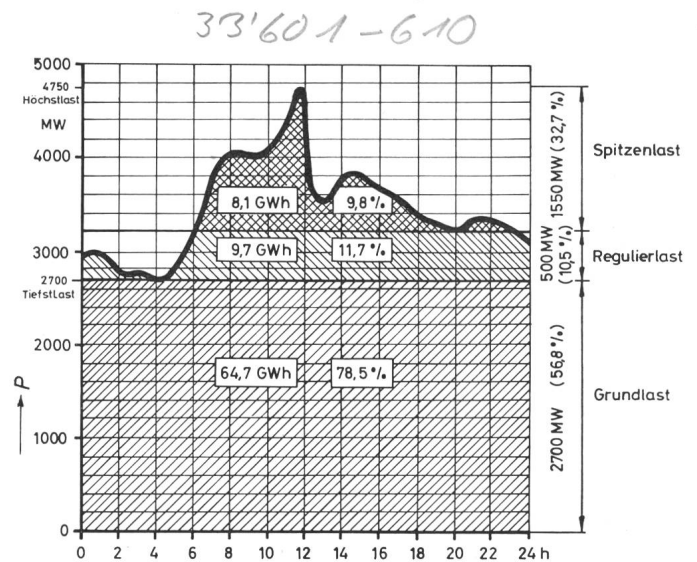


Fig. 1
Gesamte Erzeugung elektrischer Energie in der Schweiz vom 17. Juni 1964
P Belastung

kWh kein Mass für deren Qualität, d. h. für deren Marktwert sind. Diese Tatsache lässt sich übrigens an den geltenden differenzierten Energiemarktpreisen messen und beurteilen.

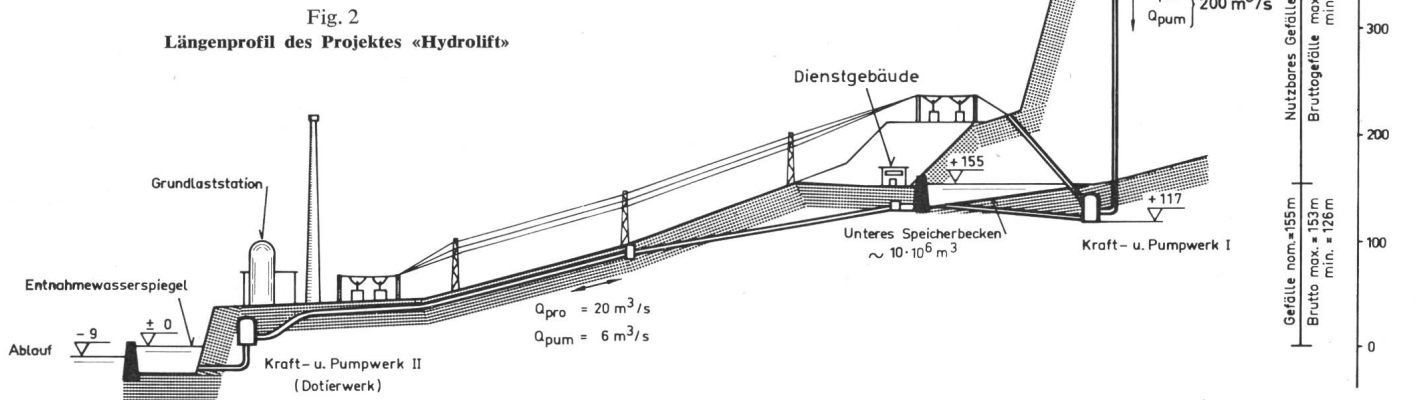
Gebundene Energie, d. h. Energie, die auch anfällt, wenn der Bedarf klein ist und demzufolge irgendwie verwertet werden muss, um nicht verlorenzugehen, ist wesentlich billiger zu bewerten als freie Energie, die den täglichen Bedarfsschwankungen folgend erzeugt werden kann. Werden Grossanlagen in ein Netzsystem eingebaut, die ausschliesslich mit Grundlast fahren können, müssen notwendigerweise als Ergänzung dazu Anlagen gebaut werden, die Energien von Schwachlastzeiten auf Starklastzeiten verschieben, d. h. die Energie aufwerten bzw. veredeln können. Durch einen solchen Prozess wird die Gesamtenergieerzeugung im wesentlichen nicht geändert; und die Wirtschaftlichkeit eines solchen Veredelungsprozesses ist alleine von der zeitlich verschiedenen Energiewertigkeit abhängig. Heute können technisch gereifte, erprobte und an beliebige Lastabläufe voll anpassungsfähige Anlagen in Form von Pumpspeicherwerken gebaut werden.

3. Pumpspeicherwerke

Der Vollständigkeit halber muss noch erwähnt werden, dass nicht ausschliesslich Pumpspeicheranlagen zur Erzeugung von Spitzenlasten geeignet sind. Als Momentanreserven mit innerhalb von 2...3 min verfügbaren Leistungseinsätzen, in der Grössenordnung von 100 MW pro Gruppe, sind sie aber zweifellos unübertroffen. Die wirtschaftliche Speicherung von grossen Energiemengen ist sogar ihre Exklusivität. Diese technischen Qualitäten gebieten, dass die betriebswirtschaftlichen Möglichkeiten eingehend studiert werden, umso mehr als damit langfristig gesehen der Einsatz von Höchstleistungs-Werken auf thermischer Basis im Grundlastbetrieb erleichtert wird.

Prinzipiell ist eine Vielzahl von Pumpspeicheranlagen denkbar. Eine Systematik von Speicheranlagen, die noch fehlt, könnte von verschiedenen Merkmalen ausgehend entwickelt werden. Man kann z. B. bestehende Saisonspeicheranlagen zusätzlich mit Pumpen ausrüsten und unter Verwendung der bestehenden Speicherbecken, neben dem natürlichen Wasseranfall, einen Pumpbetrieb durchführen. Das bedeutet, dass der Produktionsprozess aus dem natürlichen Wasserdargebot ein Produktionsprozess mit künstlicher Speicherung überlagert wird. Im

folgenden werden jedoch ausschliesslich künstliche Speicheranlagen betrachtet, die dadurch charakterisiert sind, dass sie von einem natürlichen Wasserdargebot nur ganz beschränkt abhängig sind. Solche Anlagen werden mehrheitlich Kurzzeit-speicheranlagen sein, d. h. die im oberen Becken potentiell ge-



speicherte Energie wird im Stundenrhythmus oder täglich, längstens aber innerhalb einer Woche in elektrische Energie umgewandelt werden. Betriebswirtschaftlicher Grundsatz solcher Anlagen wird sein, billige Schwachlastenergie zum Pumpen zu verwenden und in Starklaststunden Spitzenlasten zu fahren. Es sind viele Kombinationsmöglichkeiten denkbar, die von Fall zu Fall den örtlichen Bedingungen angepasst werden müssen und den Lastverhältnissen entsprechend gewählt werden können. Aus Einzelfällen kann deshalb nicht zwingend Allgemeingültiges abgeleitet werden. Trotzdem soll hier versucht werden, an Hand konkreter Gegebenheiten und Annahmen zu den komplexen Problemen einen klärenden Beitrag zu leisten.

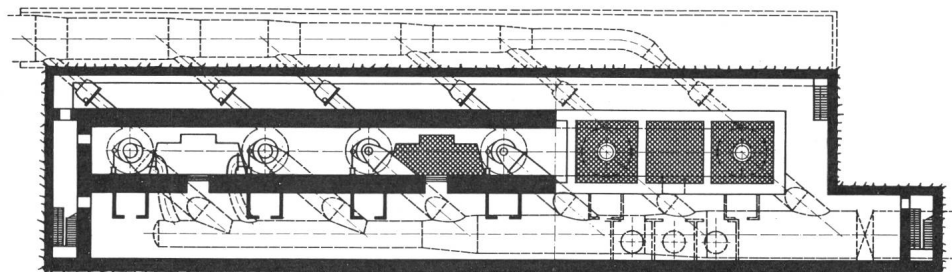
3.1 Das Projekt «Hydrolift»²⁾

(Beispiel für eine künstliche Akkulieranlage mit Tages-speicherbecken)

Notwendige Voraussetzung bei der bedarfsgerechten Planung von Spitzenlastwerken für ein Verbundsystem ist immer die sorgfältige Analyse des täglichen Bedarfes. Die theoretischen Modelle zur Behandlung dieser Probleme haben in den letzten Jahren wesentliche Verfeinerungen erfahren, wobei solche Fragen vorteilhaft auf Digitalrechenanlagen gelöst werden.

Für das Folgende wird auf solche detaillierte Untersuchungen verzichtet, die Studie hat daher nur das Gewicht einer prinzipiellen Möglichkeit. Es handelt sich dabei also nicht

Fig. 3
Horizontalschnitt durch die obere Maschinenkaverne des Projektes «Hydrolift»



um eine für ein bestimmtes Versorgungsgebiet optimal angepasste Lösung.

Von einer Anzahl systematisch geprüfter Möglichkeiten wurde als Demonstrationsbeispiel das «Projekt Hydrolift» ausgewählt, wovon das Längenprofil in Fig. 2 gezeigt wird.

²⁾ Projekteigentümer sind die Ingenieurbüros Gebrüder Gruner, Nauenstrasse 7, Basel, und Suselectra, Malzgasse 32, Basel

Nahe bei einem Verbrauchsschwerpunkt gelegen, können in einer günstigen geologischen Struktur 2 Speicherbecken gebaut werden mit je ca. $10 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ Inhalt, die durch ein nutzbares Gefälle von 310 m getrennt sind. Das untere Becken ist durch einen einfachen Erddamm von 40 m Höhe abgeschlossen. Das obere Becken benötigt einen bitumengedichteten, 25 m hohen Erddamm.

Zwischen der Dotieranlage und dem unteren Speicherbecken besteht ein weiteres Nettogefälle von etwa 130 m, welches bei einer Wasserrückgabe oder in Notfällen ebenfalls nutzbar ist.

Trotz leichter Zugänglichkeit sind die Becken ausserhalb des Blickfeldes von Verkehrswegen. Die Kraftwerke sind in Kavernenbauweise unterirdisch angeordnet, wobei Druck-, Zugangs- und Kabelstollen relativ kurz sind; dies alles liess günstige spezifische Baukosten erwarten.

Die Projektarbeiten wurden soweit durchgeführt, dass eine approximative Kostenschätzung möglich war.

In Fig. 3 und 4 werden Schnitte durch die obere Kavernenzentrale gezeigt.

Mit dem Werk ist folgende Betriebsweise denkbar:

Bei einer Pumpzeit von 10 h in der Nacht, mit einer Ausbauwassermenge von ca. $200 \text{ m}^3/\text{s}$, kann das obere Becken gefüllt

werden. Das Dotierwerk dient hauptsächlich nur zum laufenden Ersatz von Wasserverlusten, ferner zum ersten Füllen des unteren Beckens und zur Totalerneuerung des Pumpwassers, welche im Frühling und Herbst beim Höchststand des Entnahmewasserspiegels durchgeführt wird. Die im oberen Becken potentiell gespeicherte Energie (rund $6,6 \cdot 10^6 \text{ kWh}$) erlaubt die Rückgewinnung und damit die Veredelung von rund $5 \cdot 10^6$

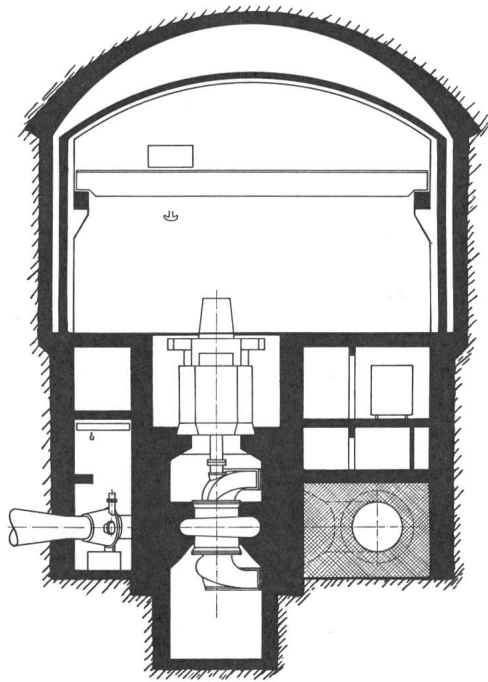


Fig. 4

Querschnitt durch die obere Maschinenkaverne des Projektes «Hydrolift»

kWh im Tag. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, im Jahr ca. $1500 \cdot 10^6$ kWh Starklastenergie zu erzeugen.

3.2 Schätzung der Investitions- und der Jahreskosten für das Projekt Hydrolift

a) Kosten der baulichen Anlagen:

Oberes Becken, unteres Becken, obere Kaverne, Kaverne für Dotierstation, Fassungen, Druckschächte, Leitungen, Stollen, Dienstgebäude, Erschliessung der Baustelle, 20% Unvorhergesehenes total 187 Mill. Fr.

b) Kosten der elektrischen und mechanischen Ausrüstung:

obere Zentrale mit 6 Maschinengruppen:

- Pumpenbetrieb 95,6...104 [MW] (30 m³/s)
- Turbinenbetrieb 76,3...87,5 [MW] (30 m³/s)
- Motorgeneratoren 110 [MVA]
- 10 Transformatoren 1phasig 110 [kVA] $\frac{2}{3}$, 13 kV

untere Zentrale mit 3 Maschinengruppen:

- Pumpenbetrieb 10...10,3 [MW] (6 m³/s)
- Turbinenbetrieb 6...8,3 [MW] (6 m³/s)
- Motorgeneratoren 10,6 [MVA]
- Transformatoren, 13-kV-Schaltanlagen, Hilfsbetriebe, Fernsteuerungen und Fernmessungen, Schwachstromanlagen, alle Kabel. Komplette Ausrüstung im Dienstgebäude mit Kommandoanlage. Komplette Freiluftschaltanlagen und 10 km Freileitung, 220 kV.
- Wasserzuleitungen, Kollektoren, Schieber, Absperrorgane, Zylinderschütze, Auslaufschütze, Grundablässe, Krananlagen, Klimaanlage, Licht, Heizung, Lüftungen, Brandschutz.

Inbetriebsetzung und 10% Unvorhergesehenes total 101 Mill. Fr.

c) Allgemeine Kosten

Grunderwerb und Entschädigungen (10⁶ m² à Fr. 10.—),
Bauzinsen 4½% mal halbe Bauzeit von 5 Jahren,
Projektierung und Bauleitung 8%,

Rechtliche und technische Vorarbeiten, allgemeine Administration, Gründungs- und Finanzierungskosten 4%
total 85 Mill. Fr.
(29,5% der Anlagekosten)

3.2.1 Zusammenstellung der Investitionskosten

a) Bauliche Anlagen	187 Mill. Fr.
b) Elektrische und mechanische Ausrüstung	101 Mill. Fr.
Subtotal Anlagekosten	288 Mill. Fr.
c) Allgemeine Kosten	85 Mill. Fr.
Totale Investitionskosten	373 Mill. Fr.

(Preisbasis Ende 1964 für Vollausbau der Gesamtanlage)

3.2.2 Spezifische Investitionskosten

Installierte Nennleistung rund 550 MW (Generatorenleistungen bei $\cos \varphi = 0,8$)

$$\frac{373 \cdot 10^6 \text{ Fr.}}{550 \cdot 10^3 \text{ kW}} \approx 678 \text{ Fr./kW}$$

3.2.3 Schätzung der Jahreskosten

Verwaltung (Steuern, Versicherungen etc. 1% der Anlagekosten)	3,7 Mill. Fr.
Erneuerungsfonds (Zins 4½%) (25%ige Erneuerung in 40 Jahren)	0,9 Mill. Fr.
Amortisationsfonds (Zins 4½%)	
Baulicher Teil:	
60 Jahre = 0,345% × Anlagekosten	0,7 Mill. Fr.
Elektromechanischer Teil:	
40 Jahre = 0,934% × Anlagekosten	1,0 Mill. Fr.
Tilgung der allgemeinen Kosten in 20 Jahren 3,18% × allgemeine Kosten	2,7 Mill. Fr.
Kapitalkosten 4¾%	17,7 Mill. Fr.
Reservefonds	0,2 Mill. Fr.
Betrieb und Unterhalt (3% der elektromechanischen Ausrüstung 1% der baulichen Anlagen)	4,9 Mill. Fr.
Total der festen Jahreskosten	31,8 Mill. Fr.

3.3 Vergleich der Investitionskosten

Zwecks Überprüfung der errechneten Kosten, schien es opportun, die ermittelten Werte mit Literaturangaben zu vergleichen.

Aus einem publizierten Diagramm³⁾ (Fig. 5), können durch Ablesung für eine Anlage analog dem «Projekt Hydrolift» spezifische Investitionskosten um 600 Fr./kW abgelesen werden, wobei der Preisstand 1963 von Deutschland zu Grunde liegt. Die im Abschnitt 3.2.2 für schweizerische Verhältnisse, Preisstand 1964, gerechneten Kosten von 678 Fr./kW haben gegenüber dem abgelesenen Diagrammwert nur eine Abweichung von +13%. Damit dürfte bewiesen sein, dass dieses Projekt investitionsmäßig im üblichen Rahmen liegt.

4. Versuch einer wirtschaftlichen Beurteilung

Um die Wirtschaftlichkeit eines Akkumulierwerkes zu beurteilen, gibt es zwei Kriterien:

a) *Eigenwirtschaftlichkeit*, d. h.: Die Anlage soll sich selbst als wirtschaftlich rechtfertigen, indem sie billige Schwachlastenergie zu hochwertiger Spitzenlastenergie aufwertet. Bedingung ist, dass der Kostenaufwand für diesen Prozess klei-

³⁾ Aus Pumped Storage Stations. Vortrag von Dr. E. Pfisterer, UNIPED-Congress of Scandinavia 1964, Abt. III.2.

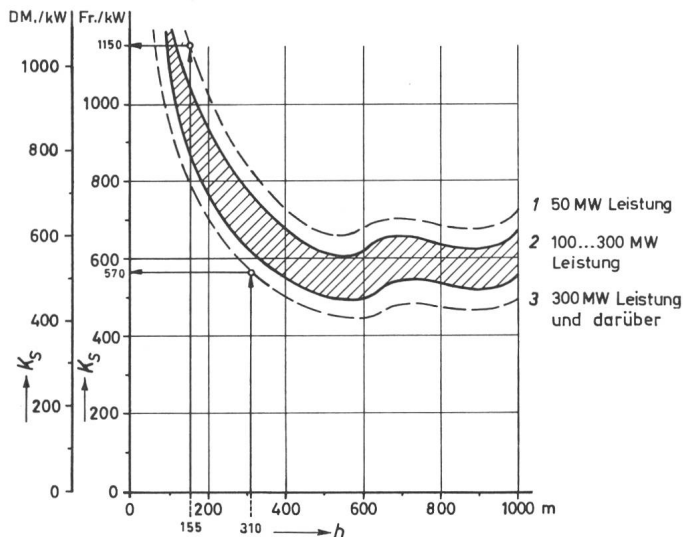


Fig. 5

Diagramm zur Abschätzung der spezifischen Investitionskosten K_s von Speicheranlagen
(Preisstand 1963 in Deutschland)
 h Gefälle

Ablesung (Projekt «Hydrolift»):

310 m Gefälle = 570 Fr./kW (für 525 MW)
155 m Gefälle = 1150 Fr./kW (für 25 MW)

Daraus folgt:

$$\frac{525 \cdot 570 + 25 \cdot 1150}{550} \approx 600 \text{ Fr./kW}$$

Projekt «Hydrolift»: Kostenschätzung = 678 Fr./kW (Preisstand 1964 in der Schweiz)

ner oder gleich dem Erlös aus dem Spitzenenergieverkauf ist (Abschnitt 4.1).

b) *Betriebswirtschaftliche Verbesserung des Verbundsystems*, d. h.: Die Anlage soll im Verbundsystem zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der thermischen Kraftwerke beitragen, indem sie durch Lastabnahme in Schwachlastzeiten deren Benutzungsdauer vergrößert und in der Folge deren spezifische Energieerzeugungskosten reduziert (Abschnitt 4.2).

4.1 Die Eigenwirtschaftlichkeit der Anlage «Hydrolift»

Mit den erwähnten Kriterien soll die Wirtschaftlichkeit der Anlage Hydrolift numerisch abgeschätzt werden. Dazu müssen die geltenden Energiequalitätsunterschiede bekannt sein.

4.1.1 Die Qualität der Energie

In der Schweiz gibt es weit über 200 Produzenten von elektrischer Energie. Einzelne kleine Gesellschaften verfügen über Leistungen von einigen 100 kW, die grössten dagegen über Leistungen in der Grössenordnung von 1500 MW. Diese Infrastruktur hat zur Folge, dass die Auffassungen von der Wertigkeit der Energie in grossen Bereichen streuen. Es kann hier nicht die Aufgabe sein, theoretisch mögliche Bewertungen der Energie herzuleiten; es sollen im folgenden konkrete Zahlenangaben gemacht und mit diesen Zahlenwerten eine mögliche Beurteilungsmethode praktiziert werden. Damit steht es dann jedermann frei, mit den für sein eigenes System geltenden Zahlen eine Rechnung im gleichen Sinne durchzuführen.

4.1.2 Der Wirtschaftlichkeitsquotient

Mit den im Abschnitt 3.2.3 berechneten Jahreskosten und Tabelle I, der Bewertungstabelle für Energie, besitzt man bereits grundsätzlich die Elemente zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Pumpspeicheranlage. Es hat wenig Sinn,

Bewertung der Energiemarktpreise

(Die Zahlen sind als Beispiele zu werten, sie sind nicht allgemeingültig)

Tabelle I

		Mittel Rp./ kWh	Abhängige Energie, Vertrags- energie, Grundlast Rp./kWh	Freie Energie, Spitzen- energie Rp./kWh	Überschuss- energie, Pump- energie, Elektrokessel Rp./kWh
Winter- halb- jahr	Werktag- Tagesenergie total 1690 h ¹⁾	6,7	$\geq 4,5$	$\leq 7,0$	—
	Nacht- und Wochenend- energie total 2690 h	3,0	—	—	2,0
Sommer- halb- jahr	Werktag- Tagesenergie total 1320 h ²⁾	3,4	$\geq 2,5$ (auch weniger)	$\leq 4,0$ (auch mehr)	—
	Nacht- und Wochenend- energie total 3060 h	1,1	—	—	0,9

¹⁾ Oktober bis März 13 h/Werktag, bei 5 Werktagen pro Woche.

²⁾ April bis September 10h/Werktag, bei 5 Werktagen pro Woche.

für eine Pumpspeicheranlage einen Preis für die erzeugte kWh anzugeben. Die Wirtschaftlichkeit des Werkes kann besser an Hand eines sog. Wirtschaftlichkeitsquotienten W angegeben werden. Der W -Quotient ist definiert als:

$$W = \frac{\text{Jahreserlös}}{\text{Jahresaufwand}} = \frac{\text{Marktwert der erzeugten Jahresenergie}}{\text{Feste Jahreskosten} + \text{Aufwand für Pumpenergie}}$$

Im Prinzip wird dieses vom Schweiz. Wasserwirtschaftsverband 1949 empfohlene Verfahren heute für die vergleichende Bewertung von Wasserkraftwerken allgemein benützt. Eine konsequente Anwendung auf Pumpspeicheranlagen (obige Formel) scheint formal zulässig zu sein.

Um den Wirtschaftlichkeitsquotienten W formelmässig darstellen zu können, werden folgende Bezeichnungen verwendet:

E_S [GWh]	totale produzierte Sommerenergie (es wird mit 5 Werktagen pro Woche gerechnet)
E_W [GWh]	totale produzierte Winterenergie
P_{AS} [Rp./kWh]	Ankaufspreis der Pumpenergie im Sommerhalbjahr = 0,9 Rp./kWh beim Kauf von Sommer-Überschussenergie = 1,1 Rp./kWh beim Kauf von Sommer-Nachtenergie zu Mittelpreisen
P_{AW} [Rp./kWh]	Ankaufspreis der Pumpenergie im Winterhalbjahr = 2 Rp./kWh beim Kauf von Winter-Überschussenergie = 3 Rp./kWh beim Kauf von Winter-Nachtenergie zu Mittelpreisen
P_{VS} [Rp./kWh]	Verkaufspreis der Sommerenergie = 4 Rp./kWh (untere Limite der Spitzenenergie eingesetzt)
P_{VW} [Rp./kWh]	Verkaufspreis der Winterenergie = 7 Rp./kWh (untere Limite der Spitzenenergie eingesetzt)

J [Mill. Fr.] feste Jahreskosten beim Anlagebetrieb = 31,8 Mill. Fr. für Projekt Hydrolift
 η Gesamtwirkungsgrad der Anlage =
 $= \eta_{Pumpe} \cdot \eta_{Turbine} \cdot \eta_{Motorgenerator}$
 $= 0,9 \cdot 0,9 \cdot \text{ca. } 0,98 = 0,79 \dots 0,8$ (für die Rechnung wurde $\eta = 0,8$ verwendet),
damit wird der Wirtschaftlichkeitsquotient

$$W = \frac{\text{Jahreserlös [Mill. Fr.]}}{\text{Jahresaufwand (Mill. Fr.)}} = \frac{P_{VS} \cdot 10^{-2} E_S + P_{VW} \cdot 10^{-2} E_W}{J + P_{AS} \cdot 10^{-2} E_S \eta^{-1} + P_{AW} \cdot 10^{-2} E_W \eta^{-1}} = \frac{P_{VS} E_S + P_{VW} E_W}{J \cdot 100 + \eta^{-1} (P_{AS} E_S + P_{AW} E_W)}$$

Im Diagramm von Fig. 6 können die Wirtschaftlichkeitsquotienten als Funktion von $E_S + E_W$ abgelesen werden. $W_{\bar{u}}$ (ausgezogene Linien) gilt beim Nachtenergieankauf zu Überschussenergiepreisen ($P_{AS} = 0,9$ Rp./kWh; $P_{AW} = 2$ Rp./kWh); W_M (gestrichelte Linien) gilt beim Nachtenergieankauf zu Mittelpreisen.

($P_{AS} = 1,1$ Rp./kWh; $P_{AW} = 3$ Rp./kWh)

Da für P_{VS} und P_{VW} nur die unteren Limiten für Spitzenenergie gemäss Tabelle I eingesetzt werden, sind die gefundenen Wirtschaftlichkeitsquotienten als untere Grenze anzusehen.

Das eingezeichnete Beispiel mit $E_S = 300$ GWh und $E_W = 600$ GWh ergibt die Quotienten $W_{\bar{u}} \approx 1,1$ bzw. $W_M \approx 0,9$.

Zu den hiemit gefundenen Wirtschaftlichkeitsquotienten ist zu bemerken, dass es für den betriebswirtschaftlichen Einsatz einer Pumpspeicheranlage im Verbundbetrieb hinreichend ist, wenn der Wirtschaftlichkeitsquotient kleiner oder höchstens gleich eins ist, sofern dadurch die Wirtschaftlichkeit anderer Kraftwerksanlagen so verbessert werden kann, dass eine Verbilligung der Gesamterzeugung im Verbundnetz resultiert.

Nimmt man an, der Wirtschaftlichkeitsquotient einer Pumpspeicheranlage sei eins und wird ferner angenommen, dieses Werk arbeitete mit hydraulischen Anlagen zusammen,

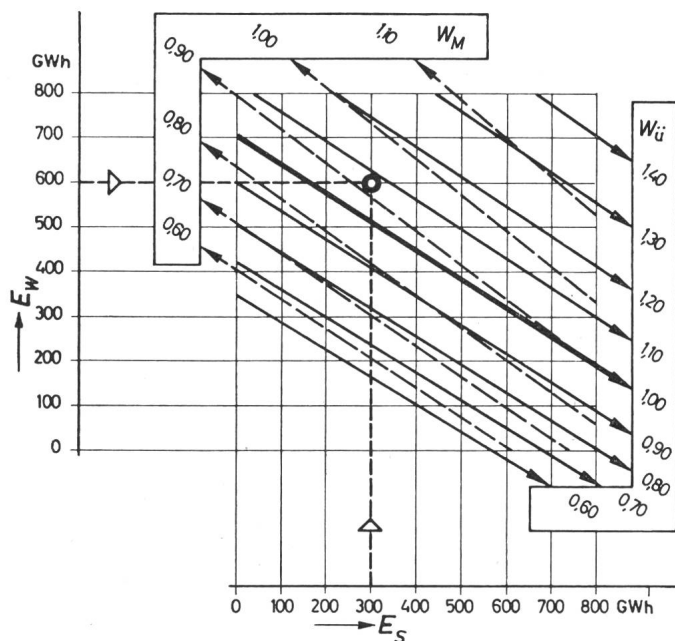


Fig. 6

Diagramm zur Ermittlung von Eigenwirtschaftlichkeitsquotienten für die Anlage «Hydrolift» als Funktion der erzeugten Jahresenergie
Bezeichnungen siehe im Text

dann kann der Vorteil einer solchen Kombination am vergrösserten Gesamtjahreserlös ermessen werden, weil die Jahreskosten bei den Wasserkraftwerken im «Wesentlichen» feste Kosten sind, also als Konstante betrachtet werden können. Bei der Kombination mit thermischen Kraftwerken dagegen wird einmal der Jahreserlös verbessert und zusätzlich der Jahresaufwand erniedrigt, weil mit wachsender Benutzungsdauer von thermischen Kraftwerken eine Wirkungsgradverbesserung erreicht, d. h. der spezifische Brennstoffverbrauch erniedrigt wird. Beim Wirtschaftlichkeitsquotienten wird also der Zähler vergrössert und der Nenner verkleinert, darum ist diese Kombination wirtschaftlich ausserordentlich bedeutsam.

4.2 Bewertung der betriebswirtschaftlichen Verbesserungen von thermischen Kraftwerken beim Verbundbetrieb mit Pumpspeicherwerken

Um die Eigenwirtschaftlichkeit einer Pumpspeicheranlage abzuschätzen, gibt es einfache und übersichtliche Methoden, wie dies im Abschnitt 4.1 umrissen wurde. Weit komplexer ist die Aufgabe, die betriebswirtschaftlichen Vorteile nachzuweisen, die sich ergeben können, wenn thermische Grundlastwerke mit Pumpspeicherwerken zusammenarbeiten. Es muss betont werden, dass eine quantitative Bemessung der Verbesserung des Wirtschaftlichkeitsquotienten von thermischen Kraftwerken infolge direkter Kopplung mit Pumpspeicherwerken nur möglich ist bei Betrachtung vorgegebener Lastverhältnisse, wobei zusätzlich die Kostenstruktur der thermischen Energieerzeugung bekannt sein muss.

Dieses Problem soll wieder an Hand von konkreten Beispielen betrachtet werden.

4.2.1 Zusammenstellung von Unterlagen zur vergleichenden Beurteilung von thermischen Kraftwerken

Die in Tabelle II aufgeführten Kraftwerkkonzepte wurden hinsichtlich Investitions-, Jahres- und Energieerzeugungskosten systematisch untersucht.

Kraftwerkkonzepte für Vergleichsstudien
(Genormte Leistung 250 MW)

Tabelle II

Studienkennzeichen	Konzeptcharakterisierung
A	Mitteldruckdampfkraftanlage ohne Zwischenüberhitzung (Schnellstartanlagen) Frischdampfverhältnisse 80 kg/cm ² , 480 °C
B	Konventionelle Hochdruckdampfkraftanlagen mit Zwischenüberhitzung Frischdampfverhältnisse 181 kg/cm ² , 535 °C/535 °C
C	Kombinierte Gas-Dampfturbinenanlagen mit Zwischenüberhitzung und Dampferzeugeraufladung Frischdampfverhältnisse 181 kg/cm ² , 535 °C/535 °C
Variante C1 Variante C2	Eine nähere Unterscheidung des Kreislaufschemas wird hier nicht vorgenommen
D	Reaktoranlage, H ₂ O moderiert, Typ PWR

Die durchgeführten, umfangreichen Berechnungen basieren auf Richtpreisofferten von schweizerischen Lieferanten und auf à jour gebrachten Erfahrungswerten für die baulichen Anlagen. Die Angaben für den ausgewählten Reaktortyp PWR beruhen auf Preisangaben von amerikanischen Lieferfirmen.

Die Kostenstruktur für die untersuchten Anlagen kann der Tabelle III entnommen werden.

Die Energieerzeugungskosten K_E in Rp./kWh im Kraftwerk für die geprüften Anlagen als Funktion der Jahres-

Jahreserlös und Aufwand ohne Pumpspeicherbetrieb										
Anlage	Leistung	Bau	Elektrisch-mechanische Ausrüstung inkl. Freiluftstation	Kessel/Reaktor	Land	Totale Anlagekosten	Allgemeine Kosten		Totale Investitionskosten	
								%	Gesamt	Spezifisch
	MW	Mill. Fr. ¹⁾	Mill. Fr. ¹⁾	Mill. Fr. ¹⁾	Mill. Fr.	Mill. Fr.	Mill. Fr.	%	Mill. Fr.	Fr./kW
P _u	550	187,0	101,0	—	10	298,0	75,0	25	373,0	678
A	250	21,5	43,9	36,1	5	106,5	22,4	21	128,9	516
B	250	21,8	59,4	41,1	5	127,3	26,7	21	154,0	616
C _I	250	19,3	88,9 mit GT	20,1	5	133,3	28,0	21	161,3	645
C _{II}	250	18,2	57,5	34,4 mit GT	5	115,1	24,2	21	139,3	557
D	250	30,0	61,0	110,0	5	206,0	51,5	25	257,5	1030

Anlage	Wirkungsgrad der Gesamtanlage	Feste Jahreskosten											
		Brennstoffkosten mit EVD-Zuschlag			Kapital			Betrieb und Unterhalt + Erneuerung			Total		
		pro kWh	bei $\varphi=0,8$ ²⁾		gesamt	der totalen Investition	bei $\varphi=0,8$ ²⁾	gesamt	der totalen Investition	bei $\varphi=0,8$ ²⁾	gesamt	der totalen Investition	bei $\varphi=0,8$ ²⁾
%	Rp./kW ²⁾	Fr./kW	Mill. Fr.	%	Fr./kW	Mill. Fr.	%	Fr./kW	Mill. Fr.	%	Fr./kW		
P _u	—	—	—	26,00	6,97	—	5,80	1,55	—	31,80	8,5	—	
A	32,4	2,25	157,50	10,51	8,15	42,04	3,10	2,41	12,40	13,61	10,5	211,9	
B	40,0	1,82	127,61	12,56	8,15	50,24	3,41	2,21	13,64	15,97	10,4	191,5	
C _I	43,0	1,70	118,65	13,15	8,15	52,60	3,70	2,29	14,80	16,85	10,4	186,1	
C _{II}	42,0	1,74	121,52	11,35	8,15	45,40	3,43	2,46	13,72	14,78	10,6	180,6	
D	—	1,00	70,00	22,25	8,64	89,00	8,20	3,18	32,80	30,45	11,8	191,8	

1) Preise inkl. Montage, 8% Unvorhergesehenes, 3% Inbetriebsetzung
 2) Mit 4% Zuschlag für das Fahren mit EVD-Zuschlag
 3) φ Benützungsfaktor

GT Gasturbine
 EVD Eidgenössisches Volkswirtschafts-Departement

benützungsdauer t_h der Nennleistung bzw. des Benützungsfaktors φ ³⁾, sind in Fig. 7 zusammengestellt.

In Fig. 8 sind die Kosten in Fr./kW und Jahr für die untersuchten Anlagen als Funktion der Nennlast-Jahresbenutzungsdauern t_h bzw. des Benützungsfaktors φ aufgetragen. Aus dieser Darstellung sind am Schnittpunkt der Geraden mit der Ordinate ($\varphi = 0$) die leistungsabhängigen Kosten in Fr./kW und Jahr ablesbar.

Da alle Anlagen auf 250 MW Leistung genormt sind, ergibt die Abszisse der Geradenschnittpunkte die Jahresbenutzungsdauern, bei denen identische Energieabsolutkosten zu erwarten sind.

Bei gleichen Energiekosten sind betriebswirtschaftlich jene Anlagen interessanter, die kleinere leistungsabhängige Jahreskosten aufweisen.

Das Auffallendste an dieser Untersuchung ist, dass das Reaktorkonzept PWR nur bei Benützungsfaktoren von über 80% gleiche oder niedrigere Energiekosten hat als die Höchstleistungsdampfkraftwerke. Wenn die Abschreibungsdauer der Reaktoranlage auf 25 Jahre angesetzt würde, wie die klassi-

schen Kraftwerke, was heute aus Risikogründen kaum zulässig ist, verschiebt sich dieser Äquivalenzpunkt auf 70% Benützungsfaktor.

Analog dem Vorgehen bei der Anlage Hydrolift sollen auch für die thermischen Kraftwerke an Hand eines Diagrammes die Eigenwirtschaftlichkeitsquotienten angegeben werden (Fig. 9).

Es gelten die folgenden Bezeichnungen:

P_{ST}, P_{WT} [Rp./kWh] Wertigkeit der Grundlastenergie für Werkzeuge im Sommer- und Winterhalbjahr (als Parameter wählbar).

$P_E(\varphi)$ [Rp./kWh] Energieerzeugungskosten in den Kraftwerken, die als Funktion des Lastfaktors aus Fig. 7 abgelesen oder aus Fig. 8 berechnet werden können.

P_{SN}, P_{WN} [Rp./kWh] Wertigkeit der Nacht- und Wochenendenergie im Sommer- bzw. Winterhalbjahr.

Dem Diagramm in Fig. 9 liegt die Annahme zu Grunde, dass mit einer 1:1-Mischung von Mittlerer- bzw. Überschussenergie gerechnet werden muss. Damit gilt:

³⁾ Definition des Benützungsfaktors φ :

$$\varphi = \frac{\text{Gesamtarbeit pro Jahr [kWh]}}{\text{Nennleistung [kW]} \cdot 8760 \text{ [h]}}$$

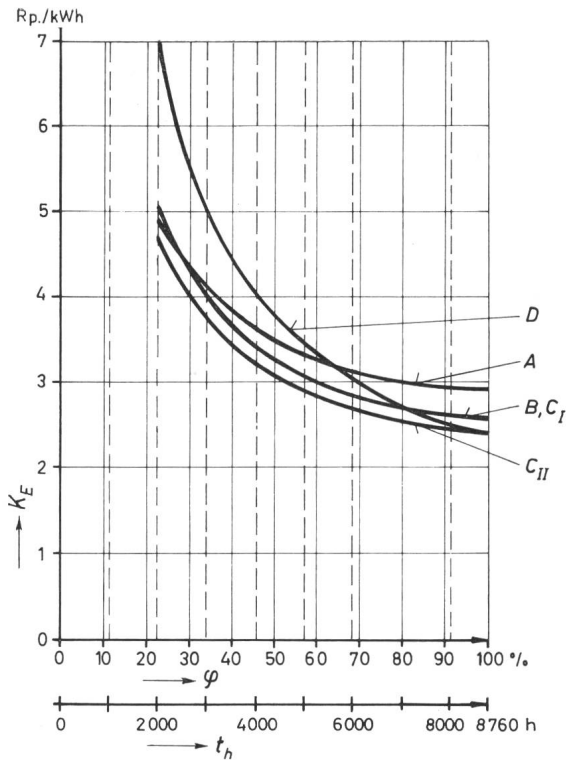


Fig. 7

Energieerzeugungskosten K_E in Rp./kWh als Funktion der Jahresbenützungsstunden t_h bzw. des Benützungsfaktors φ für verschiedene thermische Kraftwerkkonzepte (250-MW-Anlagen)

A Mitteldruckdampfkraftwerk; B konventionelles Hochdruckdampfkraftwerk; C_I Gas-/Dampfkraftwerk (Variante I); C_{II} Gas-/Dampfkraftwerk (Variante II); D Druckwasserreaktor, Typ PWR
 Wärmepreis: 8,00 Fr./Gcal ($\approx 77,5$ Fr./t Schweröl)
 Abschreibung: 25 Jahre für die Kraftwerke A, B, C_I, C_{II}
 20 Jahre für das Kraftwerk D

$P_{SN} = 1,0$ Rp./kWh
 $P_{WN} = 2,5$ Rp./kWh
 $\varphi =$ Benützungsfaktor

Weitere Annahmen: Der Hauptanteil der Energieerzeugung wird auf die Wintermonate verlegt, d. h. auf Tarifzeiten mit hohen Energiemarktpreisen. Im Sommer soll die Energieerzeugung 30%, im Winter 70% betragen. Für die Sommer-tarifzeiten verhalten sich Tagesenergiestunden zu Nachtenergiestunden wie 1:2,32. Das Verhältnis für die Wintertarifzeiten ist 1:1,59.

Diese Annahmen bedingen folgende Einschränkung: Das Diagramm gilt nur bis $\varphi \leq 71,5\%$ (da bei $\varphi = 71,5\%$ der Winter bereits einen Benützungsfaktor von 100% aufweist). Größere φ verschlechtern den Wirtschaftlichkeitsquotienten, da dann mehr Energie zu schlechteren Tarifen abgesetzt wird.

Wirtschaftlichkeitsquotient:

$$W = \frac{\text{Jahreserlös}}{\text{Jahresaufwand}} = \frac{250 \varphi [0,6 (1320 P_{ST} \cdot 10^{-2} + 3060 \cdot 1,0 \cdot 10^{-2}) + 1,4 (1690 P_{WT} \cdot 10^{-2} + 2690 \cdot 2,5 \cdot 10^{-2})]}{250 \cdot \varphi \cdot 8760 P_E(\varphi) \cdot 10^{-2}} \approx \frac{P_{ST} + 3 P_{WT} + 14,2}{11,1 P_E(\varphi)}$$

Das in Fig. 9 eingezeichnete Beispiel bezieht sich auf die Reaktoranlage. Bei $\varphi = 57\%$ ist $P_E(\varphi) = 3,42$ Rp./kWh
 P_{ST} sei 2,5 Rp./kWh
 P_{WT} sei 4,5 Rp./kWh dann ergibt die Ablesung $W = 0,79$
 Mit diesem Hinweis auf den Eigenwirtschaftlichkeitsquotienten einer Reaktoranlage, der kleiner als eins ist, was im

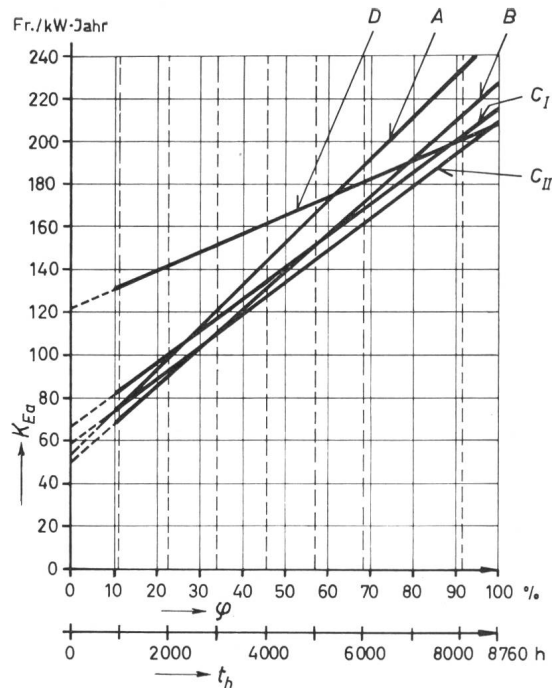


Fig. 8

Kosten K_{Ea} in Fr./kW und Jahr als Funktion der Jahresbenützungsstunden t_h bzw. des Benützungsfaktors φ für verschiedene thermische Kraftwerke (250-MW-Anlagen)

Weitere Bezeichnungen siehe Fig. 7

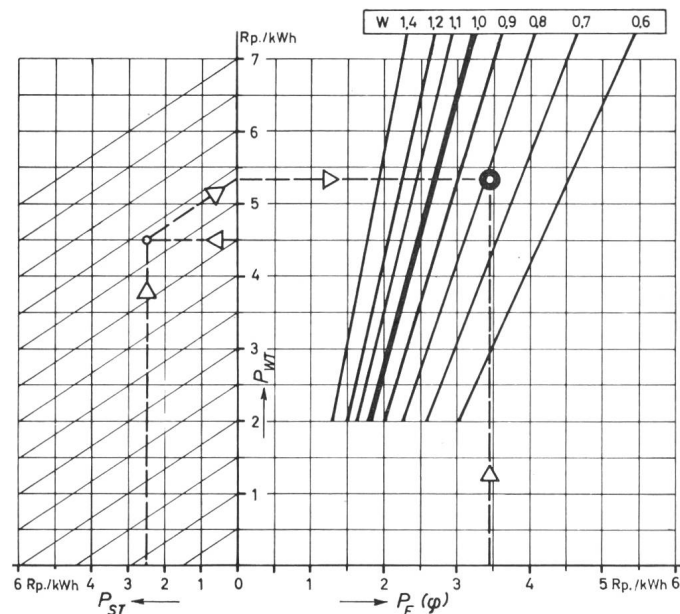


Fig. 9

Diagramm zur Abschätzung der Eigenwirtschaftlichkeitsquotienten als Funktion der Energiepreise und der Energieerzeugungskosten für thermische Kraftwerke
 Bezeichnungen siehe im Text

allgemeinen auch für die klassisch thermischen Werke zutrifft, muss die Frage gestellt werden, ob die Produktion zu kostspielig oder die Energiemarktpreise zu niedrig sind. Es besteht wohl kein Zweifel, dass unsere Energietarife, die zu den niedrigsten in Europa gehören, kaum mehr als wirtschaftliches Fundament für den zukünftigen Kraftwerkbau betrachtet

werden können. Jedenfalls muss aber geprüft werden, wie und ob die Wirtschaftlichkeit der thermischen Kraftwerke verbessert werden kann (dazu müssen die Einsatz- und Lastverhältnisse bekannt sein).

4.2.2 Annahmen für die Einsatz- und Lastverhältnisse

Prognosezeitpunkt Jahr 1975/76
 Gesamtenergiebedarf \approx 45 TWh
 davon 21,5 TWh Sommerenergie
 23,5 TWh Winterenergie

Energiedargebot aus Wasserkraftwerken bei mittlerer Hydraulizität. 35 TWh
 davon 18,0 TWh Sommerenergie
 17,0 TWh Winterenergie

Bedarf an extremer Spitzenenergie (aus Pumpspeicherwerken, 2 Anlagen analog Hydrolift sind denkbar) 1,8 TWh
 davon 0,6 TWh Sommerenergie
 1,2 TWh Winterenergie

Bedarf an thermischer Energie . . . \approx 8,3 TWh
 davon 2,5 TWh Sommerenergie
 5,8 TWh Winterenergie

Annahme der thermischen Leistung:

klassisch thermisch 900 MW
 nuklear 750 MW

Möglicher Einsatz der thermischen Anlagen:

Sommer ($\varphi = 34\%$) 1500 h	} ohne Pumpbetrieb
Winter ($\varphi = 80\%$) 3500 h	
Jahr ($\varphi = 57\%$) 5000 h	
Sommer ($\varphi = 46\%$) 2000 h	} mit Pumpbetrieb
Winter ($\varphi \approx 100\%$) 4400 h	
Jahr ($\varphi = 73\%$) 6400 h	

Die prognostizierten Lastverhältnisse für einen Tag Ende Juni 1975 oder 1976 (mit Pumpspeicherbetrieb) sind in Fig. 10 dargestellt.

4.2.3 Abschätzung und Beurteilung der betriebswirtschaftlichen Verbesserung von thermischen Kraftwerken bei der Kopplung mit Pumpspeichieranlagen

Unter Verwendung der in den vorigen Abschnitten zusammengestellten Unterlagen und den getroffenen Annahmen

Jahreserlös und Jahresaufwand im Jahre 1975/76 für eine Kraftwerk Kombination 900 MW thermisch, 750 MW nuklear, mit und ohne Pumpspeicherkopplung

Tabelle IV

Jahreserlös und Aufwand ohne Pumpspeicherbetrieb															
Jahresenergieerzeugung			Benützungsstunden Total h	Jahresaufwand			Tarifstunden und Energiemarktpreise ⁴⁾								Jahreserlös Mill. Fr.
Anteil nuklear TWh	Anteil thermisch TWh	Total (Grundlast) TWh		Nuklear Rp. kWh	Thermisch Rp. kWh	Total Mill. Fr.	Sommer				Winter				
							Tag ²⁾		Nacht ²⁾		Tag ³⁾		Nacht ³⁾		
							h	Rp. kWh	h	Rp. kWh	h	Rp. kWh	h	Rp. kWh	
3,8	4,5	8,3	5000	3,5 ¹⁾	3 ¹⁾	268	450	2,5	1050	1	1350	4,5	2150	2,5	225
Wirtschaftlichkeitsquotient (ohne Pumpspeicherbetrieb) = $\frac{\text{Jahreserlös}}{\text{Jahresaufwand}} = \frac{225 \text{ Mill. Fr.}}{268 \text{ Mill. Fr.}} = 0,84$															
Jahreserlös und Aufwand mit Pumpspeicherbetrieb															
Jahresenergieerzeugung					Benützungsstunden-total h	Jahresaufwand				Jahreserlös			Total Mill. Fr.		
Für Grundlast TWh	Für Pumpspeicher TWh	Total TWh	Anteil nuklear TWh	Anteil thermisch TWh		Nuklear Rp. kWh	Thermisch Rp. kWh	Jahreskosten Pumpspeicher Mill. Fr.	Jahreskosten total Mill. Fr.	Spitzenenergie		Übrige Tarifzeiten Jahreserlös ohne Pumpspeicher Mill. ⁶⁾ Fr.			
										Sommer	Winter				
										600 Mill. kWh à 4 Rp./kWh Mill. Fr.	1200 Mill. kWh à 7 Rp./kWh Mill. Fr.				
8,3	2,3	10,6	4,8	5,8	6400	2,9 ¹⁾	2,7 ¹⁾	63,6 ⁵⁾	359	24	84	225	333		
Wirtschaftlichkeitsquotient (mit Pumpspeicherbetrieb) = $\frac{\text{Jahreserlös}}{\text{Jahresaufwand}} = \frac{333 \text{ Mill. Fr.}}{359 \text{ Mill. Fr.}} = 0,93$															

1) Aus Fig. 7

2) Verhältnis 1:2,32 siehe Tab. I

3) Verhältnis 1:1,59 siehe Tab. I

4) Siehe Tab. I

5) Siehe Abschnitt 3.2.3. Jahreskosten «Anlage Hydrolift» (2 gleiche Anlagen)

6) Aufteilung auf Tarifstunden entspricht dem Betrieb ohne Pumpspeicher

ist es möglich, den Jahresaufwand und den Jahreserlös für eine bestimmte thermische Leistung mit und ohne Kopplung mit Pumpspeicherwerken quantitativ abzuschätzen. Das Resultat dieser Rechnung ist in Tabelle IV zusammengestellt.

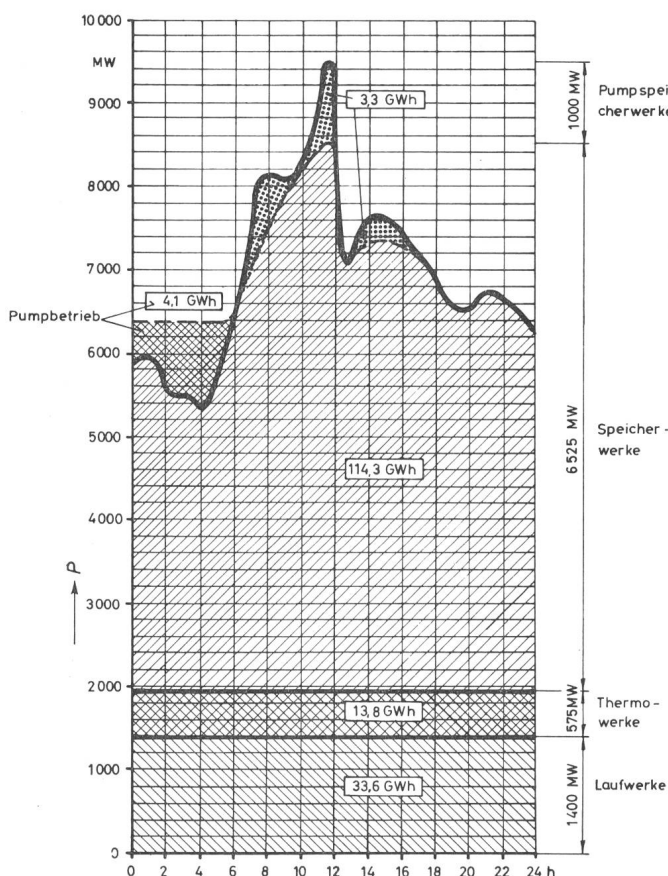


Fig. 10

Prognostizierte Lastverhältnisse für die gesamte Erzeugung elektrischer Energie in der Schweiz Ende Juni 1975/76
P Belastung

Bei der Rechnung wurde der tiefste Marktwert der Spitzenenergie eingesetzt. Dies bedeutet, dass die gefundene, relative Verbesserung des Quotienten Erlös/Aufwand von rund 11% bei der Kombination mit Pumpspeichern eine minimale wirtschaftliche Verbesserung darstellt.

Es gibt noch weitere Gründe, die in dieser Betrachtung nicht erfasst sind, welche eine derartige Kombination nahelegen. Schroffe Laständerungen z. B. dürfen ohne betriebliche Nachteile den Höchstleistungsdampfkraftwerken nicht zugemutet werden, ihr zuträglicher Arbeitsrhythmus ist im besten Falle ein langsamer Wechsel innerhalb gewisser Lastbereiche.

Die Kostenberechnungen für Reaktoranlagen gehen sogar von vornherein von konstantem Betrieb aus. Weil aber für die zukünftige Energieversorgung die grosse Bedeutung der Atomenergie indiskutabel ist und klassische thermische Werke, zum Ausgleich von hydraulischen Produktionsschwankungen, sich infolge ihrer niedrigen spezifischen Investitionskosten aufdrängen, muss deren betriebswirtschaftlich günstigster Einsatz vorbereitet werden. Dies ist dann und nur dann möglich, wenn ihnen der geforderte Platz im Grundlastband zugewiesen werden kann, was um so einfacher ist, wenn Pumpspeicherwerke in Schwachlastperioden als Energieabnehmer mitbetrieben wer-

den und diese dann in der äussersten Spitze des Belastungsdiagrammes ihre Qualitäten voll zum Einsatz bringen.

Mit dem Nachweis, dass die Kombination mit Speicheranlagen ausserdem noch wirtschaftlich vorteilhafter ist, dürfte zwingend die Notwendigkeit einer detaillierten Prüfung gezeigt sein.

5. Vergleichsbetrachtungen

Im Abschnitt 3 wurde bereits darauf hingewiesen, dass auch andere, unter Umständen ebenso wirtschaftliche Erzeugungsmöglichkeiten für gleiche Energiequalitäten, d. h. extreme Spitzenenergie, in Betracht gezogen werden müssen. In diesem Zusammenhang sind zu erwägen:

- Gasturbinen
- Mitteldruckdampfkraftanlagen (Schnellstartanlagen)
- Überlastbare Dampfturbinen

Durchgeführte Projektstudien weisen darauf hin, dass für Gasturbinen mit Blockleistungen um 50 MW betriebswirtschaftlich interessante Einsatzmöglichkeiten nachweisbar sind. Ferner hat der Typ der überlastbaren Dampfturbine an der Teil-Weltkraftkonferenz von Lausanne (September 1964) eine Renaissance erlebt⁴⁾. Erwähnt werden sollen hier auch die sogenannten Schnellstartdampfkraftanlagen, das sind Mitteldruckanlagen, die vom Stillstand, je nach Vorgeschichte, innerhalb von 10...20 min. auf Vollast gebracht werden können. Obschon diese Zeitdauer immer noch mindestens um einen Faktor 5 grösser ist als bei Speicherwerken, ist ein direkter wirtschaftlicher Vergleich dieser Anlagen in beschränktem Masse denkbar. Eine Überschlagsrechnung zeigt⁵⁾, dass der Wirtschaftlichkeitsquotient für eine 500-MW-Anlage $W \approx 0,94$ ist, wenn die Spitzenenergie gleich qualifiziert wird wie bei einer Pumpspeicheranlage. Dies weist deutlich auf die Notwendigkeit hin, dass im Einzelfalle genau detaillierte Untersuchungen an Hand des Lastdiagrammes vorzunehmen sind.

Es müsste dann allerdings zusätzlich in Rechnung gestellt werden, dass mit dem Einsatz der Pumpspeicheranlage die betriebswirtschaftlichen Verhältnisse der Grundlastwerke verbessert werden, was beim Einsatz von thermischen Regulierwerken nicht zutrifft, weil sie die Rolle des Energiekonsumenten in Schwachlastzeiten nicht übernehmen können. Ein Wirtschaftlichkeitsquotient von ca. 1 wäre damit für den Einsatz solcher Anlagen noch nicht hinreichend.

Diesem Kraftwerktyp (Variante A) kommt aber als Regulierwerk, spätestens nach dem Endausbau der Wasserkräfte, besondere Bedeutung zu. Die Analyse der Energiekostenstruktur ist deshalb ebenfalls durchgeführt worden und in Tabelle III, Fig. 7 und 8 eingetragen.

Auf eine weitere Behandlung kann hier nicht eingetreten werden.

6. Schlussfolgerungen

Mit den Ausführungen im Abschnitt 4.2.2 wurde impliziert, dass bei anhaltend ungebrochenem Bedarfsanstieg bis 1975/76 rund 1700 MW auf thermischer Basis und rund 1000 MW als Kurzzeitakkumulieranlagen neben dem Endausbau der Wasserkräfte, wobei es sich mehrheitlich um Langzeitspeicheranlagen handelt, als durchaus bedarfsgerecht neu in dem schweizeri-

⁴⁾ S. z. B. Abt. II B No. 104 v. Dr. h. c. C. Seippel: Dampfturbinen unter veränderlicher Last und hoher Überlast.

⁵⁾ Investitionskosten ca. 450 Fr./kW bei 2×250 MW Leistung, Erzeugungskosten = 6 Rp./kWh mit Berücksichtigung der Fahrweise bei 1800 h Benutzungsdauer (täglich 2 mal Anfahren), daraus folgen Jahreskosten = 54 Mill. Fr. (900GWh), Erlös = 50,5 Mill. Fr. (wie Hydrolift-Anlage).

schen Versorgungsnetz installiert werden müssen. Vom technischen Standpunkt aus kann gesagt werden, dass die Schweiz die Mittel zur Realisierung dieser grossen Vorhaben und damit zur langfristigen Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie in der Hand hat. Bei Kraftwerkkonzeptwahlen sind aber weder die technischen Qualitäten noch die energiewirtschaftlichen Vor- und Nachteile einzelner Anlagentypen ausschliesslich entscheidend. Mit der Integration von thermischen Kraftwerken im Versorgungsnetz ist eine proportional zunehmende Auslandsabhängigkeit der Energieversorgung unvermeidlich. Neben der Belastung der Aussenhandelsbilanz durch grosse Brennstoffimporte besteht dann auch die Möglichkeit einer Schwächung der industriellen Konkurrenzfähigkeit infolge unkontrollierbar steigender Brennstoff-, und damit der Energiekosten.

Die Forderung nach optimalem Einsatz aller verfügbaren Energiequellen und nach bester Nutzung der importierten Brennstoffe muss deshalb zum Grundsatz erhoben werden. Um dieser Forderung gerecht zu werden, ist es unumgänglich, verschiedene Energieerzeugungsmöglichkeiten wie auch ihre gegenseitigen betriebswirtschaftlichen Wechselwirkungen eingehend zu studieren. Es bezieht sich dies auf:

- a) Endausbau der Alpenwasserkräfte;
- b) Bereitstellung eines klassisch thermischen Übergangspotentials mit Regulierwerken und kleineren Höchstleistungskraftwerken;
- c) Bau von Spitzenlastwerken auf Pumpspeicherbasis;
- d) Bau von Atomkraftwerken und fortgeschrittenen, klassischen Höchstleistungsdampfkraftwerken.

Vorläufig ist angesichts der grossen Anzahl von kleinen und mittleren Versorgungseinheiten und entsprechend mangelhaftem, elektrizitätswirtschaftlichem Gesamtüberblick die Forderung nach Optimierung schwer erfüllbar.

Die Deckung des zukünftigen Konsumzuwachses wird nun aber aus wirtschaftlichen Gründen durch Kraftwerke grosser und ständig wachsender Einheitsleistungen erfolgen; damit wird unser Versorgungssystem zunehmend leichter zu überblicken und zu optimieren sein. Zur Erreichung dieses weitgesteckten Zieles müssen und werden die künstlichen Akkumulieranlagen mit ihren hervorragenden technischen und betriebswirtschaftlichen Eigenschaften eine bedeutende Rolle spielen.

Adresse des Autors:

Dr. R. Galli, dipl. Physiker, Suisselectra, 4010 Basel.

ALMON BROWN STROWGER

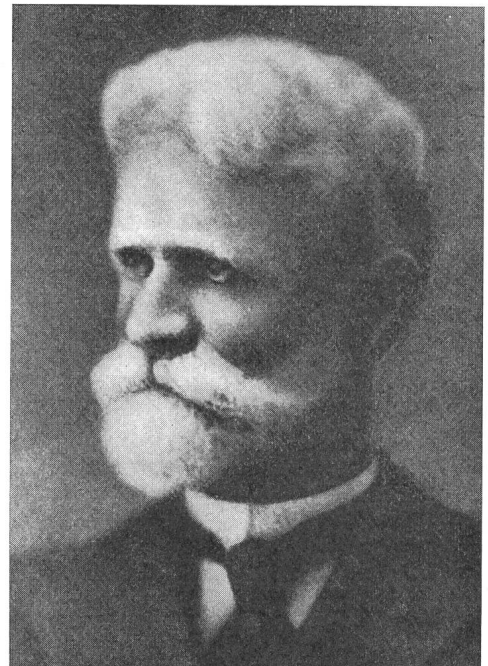
1839—1902

Almon Brown Strowger, ursprünglich Lehrer in Penfield (NY), wo er am 19. Oktober 1839 geboren worden war, hatte von 1861 bis 1864 im Sezessionskrieg als Freiwilliger gedient. Von 1883 an betätigte er sich an verschiedenen Orten als Leichenbestatter. Als 1887 ein Freund starb und dieser sich vom Konkurrenten bestatten liess, führte er das — ob zu Recht oder zu Unrecht — auf eine von der Telephonistin absichtlich ausgeführte Fehlverbindung zurück. Darob erboste er und sann darüber nach, wie die Telephonistinnen überflüssig gemacht werden könnten. Er sah sich ihre Arbeit am Klinkenschrank an und — eine runde Kragenschachtel, in die er 100 Stecknadeln einsteckte und ein in der Achse angeordneter Bleistift mit Arm gab die erste Idee für den Hubdrehwähler.

Am 12. März 1889 meldete er sein erstes Patent an. Zusammen mit seinem Neffen *Walter S. Strowger* und unter Zuzug eines Uhrmachers wurde das erste Modell gebaut. Trotzdem man ihn verlacht hat, hielt er durch. *Joseph Harris* jedoch gefiel die Idee, und er half mit Geld und Rat. Nach zwei Jahren war es so weit, dass das erste Modell, das nun aber 100 Anschlüsse auf einer Scheibe trug, in der Kansas- und Missouri-Telephon-Comp. ausgestellt werden konnte. Die beiden *Strowgers*, *Harris* und *M. A. Meyer* gründeten darauf die *Strowger Automatic Telephone Exchange*. Um die Apparate 1893 an der Weltausstellung in Chicago zeigen zu können, verlegte man den Sitz dorthin.

Im Jahre 1892 erhielt die Gesellschaft den Auftrag zur Installation des Telephons in La Port (Indiana) und am 3. November desselben Jahres kam, 60 Meilen von Chicago entfernt, die erste automatische Zentrale der Welt in Betrieb. Die Ausstellung brachte neben Erfolgen auch Kritiken. Die Apparaturen bedurften immer wieder Verbesserungen. Sie wurden durch eine Reihe von Neuerungen immer mehr vervollkommen. Waren anfänglich zu jedem Abonnenten fünf Drähte nötig, so brauchte man jetzt nur noch deren drei (Drehdraht, Hubdraht, Rückleiter).

A. B. Strowger zog sich aus Gesundheitsgründen Ende 1896 aus seiner Firma nach Florida zurück. Am 26. Mai 1902 starb er in Greenwood, St. Petersburg.



Verkehrshaus Luzern

H. W.