Die Speicherpumpenanlage des Etzelwerkes

Autor(en): **Engler, A.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie**

Band (Jahr): **42 (1950)**

Heft 5

PDF erstellt am: **24.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-922019

Nutzungsbedingungen

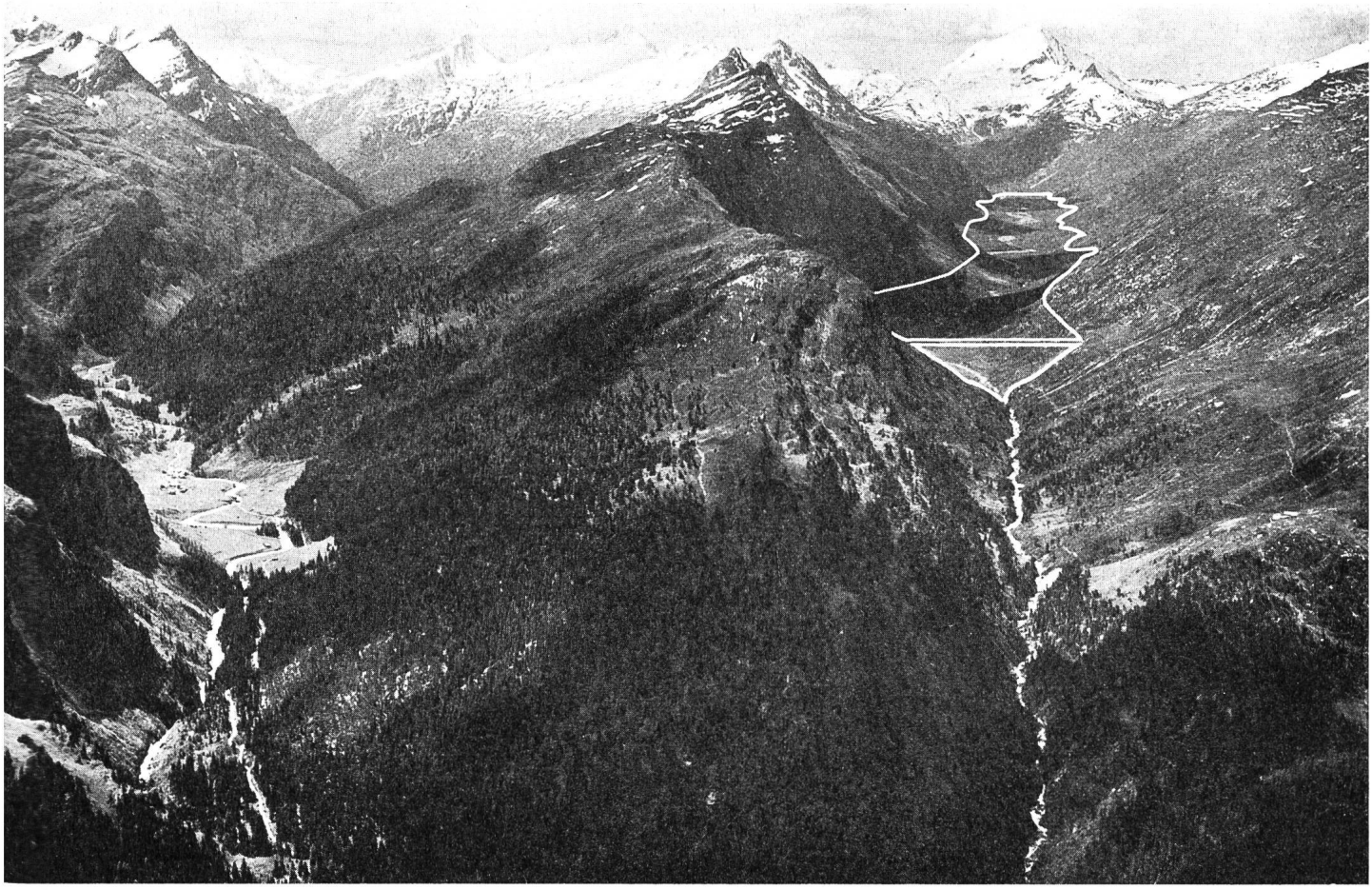
Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch



Täler Avers, Madris und Valle di Lei mit eingezeichnetem Stausee Valle di Lei. (Abb. 1 des Aufsatzes auf S. 79)

Die Speicherpumpenanlage des Etzelwerkes[1]

Von Direktor *A. Engler,* Baden, und Direktor *Robert Thomann,* Winterthur

Referat von Direktor *A. Engler,* Baden

Die *hydraulische Energiespeicherung* in Form gehobenen oder gepreßten, unter dem Druck eines gewichts- oder federbelasteten Kolbens oder Luftkissens stehenden Wassers ist ein schon seit langem angewandtes Mittel zum Ausgleich zwischen Energieangebot und -nachfrage. Wir finden solche Speicherungen einfacher Art in Form von Gewichtsakkumulatoren in Fabrikanlagen mit hydraulischen Antrieben von Stanzen, Pressen usw., solche mit Windkesseln z. B. bei Turbinenregulierungen. Bei derartigen Anlagen beträgt der Quotient aus Speichervermögen (nutzbarer Arbeitsinhalt des Speichers berechnet aus Volumen mal Überdruck) dividiert durch die Leistung der Aufladepumpe — bezeichnen wir ihn als «ideelle Aufladezeit» des Speichers — je nach Zweckbestimmung der Anlage einige Sekunden bis einige Minuten.

Für die *hydraulische Energiespeicherung im Dienste der Elektrizitätswirtschaft* kommen aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nur offene Speicher in Form künstlich geschaffener Bassins, künstlicher oder natürlicher Seen in Betracht, in welche das Wasser aus einer untern Wasserhaltung hinaufgepumpt wird. In der *Schweiz* haben sich solche Anlagen zuerst aus den Bedürfnissen des Fabrikbetriebes entwickelt. Die Pumpenanlage des *Eisenwerkes Klus* aus dem Jahre 1898, ursprünglich noch mit Kolbenpumpen versehen, diente anfänglich nur zur Füllung des Wasserreservoirs, aus dem die mit Druckwasser betriebenen Arbeitsmaschinen des Fabrikbetriebes gespiesen wurden. Erst später wurde die Anlage auch für den Ausgleich zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch der elektrischen Energie eingerichtet. Die erste Anlage, die eigens für diesen Zweck gebaut wurde, ist die Anlage *Ruppoldingen* der ATEL, erstellt 1904, umgebaut 1924/25 für eine Pumpenleistung von 1300 kW, eine Turbinenleistung von 1300 kW, einem Reservoirinhalt von 12 000 m³ bei einer Höhendifferenz zwischen Oberwasser und Unterwasser von 315 m, ideelle Aufladezeit 8 Stunden, Speicherinhalt 6500 kWh. Die bei-

[1] Vorträge an der Mitgliederversammlung des Linth-Limmatverbandes vom 28. Februar 1950 in Zürich.

den Anlagen Klus und Ruppoldingen dienten nur einem Tagesausgleich. Die nächstgrößere Anlage, die bereits einen Wochenausgleich erlaubt, ist jene des Elektrizitätswerkes der *Stadt Schaffhausen,* gebaut 1907/09. Pumpenleistung 2000 kW, Turbinenleistung 1800 kW, Speicherinhalt 80 000 m³, Höhendifferenz 157 m, Aufladezeit 25 h (Wochenende). Speichervermögen 20 000 kWh.

Haben Speicheranlagen mit nur Tages- oder Wochenausgleich vorwiegend elektrizitätswirtschaftlich-betriebliche Zwecke, indem aus Laufwerken verfügbare, überschüssige Nacht- und Wochenendenergie in Tagesspitzenenergie veredelt werden kann, so wurden die später erstellten Anlagen außer für diese Zwecke auch weitgehend in den Dienst der Wasserwirtschaft der Werke gestellt. Die Pumpenanlagen dienen dazu, Wasser aus tiefer liegenden Einzugsgebieten in höher liegende Speicherbecken zu fördern, bei denen der Abfluß aus den natürlichen Einzugsgebieten nicht ausreicht, um den Speicher in einer Sommerperiode für den nächstfolgenden Winter aufzufüllen. In diesen Fällen dienen die Pumpenanlagen einem Saisonspeicherbetrieb, können aber, wenn mit einer Turbinenanlage und Ausgleichsbecken im Unterwasser versehen, auch jederzeit in den Dienst des Tages- oder Wochenausgleiches genommen werden.

Die erste derartige Anlage war 1925 das *Kraftwerk Wäggital,* wo aus dem Rempenbecken Wasser vermittels vier Pumpen von zusammen 16 000 kW über eine Höhendifferenz von ca. 250 m in den Wäggitalsee hinaufgepumpt wird. Die ideelle jährliche Gebrauchsdauer der Pumpenleistung beträgt 2200 Stunden. 1926 folgte das *Tremorgio-Werk* der ATEL mit einer Doppelpumpe von 10 000 kW mit 920 m Förderhöhe und das *Illsee-Turtmann-Werk* der AIAG, das mit drei Pumpen von zusammen 1000 kW (erstellt 1926) über 110 m aus dem Meretschisee und mit einer Pumpe von 5000 kW (erstellt 1941) über 1000 m von Oberems in den Illsee fördert. Mit einer Pumpenanlage ist auch die im Bau begriffene Stauanlage im *Val Cleuson* der EOS ausgerüstet, aus der im Winter über ca. 90 bis 165 m Höhe mit vier Pumpen von zusammen 3600 kW das im Sommer gespeicherte Wasser in den höher gelegenen See des Dixence-Werkes hinübergefördert wird. In allerletzter Zeit ist von den *Oberhasliwerken* der Beschluß gefaßt worden, in Ergänzung der bestehenden und im Bau befindlichen Anlagen das Speicherbecken am Oberaargletscher mit der Zentrale Grimsel zu erstellen, welche mit einer Pumpe von ca. 20 000 kW Leistung ausgerüstet werden soll, die Wasser aus dem Grimselsee in den 400 m höher gelegenen Oberaarsee pumpen wird. In der ganzen Schweiz wurden im Jahre 1948/49 in Pumpen-Speicheranlagen der Werke der allgemeinen Versorgung 119 Mio kWh für den Betrieb der Pumpen aufgewendet, einschließlich Etzelwerk.

Beim *Etzelwerk* ist die Eingliederung einer Pumpenanlage mit einer Fördermenge von ca. 5 m³/s schon bei der Projektierung im Jahre 1932/33 vorgesehen worden. Da man damals aber sowohl bei den SBB als bei den NOK Befürchtungen bezüglich der Verwertungsmöglichkeit der durch den Pumpenbetrieb erzeugbaren Mehrproduktion hegte, wurde lediglich in den baulichen Anlagen der spätere Einbau der Pumpen vorgesehen. Die Bestellung der Pumpen selbst erfolgte erst 1945, als die zunehmende Energieknappheit eine weitgehende Ausnützung der Pumpenanlage verhieß. Die Wasserwirt-

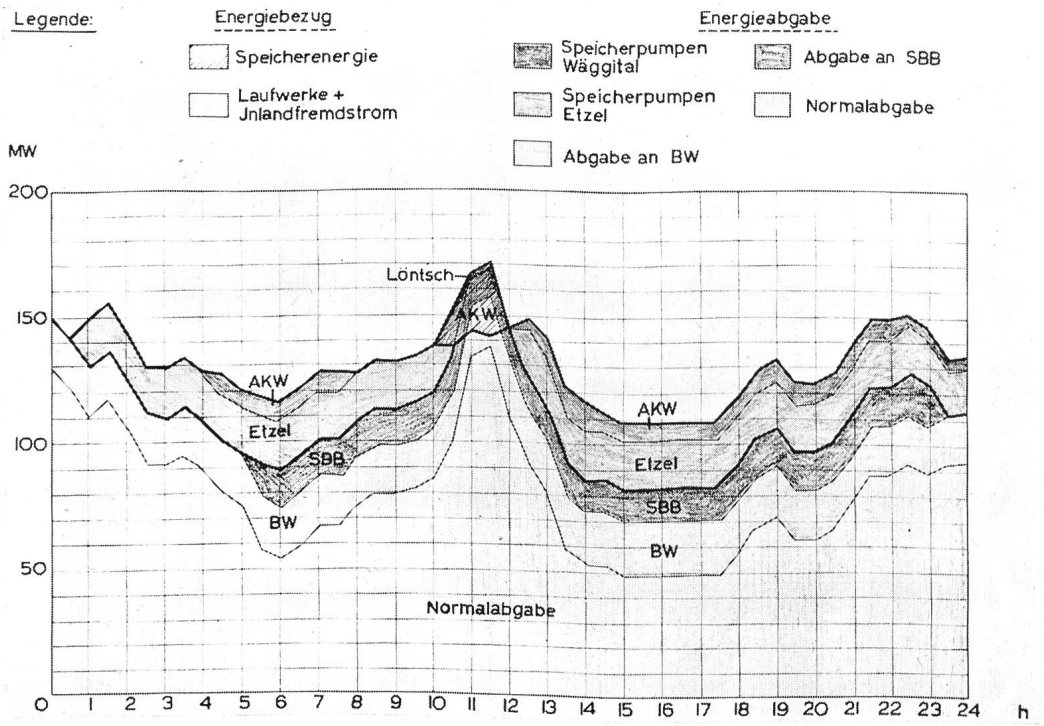


Abb. 1
Belastung im Netz der NOK, Sonntag, 5. Juni 1949.

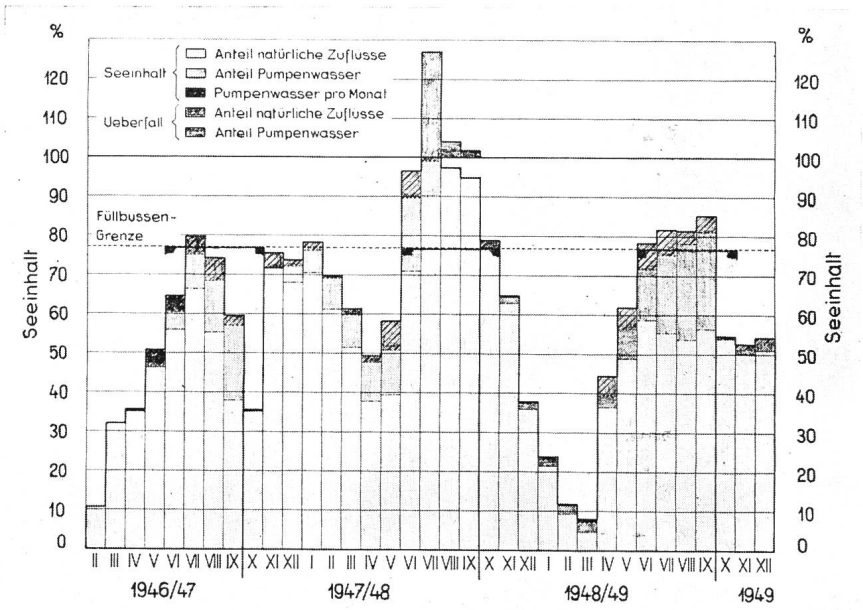


Abb. 2
Etzelwerk,
Wasserhaushalt des Sihlsees
bei Pumpenbetrieb

schaft des Etzelwerkes gestattet in Jahren mit normalen Abflüssen und selbst in mäßig trockenen Jahren die Auffüllung des Sihlsees in den Sommermonaten. Lediglich in Sommern mit extrem ungünstigen Wasserverhältnissen wie 1921, 1947 und 1949 reichen die natürlichen Zuflüsse zur Füllung des Sees nicht aus, und nur in solchen Jahren kann vermittels der Pumpenanlage der Wasservorrat für den Winter und damit die Winterproduktionsmöglichkeit des Werkes erhöht werden. In der Regel kommt der Pumpenanlage beim Etzelwerk vorwiegend der Charakter des Energieausgleichs über mehrere Wochen zu, wofür der Betrieb des Werkes zwischen dem Zürichsee als Unterwasser und dem Sihlsee (maximal 96 Mio m³ Inhalt) günstige Voraussetzungen schafft. Eine besondere Bedeutung erhält die Pumpenanlage auch zur Erleichterung der Einhaltung der Vorschriften über den Fülltermin, dessen Nichteinhaltung mit einer hohen Geldbuße geahndet wird. Auf die Wasserwirtschaft des Zürichsees hat der Betrieb der Pumpenanlage des Etzelwerkes praktisch keinen Einfluß. Die Wasserentnahme vermag dessen normalen Wasserspiegelverlauf höchstens um einige wenige Zentimeter zu verändern.

Abbildung 2, die den Verlauf der Füllung des Sihlsees darstellt, zeigt, daß das in den Sommern 1947 und 1949 gepumpte Wasser in vollem Umfang der Energieproduktion des folgenden Winters zugute kam, während das im Frühjahr 1948 gepumpte Wasser zur Zeit der Sommerhochwasser im Juli überlief und verloren ging. Das sind die Risiken der Energiewirtschaft, die angesichts der nicht voraussehbaren Schwankungen der Wasserverhältnisse immer einen spekulativen Charakter aufweist. Der kurzfristige Energieausgleich ist nicht nur im Sommer und in den Übergangszeiten von Winter zu Sommer und von Sommer zu Winter von Bedeutung, wenn für den Betrieb der Pumpen überschüssige Nacht- und Wochenendenergie aus Laufwerken zur Verfügung steht, sondern unter Umständen auch im Winter, zur Zeit der äußersten Wasserknappheit. So war beispielsweise im Winter 1949/50 bis Ende Januar 1950 infolge der extrem ungünstigen Abflußverhältnisse in den Flüssen die energiewirtschaftliche Situation äußerst angespannt. Zur Aufrechterhaltung einer uneingeschränkten Energieversorgung war der Einsatz aller Mittel notwendig, wozu in weitgehendem Maße auch von der Produktion thermischer Energie im Inland und von der Einfuhr von Energie aus dem Ausland Gebrauch gemacht wurde. Die eingeführte Energie war zum Teil nur in der Nacht verfügbar, weil während der Tageshauptbelastungsstunden auch im Ausland äußerste Energieknappheit herrschte. So konnte zum Beispiel die aus Holland eingeführte Energie nur während der Nacht von 22 bis 6.30 Uhr und am Sonntag bezogen werden. Ein Teil der Hollandenergie wurde im Wäggital und im Etzelwerk für den Betrieb der Pumpen verwendet und so in Wochenwerktags-Spitzenenergie umgewandelt. Ein anderer Teil wurde dank der Vermittlung der BKW im Oberhasliwerk eingelagert und damit ebenfalls in Wochenwerktagsenergie veredelt. Ein weiterer Teil der Hollandenergie konnte den ebenfalls in energiewirtschaftlichen Nöten steckenden SBB als Aushilfsenergie zugehalten werden. In den Wochennächten wurde zeitweise auch im thermischen Kraftwerk Beznau erzeugte Energie zum Pumpen verwendet, soweit die Leistung nicht direkt in den Netzen der NOK und BKW konsumiert wurde. So leistet die Pumpenanlage des Etzelwerkes ganzjährig der Energiewirtschaft des Landes wertvolle Dienste.

Was die *technische Ausgestaltung* der Pumpenanlage anbelangt, so geht der Einbau der Pumpen hervor aus

der Wiedergabe der Quer-, Längs- und Horizontalschnitte des Maschinenhauses (Abbildungen 3 und 4). Die beiden Pumpen sind gekuppelt mit je einer Einphasen-Maschinengruppe der SBB und einer Dreiphasen-Maschinengruppe der NOK. Zwischen den beiden Gruppen befindet sich ein Montageschacht für den Ein- und Ausbau der Pumpen. Die Leistung der einzubauenden Pumpen mußte sich nach der Leistungsfähigkeit der bereits vorhandenen Generatoren von 18 000 kVA im motorischen Betrieb richten. Es wurden daher die Pumpen bestellt für eine Leistung von 21 450 PS an der Pumpenwelle, was bei einer Förderhöhe von 475,8 m und einem garantierten Wirkungsgrad von 85,6 % eine Fördermenge von 2890 l/s ergibt. Die erstgelieferte Pumpe ergab demgegenüber eine Leistungsaufnahme von 24 000 PS bei 3200 l/s Förderung. Die zweite Pumpe wurde auf Grund dieses Ergebnisses etwas zu stark in der Leistung reduziert durch Abdrehen der Laufräder, was eine Reduktion der Leistung auf 19 150 PS bei 2625 l/s Förderung zur Folge hatte. An den Motorklemmen nimmt die eine Pumpe ca. 18 000 kW, die andere ca. 15 000 kW auf.

Als *besondere technische Probleme* beschäftigten uns die Fragen der Kupplung und der Abschlußorgane in Verbindung mit den Vorgängen bei Abschaltungen.

In Interesse einer einfachen Anlage wurde auf den Einbau einer während des Laufes der Maschinengruppe ein- und ausrückbaren *Kupplung* verzichtet. Solche Kupplungen, die als elektromagnetische oder als hydraulische Kupplungen (Drehmomentwandler nach dem Prinzip des Föttinger-Transformators) gebaut werden müssen, sind sehr platzraubend, teuer und kompliziert. Das Mitlaufenlassen der entwässerten Pumpe bei Turbinenbetrieb kam wegen der zu großen Ventilationsverluste nicht in Betracht. So entschloß man sich zum Einbau einer durch Fernsteuerung vom Maschinensaal aus zu bedienenden einfachen Reibungskupplung, die nur bei stillstehender Maschinengruppe betätigt werden darf.

Für die *Regulierung* der Pumpe stand bei den Diskussionen im Jahre 1932 noch die Verwendung regulierbarer Leitschaufeln in der obersten Druckstufe in Diskussion. Regulierbare Leitschaufeln bringen bei mehrstufigen Pumpen nur eine unbedeutende Verbesserung des Wirkungsgrades bei Teillast und der Betriebscharakteristik der Pumpe, haben dagegen den Nachteil einer wesentlichen Komplikation der Pumpenkonstruktion. Außerdem neigen solche Ausführungen, wie die Erfahrungen an ausländischen Pumpenanlagen mit Drehschaufelregulierung gezeigt haben, zu Vibrationen und

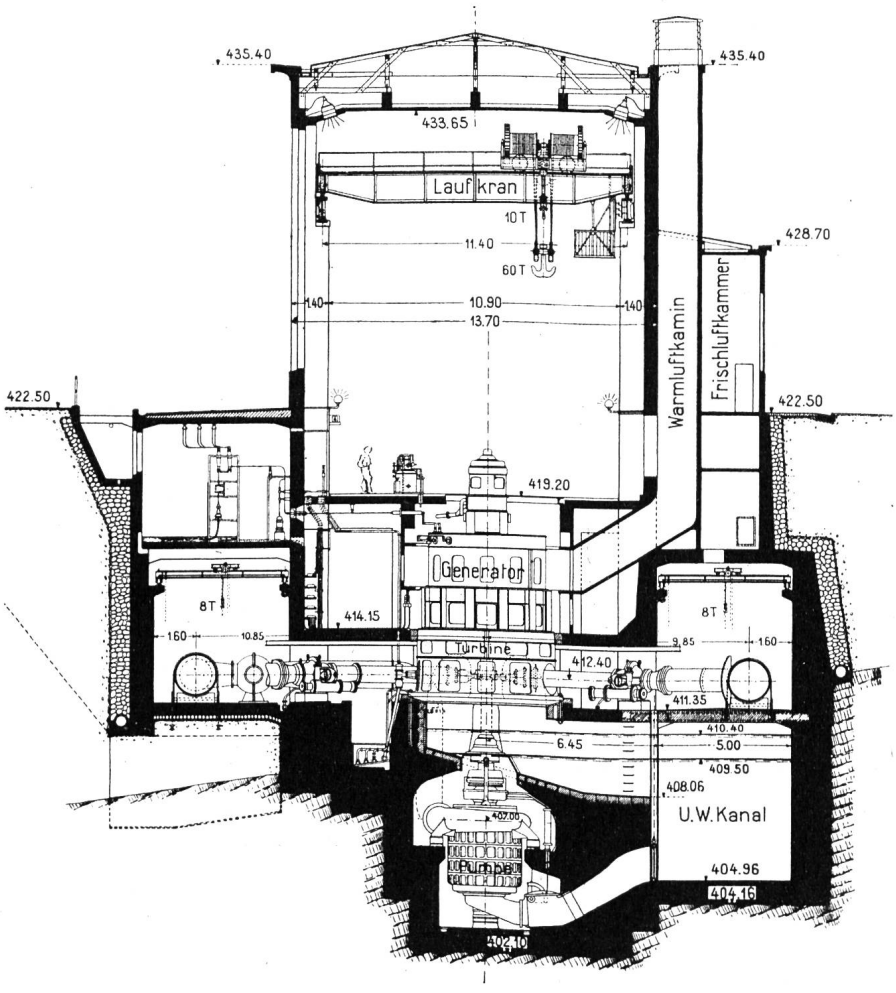


Abb. 3
Etzelwerk,
Maschinenhaus,
Querschnitt durch die
Turbinen-Pumpengruppe, 1:300.

starkem Verschleiß. Bei der Wiederaufnahme der Studien 1944/45 wurde daher beschlossen, die Pumpen mit festen Leitapparaten auszurüsten und die Einstellung von Teillasten durch Teilbeaufschlagung der Turbine zu bewerkstelligen, womit bei Teillast im Pumpenbetrieb ein ebenso guter Wirkungsgrad erreicht werden kann wie bei Drosselregulierung oder bei Leitschaufelregulierung; diese ist im Grunde auch nicht viel besser als die Drosselregulierung.

Die *Abschaltvorgänge* bei Pumpen sind bekanntlich sehr komplex und besonders bei Anlagen großer Leistung schwierig zu beherrschen. Es sind dabei sowohl die Drehzahländerungen der Maschinengruppe als auch die Druckschwankungen in den Rohrleitungen zu berücksichtigen. Ohne Eingriff einer Regulierung fällt die Drehzahl nach erfolgter Abschaltung des Antriebmotors sehr rasch ab, wechselt innert weniger Sekunden den Drehsinn und steigt fast ebenso schnell auf die Durchbrenndrehzahl des Pumpenrades als Turbinenrad an, die ungefähr das 1,25fache der Pumpendrehzahl erreicht. Der Rückwärtslauf der Pumpe muß mit Rücksicht auf die Lager vermieden werden. Rascher Abschluß der Druckleitungen durch Rückschlagklappen, Schnellschlußschieber oder Drehschaufelregulierung gefährdet durch starke Druckstöße die Rohrleitungsanlage. Unseres Wissens wurde beim Etzelwerk zum erstenmal die Turbinenregulierung zur Steuerung des Abschaltvorganges herangezogen. Nach erfolgter Abschaltung des als Motor dienenden Generators der Maschinengruppe öffnet der Turbinenregulator, wodurch die Turbine die Pumpenleistung übernimmt und die Maschinengruppe wieder auf volle Drehzahl bringt und sie wieder zur Parallelschaltung mit dem Netz bereitstellt. Auch bei dieser Regulierung lassen sich starke Druckschwankungen nicht vermeiden; diese Schwankungen verlaufen aber nicht schlagartig, wie dies bei Verwendung von ungedämpften Rückschlagklappen der Fall ist, und gefährden deshalb die Druckleitung weniger stark.

Wirtschaftliche Betrachtungen

Der Wirkungsgrad von Speicherpumpenanlagen, die sowohl beim Pumpen- als auch beim Turbinenbetrieb unter dem gleichen Bruttogefälle stehen, ist gleich dem Quotienten der aus der gepumpten Wassermenge im Turbinenbetrieb erzeugten Energiemenge dividiert durch die für den Pumpenbetrieb aufgewendete Energiemenge. Dabei treten die Einzelwirkungsgrade der Pumpen, der Turbinen, des Motorgenerators beim Betrieb als Generator, bzw. als Motor, sowie die Druckverluste in den Wasserführungsanlagen und allfällige Wasserverluste in Erscheinung. Bei älteren Anlagen, z. B. beim Pumpenspeicherwerk Schaffhausen, betrug der Wirkungsgrad der Pumpenspeicherung beim ersten Ausbau im Jahresmittel ca. 37 % und stieg nach Erneuerung der Maschinenanlage auf ca. 44 %. In modernen Anlagen steigt der Wirkungsgrad dank der Verbesserung der Einzelwirkungsgrade von Motorgenerator, Turbine und Pumpe und bei günstigen Längen- und Durchmesserverhältnissen von Stollen und Druckleitungen auf 65 bis 70 %.

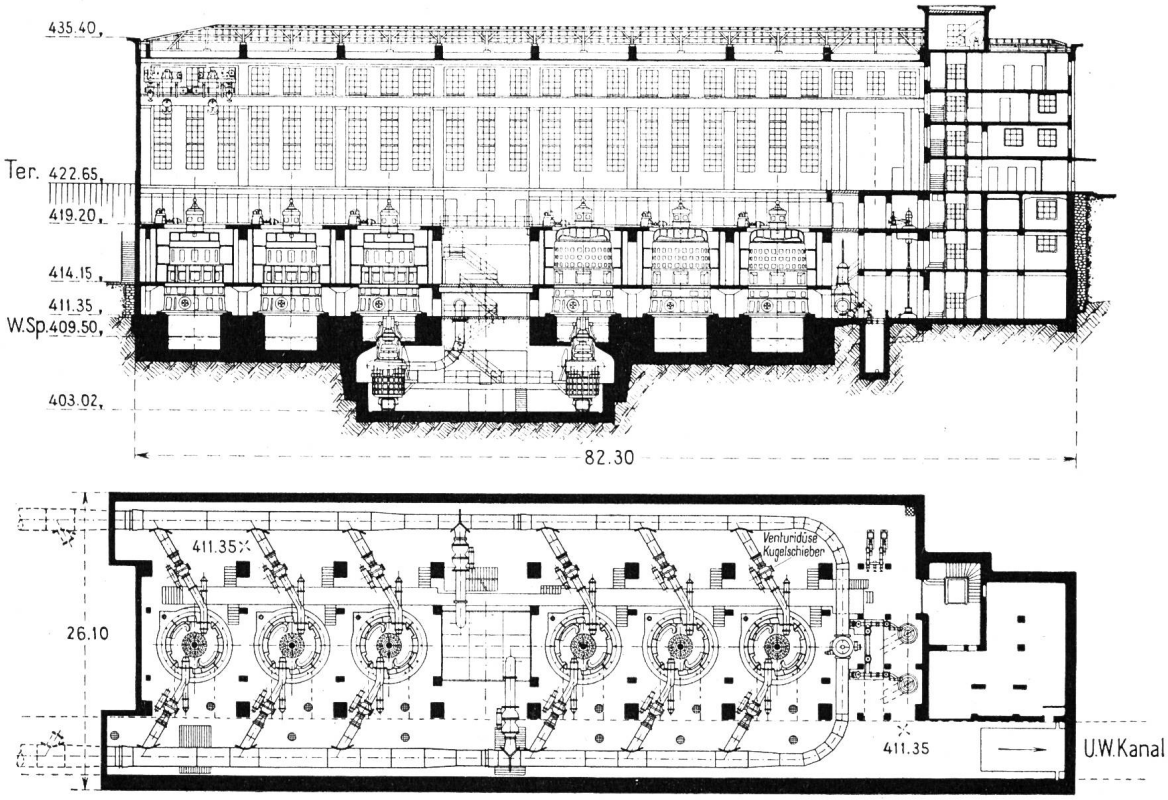


Abb. 4
Etzelwerk, Maschinenhaus, Längs- und Horizontalschnitt, 1:700.

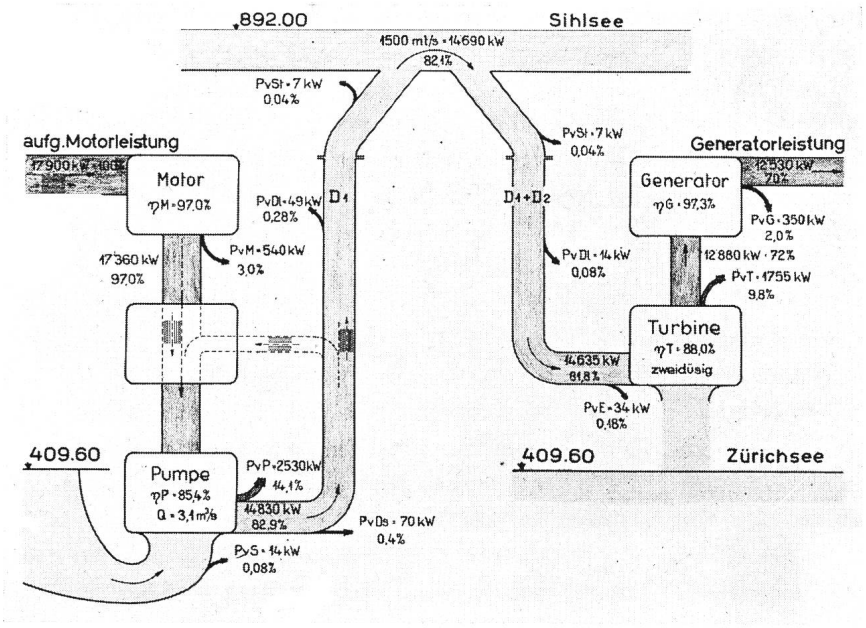


Abb. 5
Etzelwerk, Maschinengruppe 4, Leistungsbilanz für Pumpen- und Turbinenbetrieb.

Beim Etzelwerk schwankt der mittlere Jahreswirkungsgrad zwischen 64 und 66 % (Abbildung 5).

Die Wirtschaftlichkeit einer Pumpenspeicheranlage wird erhöht, wenn das gepumpte Wasser im Turbinenbetrieb über ein höheres Gefälle ausgenützt werden kann als die Förderhöhe für den Pumpenbetrieb. Das ist der Fall bei mehrstufigen Anlagen, z. B. beim Wägital, bei Illsee-Turtmann und bei den voll ausgebauten Oberhasliwerken, oder wenn die Pumpenanlage nur dazu dient, ein ebenfalls hochgelegenes Nebeneinzugsgebiet in den Hauptausnützungsstrang einzubeziehen, z. B. bei Cleuson-Dixence. Für die Wirtschaftlichkeit sind natürlich weiter maßgebend die Erstellungskosten der Pumpenanlage. Bei reinen Pumpenspeicherwerken, d. h. bei Werken, die nur zum Zwecke des Pumpenspeicherbetriebes gebaut werden und praktisch nur gepumptes Wasser, keine natürlichen Zuflüsse zum Speicherreservoir verarbeiten, sind die gesamten Anlagekosten zu berücksichtigen. Ist die Pumpenanlage dagegen einem Produktionswerk angeschlossen und benötigt für die Angliederung an die Werkanlagen keine besondern baulichen Anlageteile als Fundamente und anteiligen Maschinenhausraum, so sind nur die mit der Pumpenanlage verbundenen Mehrkosten in Rechnung zu ziehen.

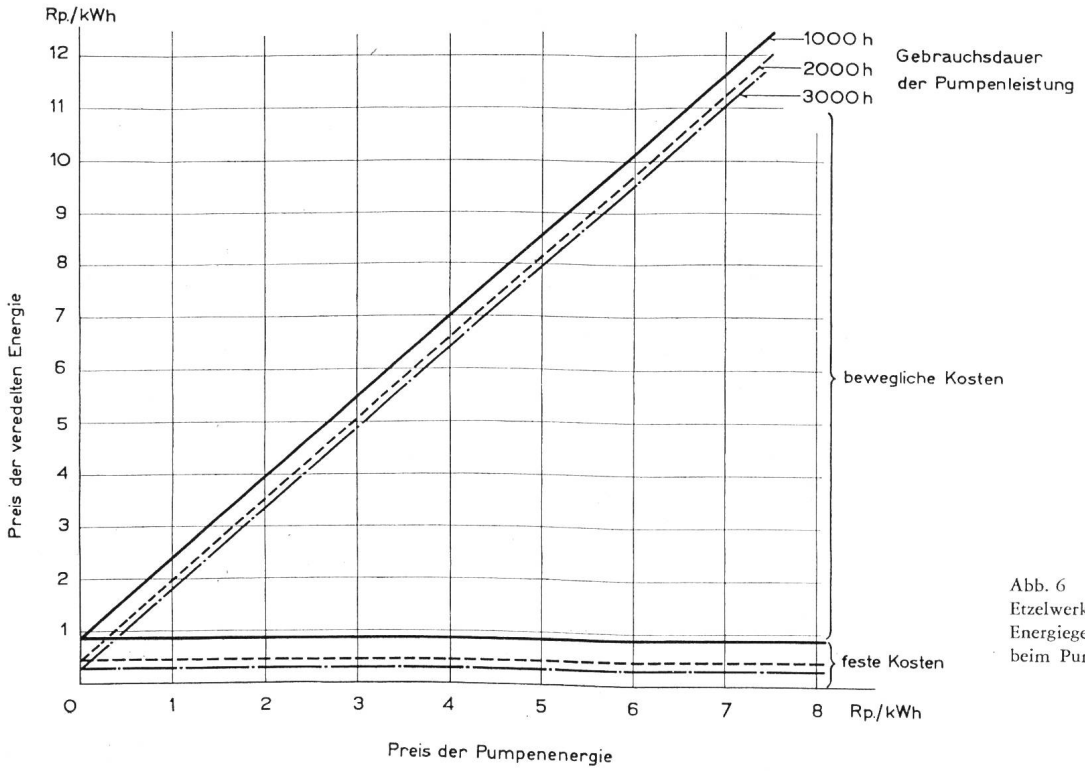


Abb. 6
Etzelwerk, Energiegestehungskostenbilanz beim Pumpenbetrieb.

Beim Etzelwerk betragen die durch die Eingliederung der Pumpenanlage bedingten Mehrkosten:

	Erstellungskosten Fr.	%	Jahreskosten Fr.
Für die baulichen Anlagen	370 000.—	5	18 500.—
Für die maschinellen Anlagen (Pumpen mit Zubehör)	1 820 000.—	10	182 000.—
Total Mehrkosten	2 190 000.—		200 500.—

Es ergeben sich somit als feste Kosten der Pumpenanlage $\frac{200\,500.— \text{ Fr.}}{33\,000 \text{ kW}} \simeq 6.—$ Fr./kW. Bei einer ideellen Gebrauchsdauer T der Pumpenleistung betragen somit die festen Kosten pro kWh für den Betrieb der Pumpen aufgewendeter Energie $\frac{600}{T}$ Rp. Bezeichnet man den Preis der für den Pumpenbetrieb aufgewendeten Energie mit p Rp./kWh, so stellen sich bei einem Wirkungsgrad der Pumpenspeicherung von 65 % die Kosten der veredelten Energie auf

$$e = \frac{1}{0.65}\left(p + \frac{600}{T}\right)$$

Diese Kostengleichung ist dargestellt in Abbildung 6 mit p als Abszisse, e als Ordinate und mit T als Parameter.

Im ersten vollen Betriebsjahr 1947/48 wurde eine ideelle Gebrauchsdauer der Pumpenleistung von 1265 Stunden, im zweiten, 1948/49, eine solche von 1465 Stunden erreicht. Für die mittlere Gebrauchsdauer von 1365 Stunden lautet die Gleichung also

$$e = \frac{1}{0.65}(p + 0.44) = \left(\frac{p}{0.65} + 0.68\right) \text{ Rp./kWh.}$$

Die festen Kosten belasten also die aus der Pumpenspeicherung gewonnene, veredelte Energie mit 0,68 Rp./kWh. Der Wert p schwankt zwischen dem Wert 0 im unteren Grenzfall, wenn für das Pumpen überschüssige Laufwerkenergie verwendet werden kann, für die wirklich gar keine andere Verwertung zu finden ist, und dem höchsten für Fremdenergie oder thermisch erzeugte Energie ausgelegten Preis, wenn solche Energie in Notfällen wie im abgelaufenen Winter für Pumpzwecke herangezogen werden muß.

Speicherpumpenanlagen sind ein wertvolles Hilfsmittel für unsere schweizerische Wasser- und Energiewirtschaft. Sie gestatten die wasserwirtschaftliche Ausweitung mancher Anlage und bieten eine Möglichkeit der Verwertung anderweitig kaum nutzbar zu machender Energieresten. Sobald und soweit jedoch für den Pumpenbetrieb Energie herangezogen werden muß, für die besondere Auslagen zu machen sind (Fremdstrom, thermische Erzeugung), werden die Gestehungskosten der veredelten Energie rasch sehr teuer. Es sollte daher der Betrieb von Pumpenspeicheranlagen möglichst wenig mit Gebühren und Lasten belegt werden.

(Referat von Dir. Thomann folgt in nächster Nr.)

Die Kraftwerksprojekte Valle di Lei-Hinterrhein

Die bis in die ersten Jahre des laufenden Jahrhunderts zurückreichenden Studien über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte des Hinterrheins und des Averserrheins haben immer das gleiche grundsätzliche Ergebnis gehabt: Diese an und für sich reichen Wasserkräfte sind infolge der ungünstigen Verteilung des Abflusses auf die Winter- und die Sommermonate nicht ausnützbar, ohne daß durch ein großes Speicherbecken eine starke Änderung des Abflußregimes herbeigeführt wird. Diesen Speicher wollte man im Rheinwald schaffen, jedoch waren die notwendigen Wasserrechtsverleihungen nicht zu erhalten. Als Ersatz dafür soll nun ein Speicher in der italienischen Valle di Lei zur Ausführung kommen. Durch eine schweizerisch-italienische Grenzregulierung wird die Staumauer samt Nebenanlagen auf schweizerisches Hoheitsgebiet zu stehen kommen und dafür eine gleichgroße Fläche an der nördlichen Grenze der Valle di Lei von der Schweiz an Italien abgetreten. Über die in Valle di Lei untergehenden Alpen ist eine Vereinbarung mit den italienischen Alpbesitzern zustande gekommen, nach der ihnen, soweit möglich, Realersatzalpen auf Schweizer Gebiet zur Verfügung gestellt werden sollen. Das Konsortium Kraftwerke Hinterrhein und die Società Edison haben bei den zuständigen Behörden um die Erteilung einer internationalen Wasserrechtsverleihung für das Kraftwerk Valle di Lei-Innerferrera nachgesucht. Im Zusammenhang mit dieser Verleihung werden auch jene für die beiden unteren Stufen abzuklären und übereinstimmend zu regeln sein.

Die *allgemeine Anordnung* des Konzessionsprojektes 1948/49, die Dimensionierung der Anlagen und die Größe der einzelnen Einzugsgebiete sind aus dem Übersichtsplan und aus dem schematischen Längenprofil ersichtlich.

Der Stausee Valle di Lei (200 Mio m³) wird zu einem Drittel durch die natürlichen Zuflüsse aus dem italienischen Einzugsgebiet und zu zwei Dritteln durch Wasserzuleitungen aus den schweizerischen Tälern Avers, Madris, Emet und durch gepumpte Wassermengen der unterliegenden Einzugsgebiete des Averserrheins von Innerferrera aus gefüllt. Die Ausnützung dieses Speicherwassers zur Erzeugung von Winterenergie erfolgt in den drei Kraftwerkstufen

a) Stausee Valle di Lei-Innerferrera,
b) Innerferrera/Stausee Sufers-Andeer und
c) Andeer-Sils i. D.