Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 23 (1932)

Heft: 19

Artikel: Energiespeicherung durch Pumpen : (Generalbericht über dieses Thema für den Kongress 1932 der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'énergie électrique, in Paris)

Autor: Engler, A.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-1059341

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: 02.10.2025

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

Die aus französischen Anlagen nachträglich erhaltenen Einzelberichte bestätigen im grossen und ganzen unsere Untersuchungen. Sie belegen unsere Ausführungen, ohne dass sie im übrigen unsere Folgerungen wesentlich beeinflussen könnten.

Wie in Spanien, scheint auch in Frankreich für die Abschreibungsbedürftigkeit eine viel kürzere Dauer als in der Schweiz, namentlich für die Eisenbauten und maschinellen Anlagen, angenommen zu werden. Es kann dies vielleicht mit allgemein schwierigeren Verhältnissen oder mit besonders starker Beanspruchung begründet werden. Anderseits ist es vielleicht auch eine Folge der mangels längerer Erfahrung über die Lebensdauer dieser Werksteile weniger entwickelten Erkenntnis. Tatsächlich weisen gerade die Angaben von den Werken, welche erst kurze Zeit im Betrieb sind, die ungünstigsten Schätzungsdaten auf. Von gewissem Einfluss auf die Schätzungen können auch die für die einzelnen Länder verschiedenen Gesetzesbestimmungen über den Heimfall von Wasserkraftanlagen sein.

Auch für die französischen Angaben stellen sich für die wirtschaftlich günstigste Geschäftsführung von hydroelektrischen Anlagen folgende Hauptpunkte in den Vordergrund:

für grösstmöglichste Konzessionsdauer und gute Heimfallsbestimmungen besorgt zu sein;
nur beste Materialien und Maschinen zu verwenden;
absolut einwandfrei zu bauen;
alle Werksteile sorgfältigst zu unterhalten und im fernern
sich aus guten Jahresergebnissen durch vermehrte Abschreibung für die unberechenbaren Ereignisse zum voraus einzudecken.

Energiespeicherung durch Pumpen.

(Generalbericht über dieses Thema für den Kongress 1932 der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'énergie électrique, in Paris [1]).

Von *A. Engler*, Direktor der Nordostschweizerischen Kraftwerke A.-G., Baden.

621.25:621.311.21

Die hydraulische Energiespeicherung durch Pumpen von Wasser in höher gelegene Speicherbecken wird heute hauptsächlich da angewendet, wo es sich um die Speicherung grosser Energiemengen über eine längere Zeitdauer handelt. Der Verfasser gibt zunächst einen kurzen Ueberblick über die historische Entwicklung dieser Energiespeicherung in der Schweiz. Die Einzelleistungen von Pumpengruppen sind in einer Entwicklungszeit von 30 Jahren in der Schweiz von 45 kW auf 9600 kW, die in einer Anlage durch Pumpbetrieb in einer Arbeitsperiode aufspeicherbare Energiemenge von 1100 kWh auf $33 \cdot 10^6$ kWh gestiegen. Es wird sodann über die Anwendung der Pumpspeicherwerke in Kombination mit Wasserkraftwerken bzw. Dampfkraftwerken und über die wirtschaftliche Seite solcher Betriebe berichtet. Ferner wird die elektromechanische Ausführung der Maschinengruppen für Pumpspeicherwerke betrachtet und in einem weiteren Kapitel werden aktuelle Betriebsfragen, wie Regulierung der Pumpen und Beherrschung der Abschaltvorgänge behandelt und diese Vorgänge an Hand von Betriebsdiagrammen näher erläutert. Zum Schlusse werden die neueren Probleme für die Ausführung von Pumpspeicherwerken aufgerollt und ein vom Verfasser bereits im Jahre 1919 vorgeschlagenes reversibles Maschinenaggregat zur Erzeugung elektrischer Energie und zum Pumpen von Wasser in Speicherbecken beschrieben, bei dem bei Turbinenbetrieb zwei Laufräder parallel, bei Pumpbetrieb aber in Serie geschaltet werden.

L'accumulation d'énergie hydraulique, par pompage d'eau dans des bassins d'accumulation situés plus haut, est appliquée aujourd'hui principalement là où il s'agit d'emmagasiner à long terme des quantités importantes d'énergie. L'auteur donne tout d'abord un aperçu historique du développement de ce genre d'accumulation en Suisse. La puissance unitaire des groupes de machines a passé en 30 ans de 45 à 9600 kW et la quantité d'énergie accumulable dans un bassin pendant une période de pompage de 1100 kWh à $33 \cdot 10^6$ kWh. L'auteur traite ensuite de l'utilisation des installations d'accumulation par pompage en connexion avec des centrales hydrauliques ou thermiques et de l'économie de ces combinaisons. Après avoir décrit l'exécution mécanique et électrique des groupes de machines nécessaires, l'auteur s'occupe des questions actuelles d'exploitation telles que le réglage des pompes et la maîtrise des phénomènes de fermeture des conduites, et explique ces phénomènes à l'aide de diagrammes relevés en service dans une installation. Pour terminer l'auteur expose les problèmes les plus récents qui se posent lors de l'exécution d'installations d'accumulation par pompage et rappelle une proposition qu'il a faite en 1919 déjà, celle d'utiliser un groupe de machines réversibles servant soit à la production d'énergie électrique, soit au refoulement de l'eau dans un bassin d'accumulation, et caractérisé par deux machines hydrauliques marchant en parallèle comme turbines dans le premier cas et en série comme pompes dans le second cas.

I. Einleitung.

Die hydraulische Energiespeicherung, bei welcher Wasser vermittels Pumpen in ein höher gelegenes künstliches oder natürliches Speicherbecken gepumpt wird, um in einem spätern Zeitpunkt in einer Turbinenanlage zur Energieerzeugung ausgenützt zu werden, wird heute besonders da angewendet, wo es sich um die Speicherung *grosser Energiemengen über eine längere Zeitdauer* handelt.

Die neben dieser Art der Energiespeicherung noch bestehende Speicherung elektrischer Energie in Akkumulatoren und die Speicherung von Wärmeenergie in Dampfspeichern eignen sich nur für die Speicherung von im Verhältnis zur Lade- und Entladeleistung kleinen Energiemengen und nur zur Aufbewahrung der gespeicherten Energiemenge auf eine kurze Zeit. Diese Beschränkung ist einerseits gegeben durch die hohen Kosten dieser Speichereinrichtungen, bezogen auf die Einheit der aufspeicherbaren Energiemengen, und anderseits durch die relativ grossen zeitlichen Verluste an aufgespeicherter Energie (Selbstentladung bei elektri-

[1]) Der französische Wortlaut dieses Berichtes ist bei der UIPD, 26, rue de la Baume, Paris 8e, erhältlich.

schen Akkumulatoren, Wärmeverluste in Dampfspeichern). Es beschränkt sich deshalb heute die Anwendung dieser beiden Speicherarten auf sogenannten «Pufferbetrieb», bei welchem rasch aufeinanderfolgende, kurzzeitige Leistungsschwankungen (z. B. im Bahnbetrieb) auszugleichen oder kurzzeitig auftretende Leistungsspitzen (z. B. Lichtspitzen städtischer Verteilungsnetze) zu decken sind.

Bei der hydraulischen Speicherung beschränken sich die Verluste (Dichtheit des Speicherbeckens als selbstverständlich vorausgesetzt) auf die Oberflächenverdunstung des Wassers, die indessen in den praktisch vorkommenden Fällen, bezogen auf das Speichervermögen und die Zeit, ausserordentlich klein sind.

II. Historische Entwicklung,

im besondern dargestellt anhand der historischen Entwicklung in der Schweiz.

Die Speicherung hydraulischer Energie vermittels Pumpen hat sich anfänglich sehr langsam entwickelt. Bis etwa zum Jahre 1920 blieben die ausgebauten Leistungen sehr bescheiden; von da an hat eine sprungweise Entwicklung eingesetzt und heute bestehen schon Pumpspeicherwerke mit ausgebauten Leistungen von über 100 000 kW mit Leistungen einzelner Maschinenaggregate von ca. 35 000 kW (Herdecke).

Es ist interessant, diese Entwicklung besonders in der *Schweiz* zu verfolgen, wo sich die Pumpenspeicherung fast parallel mit dem Ausbau der Wasserkräfte zur Energieerzeugung eingeführt hat.

1. Die älteste noch heute in Betrieb stehende Anlage ist im *Eisenwerk Klus* der L. von Rollschen Eisenwerke zu finden. Die ältesten Teile dieser Anlage bestehen seit 1898 [2]).

Die Pumpspeicheranlage arbeitet mit einer kleinen Flusswasserkraft zusammen. Ausserhalb der Fabrikarbeitszeit treiben die Turbinen des Flusswerkes, zum Teil direkt vermittels Riemenantriebes, zum Teil vermittels elektrischer Kraftübertragung, die Pumpen, welche das Wasser in ein ca. 135 m höher gelegenes Reservoir fördern. Vorhanden sind drei Pumpen von 45, 75 und 110 kW Leistung mit einer gesamten Fördermenge von 0,108 m^3/s. Die Pumpe von 45 kW ist noch eine Kolbenpumpe, die beiden grössern Pumpen sind bereits Zentrifugalpumpen.

Als Speicherbecken dient ein künstliches Reservoir von 4000 m^3 Inhalt, das bei Vollbetrieb der Pumpen in ca. 10 Stunden gefüllt werden kann. Der Arbeitsinhalt des Beckens beträgt ca. 1100 kWh.

Ausgenützt wird das aufgespeicherte Wasser während der Fabrikarbeitszeit zum Teil in drei Turbinen von 16, 33 und 62 kW, zum Teil direkt in Arbeitsmaschinen, wie hydraulische Pressen, Aufzüge usw., also ebenfalls in Kolbenmaschinen.

Entsprechend dem kleinen Speichervermögen arbeitet die Anlage nur im Tagesausgleichbetrieb.

2. Eine Anlage von schon wesentlich grösserer Leistung wurde 1903 vom Elektrizitätswerk Olten-Aarburg im Anschluss an das *Kraftwerk Ruppoldingen* an der Aare erstellt.

Die Anlage war mit einer Dreimaschinengruppe (Turbine, Motor-Generator, Pumpe) ausgerüstet. Die Pumpe mit einer Leistung von 600 kW förderte eine Wassermenge von 0,133 m^3/s in ein ca. 320 m höher gelegenes, künstlich angelegtes, offenes Reservoir von 12 000 m^3 Inhalt. Die minimale Füllzeit bei Vollbetrieb der Pumpe betrug demnach ca. 25 Stunden, der Arbeitsinhalt des Beckens ca. 8000 kWh. Das Wasser wurde in einer Turbine von 900 kW wieder ausgenützt.

Die Anlage gestattete neben dem Tagesausgleichsbetrieb auch noch einen bescheidenen Wochenausgleich, da das Reservoir etwa die doppelte Wassermenge fasst, welche normalerweise in einer Nacht gepumpt werden kann. Eine vollständige Füllung des Reservoirs war also nur über den Sonntag möglich. Die Maschinengruppe wurde 1927 ersetzt durch eine solche mit 2000 kW Pumpenleistung und 1500 kW Turbinenleistung.

3. Eine ähnliche, etwas grössere Anlage wurde 1909 vom Elektrizitätswerk der Stadt *Schaffhausen* erstellt im Anschluss an die Wasserwerke im Rhein.

Die Anlage enthält zwei Dreimaschinengruppen. Die Pumpen nehmen je eine Leistung von 750 kW auf und fördern zusammen eine Wassermenge von 0,7 m^3/s in ein 155 m höher gelegenes Becken von 80 000 m^3 Inhalt. Die Füllzeit beträgt ca. 32 Stunden, der Arbeitsinhalt des Beckens ca. 25 000 kWh. Die Leistung der beiden Turbinen, in denen das aufgespeicherte Wasser ausgenützt wird, beträgt je 900 kW.

Die Anlage arbeitet im Tagesausgleichbetrieb, gestattet daneben aber auch einen fast vollständigen Wochenausgleich, indem während der ganzen über einen Sonntag zur Verfügung stehenden Zeit gepumpt werden kann.

4. Die nächste grössere Pumpanlage wurde im *Kraftwerk Wäggital* erstellt und 1925 in Betrieb genommen.

Das Kraftwerk Wäggital [3]) ist in zwei Stufen ausgebaut. In der obern Stufe werden im Sommer ca. $40 \cdot 10^6$ m^3 über eine Höhe von durchschnittlich 245 m in den $147{,}4 \cdot 10^6$ m^3 fassenden Stausee gepumpt, den die natürlichen Zuflüsse allein nicht zu füllen vermögen. Es sind vier gleich grosse, von besondern Motoren angetriebene Pumpen aufgestellt von je 4000 kW Leistung, die zusammen eine Wassermenge von 5,0 m^3/s fördern. Für die Förderung der $40 \cdot 10^6$ m^3 ist also eine Pumpzeit von ca. 2200 Stunden erforderlich, d. h. es muss während des ganzen Sommers durchschnittlich während 12 Stunden täglich mit voller Leistung gepumpt werden. Das gepumpte Wasser wird im Winter in zwei Stufen mit zusammen 415 m Gefälle ausgenützt. Die

[2]) Noch älter ist die Pumpanlage des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich, im Werk Letten. Sie ist jedoch seit vielen Jahren nicht mehr in Betrieb.

[3]) S. Bull. SEV 1932, Nr. 2.

gepumpte Wassermenge stellt also einen Energieinhalt von ca. $33 \cdot 10^6$ kWh dar.

Neben diesem Jahresausgleichsbetrieb dient die Pumpenanlage auch gelegentlich einem Tagesausgleichbetrieb.

5. Eine Pumpanlage ebenfalls für Jahresausgleichbetrieb ist im Jahre 1926 von den Officine elettriche ticinese im *Kraftwerk Tremorgio* erstellt worden.

Eine Doppelpumpe, bestehend aus zwei parallel geschalteten Pumpen von je ca. 4800 kW und einer Fördermenge von zusammen 0,82 m^3/s, welche unter Zwischenschaltung eines Zahnradgetriebes mit der Turbine und dem Motor-Generator zu einem Dreimaschinenaggregat zusammengebaut ist, hat im Sommer eine Wassermenge von ca. $3{,}1 \cdot 10^6$ m^3 nach dem ca. 880 m höher gelegenen Stausee zu pumpen, von dessen nutzbarem Inhalte von ca. $7{,}6 \cdot 10^6$ m^3 nur ca. $4{,}5 \cdot 10^6$ m^3 durch natürliche Zuflüsse gefüllt werden.

Für die Förderung von $3{,}1 \cdot 10^6$ m^3 ist also eine Pumpzeit von ca. 1050 Stunden erforderlich; die gepumpte Wassermenge entspricht einem Energieinhalt von ca. $5{,}5 \cdot 10^6$ kWh.

Die Einzelleistungen von Pumpengruppen sind also in einer Entwicklungszeit von 30 Jahren in der Schweiz von 45 auf 9600 kW, die in *einer* Anlage durch den Pumpbetrieb in einer Arbeitsperiode aufspeicherbare Energiemenge von 1100 kWh auf $33 \cdot 10^6$ kWh gestiegen.

III. Anwendung der Pumpspeicherwerke und Wirtschaftlichkeitsfragen.

In der Anwendung der Pumpspeicherwerke sind in der Haupstache zwei Gebiete zu unterscheiden:

1. Pumpspeicherwerke in Kombination mit Wasserkraftwerken;
2. Pumpspeicherwerke in Kombination mit Dampfkraftwerken.

Die *erste Anwendung* ist die ältere. Sie ist entstanden aus dem Bestreben, die Leistung von Flusswasserkräften auch ausserhalb der Fabrikarbeitszeit auszunützen, d. h. überschüssige Nachtenergie umzuwandeln in während der Fabrikzeit ausnützbare Tagesenergie (Tagesausgleich). Zweckmässig ist es, das Speicherbecken bei solchen Anlagen so gross zu machen, dass auch die über den Sonntag (von Samstag 12 h bis Montag 6 h) in ca. 42 Stunden förderbare Wassermenge aufgenommen werden kann, welche dann, auf die Wochentage verteilt, mit der jeweilen während der Nacht gepumpten Wassermenge ausgenützt werden kann (Wochenausgleich).

Von weit grösserer Bedeutung als die Anlagen für Tages- oder Wochenausgleich sind die Pumpspeicheranlagen für Saisonausgleich. Die während einer ganzen Sommerperiode überschüssige Nacht- und Sonntagskraft findet Verwendung zum Betrieb von Pumpen, welche das Wasser in grosse Stauseen fördern, aus welchen während des Winters in der Zeit der Niederwasserführung der Flusskraftwerke Energie gewonnen wird. Bestimmend für den Ausbau solcher Anlagen sind die Produktions- und Absatzmöglichkeiten zusammengefasster Versorgungsgebiete. Allgemeine Regeln darüber können keine aufgestellt werden.

Ausser den unter II. genannten schweizerischen Anlagen können folgende bedeutenden ausländischen Anlagen erwähnt werden, die in Kombination mit Flusskraftwerken arbeiten:

Italien: Stura di Viù der Società anonima elettrica Alta Italia, gebaut für Tagesausgleich, ausgebaute Pumpenleistung 3000 kW.

Viverone der Società anonima elettricità Alta Italia, gebaut für Wochenausgleich, ausgebaute Pumpenleistung 6600 kW.

Frankreich: Belleville der Société d'électrochimie, d'électrométallurgie et des aciéries électriques d'Ugine, gebaut für Saisonausgleich, ausgebaute Pumpenleistung 5750 kW/12 500 kW in den Jahren 1922/28.

Lassoula der Société hydroélectrique du Midi, gebaut für Saisonausgleich, ausgebaute Pumpenleistung 10 000 kW.

Lac noir-lac blanc der Société hydroélectrique des Vosges, gebaut für Tagesausgleich in Kombination mit dem Kraftwerk Kembs, ausgebaute Pumpenleistung ca. 66 000 kW.

Spanien: Urdiceto der Hydroelectrica Iberica Bilbao, gebaut für Saisonausgleich, ausgebaute Pumpenleistung 6000 kW.

Deutschland: Schwarzenbachwerk der Badischen Landeselektrizitätsversorgungs A.-G., gebaut als Saison-Speicherwerk, ausgebaute Pumpenleistung 18 500 kW.

Schluchseewerk, gebaut als Saison-Speicherwerk, ausgebaute Pumpenleistung 77 500 kW.

Die *zweite Art der Anwendung* von Pumpspeicherwerken, in Kombination mit *kalorischen Kraftanlagen*, ist viel neueren Datums und hat innert kurzer Zeit eine sehr rasche Entwicklung erfahren. Bei solchen Anlagen kommt praktisch nur Tagesausgleich in Betracht, da es keinen Zweck hat, die in der Kohle enthaltene Wärmeenergie in hydraulische Energie umzuwandeln und als solche saisonweise zu speichern, da die Kohle ebenso gut aufgestapelt, bzw. deren Förderung dem Bedarf zur Energieerzeugung angepasst werden kann.

Neben der Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des kalorischen Betriebes bieten die Pumpspeicherwerke in Kombination mit Dampfkraftwerken eine Reihe rein betriebstechnischer Vorteile. Im Zentrum oder in nächster Nähe des Konsumgebietes aufgestellt, gewinnen die Anlagen hervorragende Bedeutung als Momentanreserve bei Störungen auf den Fernleitungen, welche die Energie von weiter entfernten Kraftwerken zuführen. Ausserdem tragen die Anlagen zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit bei, indem die Fernleitungen während der Spitzenzeit von Wirk- und Blindleistung teilweise entlastet werden können.

Werke dieser Art sind besonders in Deutschland entstanden. Es sind in erster Linie zu nennen:

Niederwartha der Energieversorgung Gross-Dresden A.-G., Pumpenleistung 73 500 kW.
Herdecke der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk A.-G., Pumpenleistung 75 500 kW.
Bringhausen der PREAG, Pumpenleistung 85 000 kW.

Vereinzelte Anlagen arbeiten auch in Kombination mit Wasserkraftwerken und Dampfkraftwerken, so z. B. das erste in Amerika gebaute Pumpenspeicherwerk. Es handelt sich um das Pumpenspeicherwerk Rocky River der Connecticut Light & Power Co. Es arbeitet als Saisonspeicherwerk, zu dem die Pumpenenergie teils aus Flusskraftwerken, teils aus Dampfkraftwerken geliefert wird. Die ausgebaute Pumpenleistung beträgt vorläufig 12 000 kW.

Bei der Betrachtung der *Wirtschaftlichkeit* von Pumpenspeicherwerken sind zwei Punkte zu berücksichtigen:

a) Die *festen Kosten*, bestehend aus Verzinsung und Tilgung der Anlagekosten, Einlage in einen Erneuerungsfonds, Auslagen für Betrieb und Unterhalt der Werksanlage selber, sowie der Anschlussleitungen des Pumpenspeicherwerkes an das Netz.

b) Die *veränderlichen Kosten*, bestehend aus den Kosten der für den Betrieb der Pumpen aufgewendeten Energie, die unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades des Pumpspeicherwerkes als hochwertige Tagesenergie wieder zurückgewonnen wird. Bei älteren Anlagen konnte mit einem Wirkungsgrad der Pumpenspeicherung von ca. 50 % gerechnet werden; bei modernen Anlagen mit Einheiten grosser Leistung sind praktische Wirkungsgrade bis 65 % möglich.

Die Kosten der zum Antrieb der Pumpen benötigten Energie können verschieden eingesetzt werden. Kann zum Pumpen Nacht- und Sonntagsenergie aus eigenen Flusskraftwerken, die kommerziell nicht absetzbar ist, verwendet werden, so können die Kosten der Pumpenergie im Grenzfall zu Null angesetzt werden. Wird indessen mit Nachtenergie aus Dampfkraftwerken gepumpt, so sind in der Hauptsache nur die Brennstoffkosten einzusetzen, die sich aus der zusätzlichen Leistungserzeugung für den Pumpenantrieb ergeben, gegenüber dem Betrieb mit der reduzierten Nachtbelastung. Diese zusätzlichen Brennstoffkosten sind kleiner als die durchschnittlichen Brennstoffkosten, weil durch die Vergleichmässigung der Energieerzeugung eine Verbesserung der Wärmewirtschaft des Dampfkraftwerkes eintritt.

Die festen Kosten in Pumpenspeicherwerken sind in Vergleich zu setzen mit den festen Kosten bei direkter Leistungsbereitstellung (feste Kosten der ausgebauten Kraftwerksleistung und der entsprechenden zugehörigen Fernleitung), die Kosten der zum Pumpen verwendeten Energie mit den Kosten der andernfalls direkt zu erzeugenden (entsprechend dem Wirkungsgrad der Pumpenspeicherung kleineren) Arbeit, unter Berücksichtigung allfälliger Minderverluste auf den Leitungen.

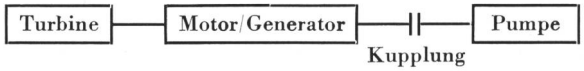
Diese wirtschaftlichen Vergleichsrechnungen müssen für jeden Anwendungsfall besonders durchgerechnet werden; es hat keinen Zweck, die Wirtschaftlichkeitsrechnung in eine allgemein gültige Formel einkleiden zu wollen.

IV. Elektromechanische Ausführung der Maschinengruppen für Pumpspeicherwerke.

Die elektromechanische Ausrüstung von Pumpspeicherwerken beschränkt sich in der Hauptsache auf zwei Grundformen:

a) Aufstellung getrennter Turbinen-Generator- und Motor-Pumpen-Gruppen:

b) Aufstellung gekuppelter Dreimaschinengruppen, Turbine-Motor/Generator-Pumpe mit ausrückbarer Kupplung zwischen Motor/Generator und Pumpe.



Die letztere Anordnung ist heute die fast allgemein gebräuchliche.

Die Konstruktion der *Turbine* ist gegeben durch das Gefälle, welches zur Verfügung steht, die gewählte Leistung der Maschineneinheit und die Drehzahl, welche wiederum mehr oder weniger durch die zum gegebenen Gefälle bestgeeignete spezifische Drehzahl bestimmt ist.

Der *Motor-Generator* ist normalerweise ein gewöhnlicher Synchron-Generator.

Als *Pumpe* kommen heute nur noch ein- bis mehrstufige Zentrifugalpumpen in Betracht. Ist die Leistungsaufnahme der Pumpe von der Grössenordnung der Leistung der Turbine oder etwas kleiner, so kann in den meisten Fällen die Drehzahl der Pumpe gleich der Drehzahl der Turbine gewählt werden. Verlangen die hydraulischen Daten der Pumpe eine andere Drehzahl als die Drehzahl der Turbinen, so wird zwischen Motor/Generator und Pumpe ein Getriebe eingeschaltet (z. B. Anlage Tremorgio und Schwarzenbachwerk) oder man wählt die Aufstellung getrennter Turbinen-Generator- und Motor-Pumpengruppen (Beispiel Kraftwerk Wäggital). Die Anzahl der Stufen hängt ab von der Förderhöhe, welche die Pumpe zu überwältigen hat, und von dem zu wählenden Stufendruck. Dieser kann bei günstiger Laufradkonstruktion und bei günstigen Zulaufverhältnissen (Zulauf unter Druck) bis zu 150 m gewählt werden.

Die *Kupplung* war bei den älteren Anlagen als einfache, nur bei Stillstand der Gruppe ein- und ausrückbare Bolzenkupplung ausgebildet. Dann kamen Reibungskupplungen erst mit mechanischer, später mit elektromagnetischer Betätigung in Anwendung, welche das Zu- und Abkuppeln der Pumpe bei voller Drehzahl der Antriebsmaschine gestatteten. Bei den neueren Anlagen werden kombinierte hydraulisch-mechanische Kupplungen verwendet. Der hydraulische Teil ist nach dem System des Föttinger-Transformators (hydraulisches Ge-

triebe) ausgebildet. Ist beim Einkuppeln gleiche Drehzahl der Wellen erreicht, erfolgt die feste Kupplung durch Einschalten einer Reibungskupplung oder einer Klauenkupplung. Die neueste Entwicklung geht dahin, Kupplungen überhaupt wegzulassen. Die Pumpe läuft beim Turbinenbetrieb leer mit. Dabei ist für eine zuverlässige Entwässerung der Pumpe zu sorgen (befindet sich die Pumpe unter dem Unterwasserspiegel, so wird die Pumpe durch Einpressen von Druckluft entwässert), sowie für Abführung der durch die Ventilationsverluste des Laufrades entstehenden Wärme durch Wasserkühlung, damit nicht bei den kleinen Spaltweiten zwischen Laufrad und Leitrad ein Anfressen des Laufrades infolge Wärmedehnung eintritt. Nach dieser Ausführung werden bereits die Maschinengruppen des Speicherwerkes Lac noir-lac blanc gebaut.

V. Aktuelle Betriebsfragen für die Pumpen.

1. *Regulierung der Pumpen.*

a) Die ältern Pumpen sind alle mit *festen Leitapparaten* gebaut worden. Die Arbeitsweise dieser Pumpen ist gegeben durch die Pumpencharakteristik, d. h. die drei in Fig. 1 dargestellten Kurven:

aa) Q-H Kurve (manometrische Förderhöhe in Abhängigkeit von der Fördermenge),

bb) Wirkungsgrad-[η-]Kurve (Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Fördermenge),

cc) Leistungs-[*P*-]Kurve (Leistung in Abhängigkeit von der Fördermenge).

Bei festem Leitapparat und konstanter Drehzahl (Synchron-Drehzahl des Motor/Generators) hat die Pumpe je eine feste *Q-H*-, Wirkungsgrad- und Leistungskurve. Die Leerlaufhöhe H_o soll möglichst etwas grösser sein als die statische Förderhöhe H_{st} ; andernfalls ist es notwendig, beim Anlassen der Pumpe einen sogenannten Leerschuss zu verwenden, vermittels welchem eine Teilwassermenge ins Unterwasser abgeleitet werden kann. Von diesem Kunstgriff kann allerdings abgesehen werden, wenn zum Anlassen die Drehzahl über die normale Drehzahl gesteigert werden kann, was jedoch in den wenigsten Fällen möglich oder erwünscht ist. Ferner ist darauf zu achten, dass die maximale manometrische Förderhöhe H_{max} genügend über der statischen Förderhöhe liegt, damit nicht bei kleineren Frequenzschwankungen ein «Abschnappen» der Pumpe erfolgt.

Die Leerlaufleistung P_o der Pumpe beträgt ca. 20 bis 40 % der normalen Leistung. Es ist anzustreben, diese Leistung möglichst klein zu halten, um das Anlaufen der Pumpe bzw. das Arbeiten der Kupplung zu erleichtern.

Die Regulierung der Wassermenge bei Pumpen mit festem Leitapparat ist möglich

durch Drosselung; diese Regulierung ist die einfachste; sie ist jedoch unwirtschaftlich wegen der damit verbundenen teilweisen Vernichtung der in der Pumpe erzeugten Förderhöhe.

durch Drehzahlveränderung; diese Art der Regulierung ist kompliziert und teuer, da sie die Anwendung von Spezialmotoren (Asynchronmotoren mit Schlupfregulierung) erfordert und dabei gleichwohl mit zusätzlichen Verlusten (elektrische Verluste) verbunden ist. Die Wassermenge kann bei der Drehzahlregulierung nur in einem relativ kleinen Bereich reguliert werden. Eine solche Drehzahlregulierung hat Anwendung gefunden bei den Pumpen des Kraftwerkes Wäggital. Von der Regulierung wird indessen praktisch so gut wie nie Gebrauch gemacht; die Pumpen arbeiten immer voll belastet.

b) Neuerdings werden grössere Speicherpumpen mit *verstellbaren Leitschaufeln* (Finksche Drehschaufeln) ausgerüstet. Der damit verbundenen Komplikation der Pumpenkonstruktion stehen bedeutende Vorteile hinsichtlich der Arbeitsweise der Pumpen gegenüber. Jeder Leitschaufelstellung entsprechen besondere *Q-H*-, Wirkungsgrad- und Leistungskurven (Fig. 2). Mit abnehmender Leitschaufelöffnung erhöht sich der Leerlaufdruck bei abnehmender Leerlaufleistung, was den Anlauf der Pumpen erleichtert. Die Wassermenge kann stetig bis auf Null herunter reguliert werden.

Immerhin ist auch bei drehbaren Leitschaufeln das Arbeiten mit Teilwassermengen unwirtschaftlich, weil der Wirkungsgrad sehr rasch abfällt, denn das Schliessen des Leitapparates stellt auch nur eine Drosselung dar, so dass der Wirkungsgrad bei Teilwassermenge nicht viel besser ist als bei Pumpen mit festem Leitapparat. Ein bedeutender Vorteil der drehbaren Leitschaufeln liegt indessen darin, dass damit in Verbindung mit einer hydraulischen Steuerung des Leitapparates die Abschaltvorgänge sehr gut beherrscht werden können.

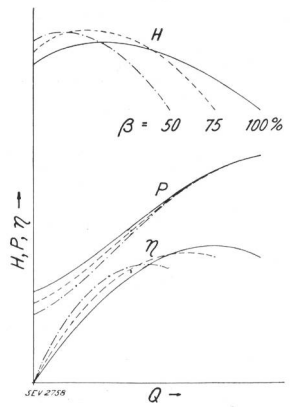


Fig. 1.
Charakteristik einer Pumpe mit festem Leitapparat.
η' = Wirkungsgrad bei Regulierung durch Drosselung.
Bedeutung der verschiedenen Kurven siehe Text.

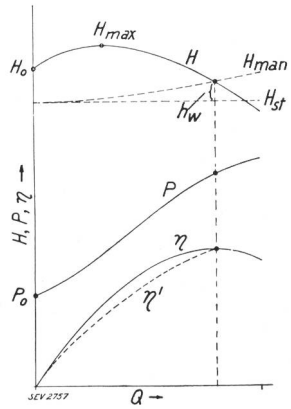


Fig. 2.
Charakteristik einer Pumpe mit verstellbaren Leitschaufeln.
Leitschaufelöffnung
——— $\beta = 100\,\%$.
— — — $\beta = 75\,\%$.
—·—·— $\beta = 50\,\%$.

2. *Beherrschung der Abschaltvorgänge.*

Wird einer Pumpe die Antriebsenergie entzogen, indem z. B. der Motor vom Netz abgeschaltet wird, so tritt ein sehr rasches Abbremsen der Pumpe ein. Schon nach Bruchteilen einer Sekunde hört die

Wasserförderung auf; das Wasser fliesst rückwärts durch die Pumpe. Diese kommt nach kurzer Zeit zum Stillstand und brennt, vom zurückfliessenden Wasser im umgekehrten Drehsinn als Turbine angetrieben, durch. Unter normalen Verhältnissen kann die Durchbrenndrehzahl schon in einer Zeit von 10 bis 30 s nach erfolgter Abschaltung erreicht sein.

Da dem Verfasser aus der Literatur keine Angaben über die Durchbrenndrehzahl, die eine Pumpe bei Rückwärtsdurchbrennen als Turbine erreicht, bekannt sind, soll im nachstehenden die Berechnung derselben erfolgen:

$v_T = 0{,}7 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_T}$ = Umfangsgeschwindigkeit eines Turbinen-Laufrades mit kleiner spezifischer Drehzahl (Schaufelung ähnlich wie die Schaufelung eines Pumpen-Laufrades).

$v_P = 1{,}0 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_P}$ = Umfangsgeschwindigkeit eines Pumpen-Laufrades.

Gefälle der Turbine = $H_T \sim H_P$ = Förderhöhe der Pumpe.

$v_T = 0{,}7 \cdot v_P$

$v_{Tm} = 1{,}8 \cdot v_T$

Die Umfangsgeschwindigkeit v_{Tm} eines Turbinenlaufrades kleiner spezifischer Drehzahl ist beim Durchbrennen gleich dem ca. 1,8fachen der normalen Umfangsgeschwindigkeit v_T.

$\underline{v_{Tm}} = 1{,}8 \cdot 0{,}7 \cdot v_P = \underline{1{,}26 \cdot v_P}$

Das heisst, eine Pumpe erreicht beim Durchbrennen ungefähr das 1,26fache der normalen Drehzahl. Ist die Pumpe mit einem Dreimaschinensatz Turbine-Motor/Generator-Pumpe gekuppelt, so hat dies nichts zu sagen, weil Turbine und Motor/Generator ohnehin für die Durchbrenndrehzahl der Turbine, die das 1,8- bis 2fache der normalen Drehzahl beträgt, konstruiert sein müssen. Wird die Pumpe indessen von einem besondern Motor angetrieben, so ist auf die Durchbrenndrehzahl bei der Konstruktion des Motors Rücksicht zu nehmen, indem Motoren normalerweise nur mit 1,1facher normaler Drehzahl geprüft werden.

Als Beispiel sei erwähnt, dass bei den Pumpen des Kraftwerkes Wäggital, die normal mit 750 U/m arbeiten, eine Durchbrenndrehzahl von 922 U/m festgestellt wurde, das heisst also das 1,23fache der normalen Drehzahl. Die Wassermenge, die beim Durchbrennen der Pumpe durch diese zurückfliesst, beträgt ca. das 0,7fache der Wassermenge, welche die Pumpe bei normaler Drehzahl fördert. Eine Messung dieser Wassermenge bei einer Pumpe des Kraftwerkes Wäggital ergab einen Betrag von 0,83 m^3/s, d. h. das 0,67fache der normalen Fördermenge der Pumpe von 1,25 m^3/s.

Nach dem Abschalten der Pumpe treten in den Druckleitungen Druckschwankungen auf; die erste Auswirkung der Abschaltung ist ein Druckabfall infolge der plötzlich aufhörenden Wasserförderung. Nach erreichter maximaler Druckabsenkung stellen sich rasch abklingende Druckschwankungen ein, wenn deren Ablauf nicht durch das Spiel der Abschlussorgane gestört wird. Die Grösse der Amplitude und der Verlauf der Druckschwankungen lassen sich nach der Theorie von Allievi genau berechnen.

Zur Vermeidung des Rückströmens des Wassers durch die Pumpe und des Durchbrennens der Pumpe wurden bei den älteren Pumpanlagen einfache Rückschlagklappen in die Saugleitung oder in die Druckleitung der Pumpe eingebaut, welche sofort nach eintretendem Rückfliessen des Wassers von der Strömung zugeschlagen werden. Bei grösseren Pumpenleistungen ergeben gewöhnliche Rückschlagklappen, da sie mit hartem, metallischem Schlag schliessen, sehr starke mechanische Beanspruchungen der Klappen selbst und gefährlich harte Wasserstösse für die Druckleitung. Um eine Gefährdung dieses Abschlussorgans und der Druckleitungen zu vermeiden, muss deshalb die Schliessbewegung der Klappe durch einen hydraulischen Katarakt gebremst werden und der Klappe eine langsam, automatisch schliessende Umleitung parallel geschaltet werden.

Günstiger als Rückschlagklappen arbeiten hydraulisch betätigte Schieber oder die hydraulisch betätigten Drehschaufeln, weil vermittels der hydraulischen Servomotoren die Schliessbewegung und damit der Abschaltvorgang besser beherrscht werden kann als bei Rückschlagklappen. Die Steuerung dieser hydraulisch betätigten Abschlussorgane erfolgt am zweckmässigsten auf elektrischem Wege, indem von einem Nullspannungsrelais aus, das sofort bei Abschaltung des Pumpenmotors anspricht, die Schliessbewegung des Abschlussorgans eingeleitet werden kann. Die Steuerung kann aber auch zum Beispiel von einem Zentrifugalregler aus erfolgen, welcher bei Abfallen der Pumpen-Drehzahl die Schliessbewegung des Abschlussorgans einleitet.

Beim Kraftwerk Wäggital wurden verschiedene Versuche gemacht über den Verlauf der Abschaltvorgänge bei den Pumpen.

Fig. 3 zeigt den Druckverlauf oberhalb und unterhalb der Rückschlagklappe und den Abfall der Drehzahl bei Verwendung einer gewöhnlichen Rückschlagklappe ohne hydraulischen Katarakt. Man erkennt den ausserordentlich harten Wasserschlag im Moment des Schliessens der Rückschlagklappe.

Fig. 4 zeigt dieselben Vorgänge, jedoch bei offen bleibender Druckleitung (Rückschlagklappe ausgeschaltet). Man erkennt, dass die Druckschwankungen ohne harte Stösse verlaufen, dass die Pumpe nach ca. 7,5 s stillsteht und dann rückwärts zu laufen beginnt. Die volle Durchbrenndrehzahl wurde beim Versuch nicht erreicht, weil der Pumpenschieber vorzeitig zum Schliessen gebracht wurde.

Fig. 5 zeigt, dass bei Ausrüstung der Rückschlagklappen mit hydraulischem Katarakt keine harten Druckstösse mehr auftreten. Die Beobachtung er-

gab ferner, dass auch ein Rückwärtslaufen der Pumpe nicht mehr eintrat.

Der Vermeidung des Rückwärtslaufens der Pumpe ist insbesondere bei Anlagen mit vertikaler Achse Beachtung zu schenken, da normal gebaute Spurlager den Rückwärtslauf nicht ertragen. Ist mit einem Rückwärtslaufen zu rechnen, so muss das Spurlager besonders konstruiert werden, was gewöhnlich mit einem Mehrpreis verbunden ist.

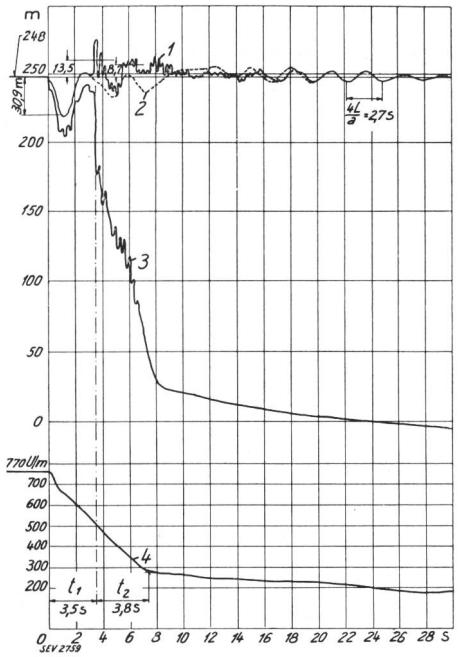


Fig. 3.

Abschaltversuch an einer Pumpe des Kraftwerkes Wäggital mit Rückschlagklappe ohne hydraulischen Katarakt.

Betriebsverhältnisse vor dem Schliessen:
Q = 1320 l/s; H = 260,4 m; P = 4375 kW.

1 Druckverlauf in der Druckleitung (Druck vor dem Abschalten des Pumpenmotors = 248 m; a = Fortpflanzungsgeschwindigkeit = 972 m/s).
2 Druckverlauf ohne Rückschlagklappe.
3 Druckverlauf in der Pumpe (t_1 = Zeit zum Schliessen der Rückschlagklappe; t_2 = Zeit zum Schliessen der Umleitung).
4 Tachogramm.

VI. Neuere Probleme für die Ausführung von Pumpspeicherwerken.

Wie in den vorstehenden Betrachtungen dargelegt ist, können heute die meisten hydraulischen, mechanischen und elektrischen Probleme, welche die Ausführung normaler Maschinengruppen für Pumpspeicherwerke an den Konstrukteur stellen, als gelöst betrachtet werden und sind bis heute schon gelöst worden bei Ausführung bis zu Leistungen pro Pumpeneinheit von ca. 25 000 kW.

Hingegen ist ein wichtiges Problem im grossen Maßstab noch nicht zur Ausführung gelangt:

Die Kosten des baulichen Teils einer Pumpenspeicheranlage sind gegeben durch die örtlichen Verhältnisse. Einsparungen sind nur möglich am elektromechanischen Teil. Gelingt es, in ähnlicher Weise, wie die elektrische Maschine als Generator und als Motor verwendet wird, die hydraulische Maschine als Pumpe und als Turbine zu verwenden, so kann die maschinelle Anlage und der bauliche Teil des Maschinenhauses vereinfacht und verbilligt werden.

Diese Lösung ist möglich nach einem Vorschlag, den der Verfasser schon im Jahre 1919 ausgearbeitet hat, indem die hydraulische Maschine

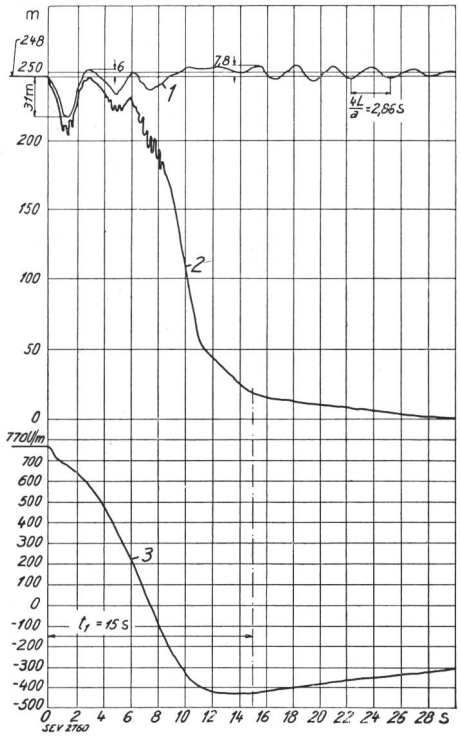


Fig. 4.

Abschaltversuch an einer Pumpe des Kraftwerkes Wäggital ohne Rückschlagklappe (Schliessung durch den Pumpenschieber)

Betriebsverhältnisse vor dem Schliessen:
Q = 1365 l/s; H = 256 m; P = 4471 kW.

1 Druckverlauf in der Druckleitung (Druck vor dem Abschalten des Pumpenmotors = 248 m).
2 Druckverlauf in der Pumpe (t_1 = Zeit zum Schliessen des Pumpenschiebers).
3 Tachogramm.

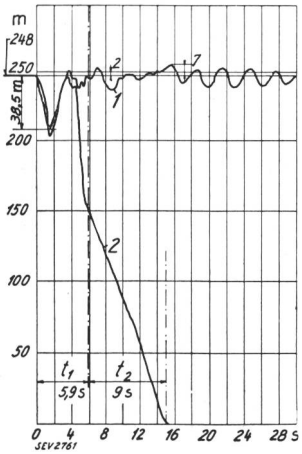


Fig. 5.

Abschaltversuche an einer Pumpe des Kraftwerkes Wäggital mit Rückschlagklappe mit hydraulischem Katarakt.

Betriebsverhältnisse vor dem Schliessen:
Q = 1210 l/s; H = 255,4 m; P = 4232 kW.

1 Druckverlauf in der Druckleitung (Druck vor dem Abschalten des Pumpenmotors = 248 m).
2 Druckverlauf in der Pumpe (t_1 = Zeit zum Schliessen der Rückschlagklappe; t_2 = Zeit zum Schliessen der Umleitung).

so gebaut wird, dass bei Turbinenbetrieb zwei Laufräder parallel geschaltet werden, so dass jedes unter dem vollen Gefälle steht, bei Pumpbetrieb aber in Serie geschaltet werden, so dass jedes Rad nur

die halbe Förderhöhe zu überwinden hat. Bei gleicher Drehzahl für Turbinenbetrieb wie für Pumpenbetrieb arbeiten die Räder in beiden Fällen im Bereich des günstigsten Wirkungsgrades und es ist die aufgenommene Leistung beim Pumpenbetrieb etwas kleiner als die abgegebene Leistung beim Turbinenbetrieb, was für beide Betriebsarten eine gute Ausnützung des Motor-Generators ergibt. Nachstehende Berechnung gibt darüber theoretischen Aufschluss:

$$v_T = 0{,}7 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_T} \qquad H_T = \frac{1}{0{,}7^2} \cdot \frac{v_T^2}{2g} = 2 \cdot \frac{v_T^2}{2g}$$

$$v_P = 1{,}0 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_P} \qquad H_P = \frac{v_P^2}{2\,g}$$

$$\text{Bei } v_T = v_P \text{ ist } H_T = 2\,H_P \text{ oder } H_P = \frac{H_T}{2}$$

Das heisst, bei gleicher Umfangsgeschwindigkeit bzw. gleicher Drehzahl ist bei normalem Betrieb die Förderhöhe eines Laufrades bei Betrieb als Pumpe halb so gross wie das Gefälle bei Betrieb als Turbine. Für die Leistung (in kW) gelten folgende Beziehungen:

$$P_T = \frac{\delta \cdot Q_T \cdot H_T}{102} \cdot \eta_T$$

$$P_P = \frac{\delta \cdot Q_P \cdot H_P}{102} \cdot \frac{1}{\eta_P}$$

$Q_T = 2 \cdot Q_P$ für 2 parallel geschaltete Räder bei Turbinenbetrieb

$H_T = H_P$ für 2 in Serie geschaltete Räder bei Pumpenbetrieb

η_T = Wirkungsgrad der Turbinen $\sim$ 0,85

η_P = Wirkungsgrad der Pumpen $\sim$ 0,80

$$\frac{P_T}{P_P} = \frac{Q_T \cdot H_T}{Q_P \cdot H_P} \cdot \eta_T \cdot \eta_P = 2 \cdot 1 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}8 = 1{,}36$$

Das heisst, die von den beiden Rädern bei Parallelbetrieb als Turbine abgegebene Leistung ist etwa 1,36mal so gross wie die von den beiden Rädern bei Seriebetrieb als Pumpe aufgenommene Leistung. Da infolge der Druckverluste in Stollen und Rohrleitungen das Nettogefälle beim Turbinenbetrieb etwas kleiner ist als die manometrische Förderhöhe beim Pumpenbetrieb, so tritt praktisch eine noch weitere Angleichung der beiden Leistungen ein.

Einrichtungen zum wahlweisen Parallel- und Serieschalten von Laufrädern sind sowohl für Pumpen (z. B. Pumpen im Wasserbaulaboratorium der ETH Zürich [4]) als auch für Turbinen (z. B. Gefällsvernichterturbine in der Anlage am Lac d'Oo) nach Schema (Fig. 6) praktisch gelöst. Die Konstruktion kann noch vereinfacht werden durch Verwendung des in Fig. 6 skizzierten Zweiwegkugelschiebers.

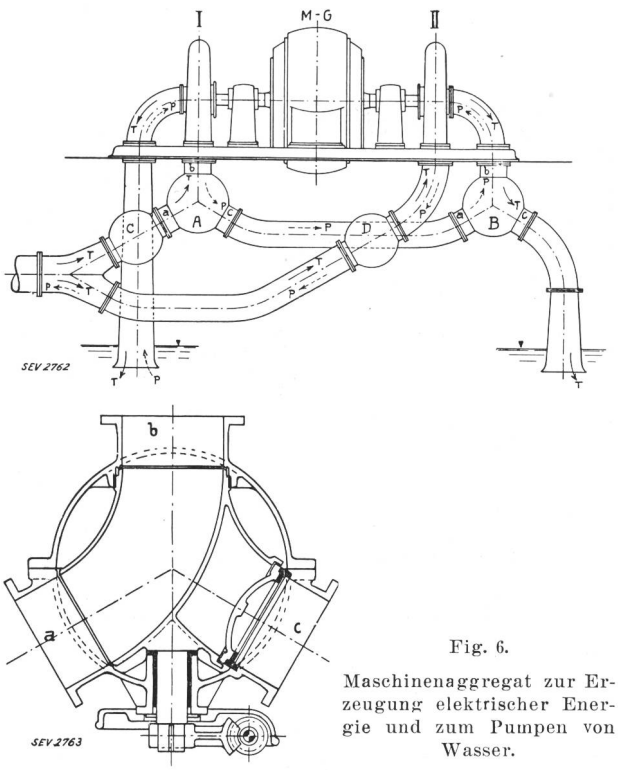


Fig. 6.

Maschinenaggregat zur Erzeugung elektrischer Energie und zum Pumpen von Wasser.

Wasserzirkulation { → *T* bei Betrieb als Turbine (Maschine *I* und *II* parallel). ---→ *P* bei Betrieb als Pumpe (Maschine *I* und *II* in Serie).

A und *B* Zweiwegkugelschieber (in unterer Figur grösser dargestellt).

C und *D* Einfacher Kugelschieber.

M–G Motor-Generator.

I–II Als Turbine und Pumpe brauchbare hydraulische Maschine.

Der Motor-Generator muss bei Pumpenbetrieb mit umgekehrter Drehrichtung laufen wie bei Turbinenbetrieb. Doch dürfte die Umschaltung der Drehrichtung konstruktiv keine Schwierigkeiten bereiten. Dagegen muss der Motor-Generator bei Betrieb als Motor unter Last anlaufen können; er muss deshalb zu diesem Zweck besonders konstruiert sein, z. B. als Synchron-Induktionsmotor.

Es ist wohl kaum zu zweifeln, dass das vorstehende Problem in Bälde seine praktische Lösung finden wird, da sich bereits heute schon die bedeutendsten Firmen des Turbinen- und Pumpenbaues damit ernstlich befassen.

[4]) S. Bull. SEV 1928, Nr. 16, S. 522.