Pumpspeicherwerke : heutiger Stand und Zukunftsaussichten in der Schweiz

Autor(en): **Biedermann, R.**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **63 (1972)**

Heft 23

PDF erstellt am: **30.04.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-915767

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

Energie-Erzeugung und -Verteilung

Die Seiten des VSE

Pumpspeicherwerke; heutiger Stand und Zukunftsaussichten in der Schweiz[1])

von Dr. *R. Biedermann,* dipl. Bauing. ETHZ, Eidgenössisches Amt für Wasserwirtschaft, Bern

Die Erzeugung elektrischer Energie befindet sich in der Schweiz seit einigen Jahren in einem entscheidenden Wandel. Mit der Fertigstellung der heute noch im Bau befindlichen Wasserkraftanlagen wird der Ausbau der wirtschaftlich nutzbaren Wasserkräfte nahezu abgeschlossen sein. Zwangsläufig nimmt auch die mittlere mögliche Energieproduktion aus Wasserkraftanlagen heute nurmehr langsam zu. Am 1. Januar 1971 betrug die durchschnittliche jährliche Produktionsmöglichkeit 30,6 Mrd kWh. Bis gegen Ende dieses Jahrzehnts dürfte sie sich lediglich um etwa 1,4 Mrd kWh und damit auf etwa 32 Mrd kWh erhöhen. Der jährliche Bedarfszuwachs an elektrischer Energie muss deshalb bereits seit einigen Jahren in immer stärkerem Ausmass mit Energie aus thermischen Kraftwerken gedeckt werden.

Der eigentliche Übergang von der praktisch ausschliesslich hydraulischen zur gemischt hydraulisch-thermischen Erzeugung erfolgte Ende 1965 mit der teilweisen Inbetriebnahme des ölthermischen Kraftwerkes Chavalon mit 2 × 142 MW installierter elektrischer Leistung. Mittlerweile sind weitere thermische, und zwar hauptsächlich nuklearthermische Anlagen dazugekommen, so dass in solchen Kraftwerken heute eine elektrische Leistung von 1560 MWe zur Verfügung steht. Dies sind etwa 14 % der gesamten maximal verfügbaren Leistung. Im hydrographischen Jahr 1964/65 betrug dieser Anteil erst etwa 3 %, und zwar aufgeteilt auf zahlreiche kleinere Werke.

Obschon die Schweiz als wasserreiches und topographisch stark gegliedertes Land ein relativ grosses hydroelektrisches Potential besitzt, war schon seit langem klar erkennbar, dass die wirtschaftlich nutzbaren Wasserkräfte im Verlaufe der 70er Jahre nicht mehr ausreichen würden, den ständig wachsenden Bedarf an elektrischer Energie zu decken. War also der heute vollzogene Übergang vom praktisch ausschliesslich hydraulischen zum gemischt hydraulisch-thermischen Produktionssystem vorauszusehen, so überraschte lediglich, dass der Endausbau der Wasserkräfte früher, d. h. bereits bei einem genutzten Potential von etwa 32 Mrd kWh, erreicht sein wird, nachdem noch im Jahre 1964 mit ausbauwürdigen Wasserkräften in der Grössenordnung von etwas mehr als 37 Mrd kWh gerechnet wurde.

Diese Entwicklung ist im wesentlichen auf einen aussergewöhnlich starken Anstieg der Bau- und Kapitalkosten ab 1963/64 zurückzuführen. Da sich die Verteuerung der Baukosten bei thermischen Kraftwerken weniger stark auswirkt als bei den baulich aufwendigen Wasserkraftanlagen, hatte dies zur Folge, dass verschiedene Ausbauprojekte auf unbestimmte Zeit zurückgestellt und dafür Kernkraftwerke projektiert und gebaut wurden.

Immerhin lassen die allerjüngsten Erfahrungen vermuten, dass der Ausbau unserer Wasserkräfte auch nach der Fertigstellung der heute im Bau befindlichen und der für den Bau vorgesehenen Anlagen noch auf längere Zeit nie ganz abgeschlossen sein wird. Immer häufiger werden ältere Anlagen erneuert werden müssen, wobei immer auch die Gelegenheit wahrgenommen werden dürfte, sowohl die mögliche Energieproduktion wie auch die verfügbare Leistung zu erhöhen. Dieser Trend ist übrigens auch bei neueren Anlagen feststellbar, sei es, dass bisher ungenutzte Wasservorkommen zusätzlich gefasst werden oder die vorhandene Turbinenleistung erhöht wird. Wie einzelne Beispiele zeigen, können auch wasserwirtschaftliche Mehrzweckprojekte oder lokale Interessen Gründe sein, um neue Wasserkräfte zu erschliessen. Der damit erreichte geringfügige Zuwachs an Energie und Leistung wird allerdings an der Tatsache nichts ändern, dass die Dekkung der ständigen Verbrauchsvermehrung in Zukunft praktisch ausschliesslich durch den Bau neuer Kernkraftwerke sichergestellt werden muss.

Versucht man nun, den künftigen Energiebedarf und dessen Deckung abzuschätzen, so kann man sich im wesentlichen auf das Winterhalbjahr beschränken, und zwar deshalb, weil im Winter der Energieverbrauch mit 52,4 % des Jahres-

Prozentuale jährliche Zunahme des Landesverbrauchs an elektrischer Energie

(unter Berücksichtigung der Übertragungs- und Verteilungsverluste, jedoch ohne die Produktionsüberschüsse, die in Elektrokesseln mit brennstoffgefeuerter Ersatzanlage verwertet wurden, und ohne den Verbrauch der Speicherpumpen)

Tabelle I

	Zunahme des Landesverbrauchs in %		
	Winter	Sommer	Hydr. Jahr
Mittlere Prozentsätze			
1950/51 bis 1960/61	6,1	5,3	5,6
1960/61 bis 1970/71	5,1	4,2	4,7
Effektive Prozentsätze			
1966/67	3,6	4,4	3,9
1967/68	4,8	2,8	3,8
1968/69	4,9	5,6	5,2
1969/70	6,5	6,4	6,4
1970/71	6,5	2,2	4,4

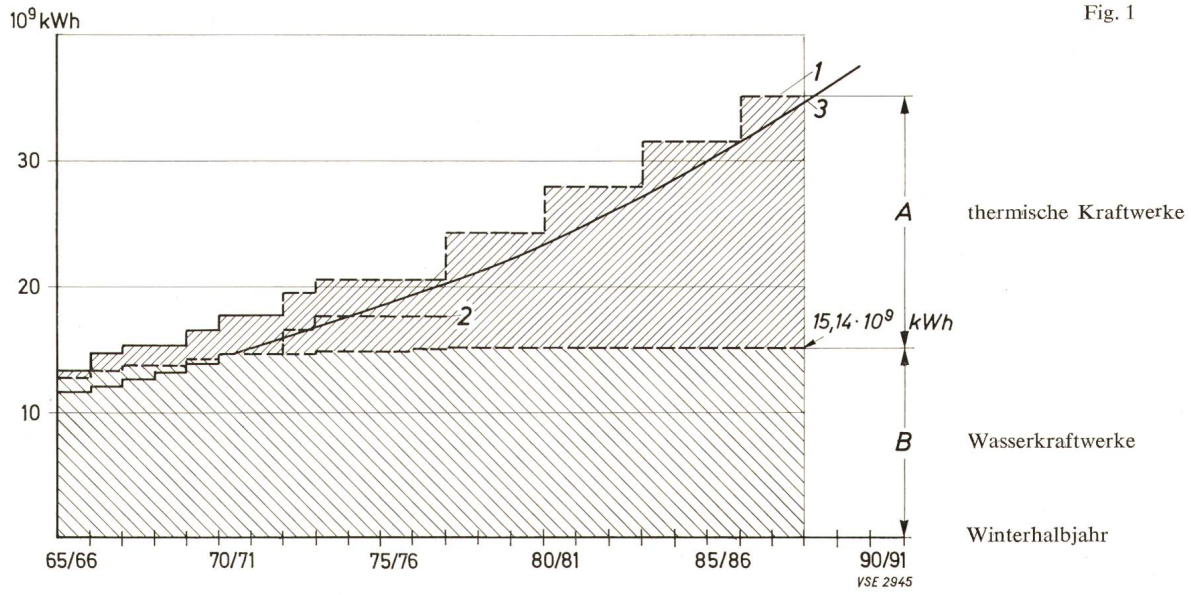
[1]) Tagungsbeitrag für das Kolloquium über Pumpspeicherwerke der Commission Economique pour l'Europe (CEE) vom 6.—8. November 1972 in Athen. Der Artikel erscheint gleichzeitig in der Schweiz. Bauzeitung Nr. 45.

verbrauchs etwas grösser ist und weil in dieser Jahreszeit auch die Produktionsmöglichkeiten bei einem gemischt hydraulisch-thermischen Produktionssystem und vorwiegend alpinen Abflussverhältnissen zwangsläufig kleiner sind als im Sommer. Wird gestützt auf die bisherige Zunahme des Energieverbrauchs einerseits (s. Tabelle I) und eine Beurteilung der mutmasslichen wirtschaftlichen Entwicklung andererseits mit einer Zuwachsrate von 5 % im Winterhalbjahr gerechnet, so zeigt sich (s. Fig. 1, oben), dass die Inlandbedürfnisse, und zwar ohne den Verbrauch in Elektrokesseln und Speicherpumpen, bis zum Jahre 1976/77 mit den im Betrieb und im Bau stehenden hydraulischen und thermischen Kraftwerken gedeckt werden können und dass ab diesem Zeitpunkt in mehr oder weniger regelmässigen Zeitabständen neue Kernkraftwerke in das Produktionssystem eingegliedert werden müssen. Nimmt man an, dass Kraftwerkblöcke von etwa 900 MW installierter elektrischer Leistung auch künftig angemessene Betriebseinheiten darstellen, so bedeutet dies, dass vorerst etwa alle 3 Jahre ein neues Kernkraftwerk betriebsbereit sein sollte.

Diese Erkenntnis gilt allerdings nur für Jahre mit wenigstens durchschnittlicher Wasserführung. In Trockenjahren kann die Produktion in den hydraulischen Kraftwerken bis auf 80 % der durchschnittlich möglichen Energieproduktion zurückgehen, so dass zur sicheren Deckung des Inlandverbrauchs bereits 1974/75 ein zusätzliches Kernkraftwerk von

Produktion und Verbrauch elektrischer Energie; Prognose für das Winterhalbjahr

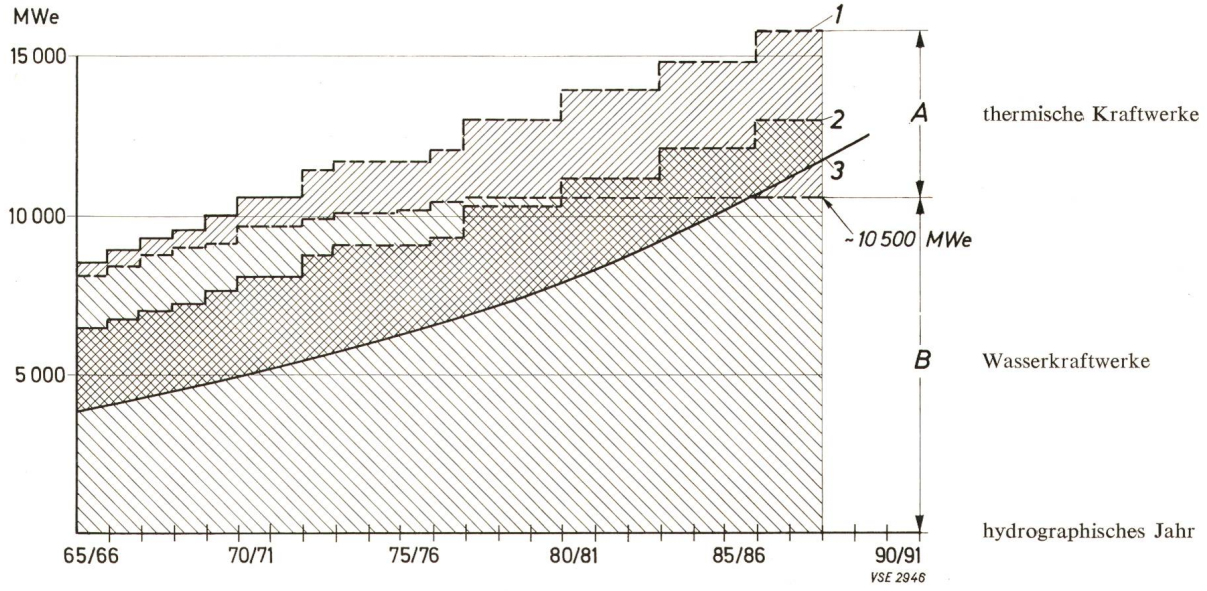
Fig. 1



Mögliche Energieproduktion

1 bei durchschnittlichen Abflussverhältnissen
2 bei ungünstigen Abflussverhältnissen
3 Landesverbrauch (Wachstumsrate 5 %)

Verfügbare Leistung und Höchstlast; Prognose



Verfügbare Leistung

1 max. möglich (Generator)
2 minimal (Generator)
3 Höchstlast des Landesverbrauchs (Wachstum 5 %)

Leistungsreserve bei ungünstigen Abflussverhältnissen

900 MWe verfügbar sein sollte. Wegen der zahlreichen Schwierigkeiten, die sich vorwiegend aus Gründen des Umweltschutzes seit einiger Zeit dem Bau neuer Kernkraftwerke entgegenstellen, lässt sich dieser Wunsch jedoch nicht rechtzeitig erfüllen.

Ausser der erforderlichen Energie muss auch jederzeit eine ausreichende Leistung verfügbar sein. Nimmt man gestützt auf die bisherigen Erfahrungen an, dass die im Inland benötigte Höchstleistung mit derselben Wachstumsrate zunimmt wie der Energiebedarf, also ebenfalls mit etwa 5 %, so erkennt man (s. Fig. 1, unten), dass in dieser Hinsicht zwischen Dargebot und Nachfrage unvergleichlich bessere Voraussetzungen vorliegen. Heute verfügen wir bei überdurchschnittlicher Wasserführung über eine Leistungsreserve von etwas mehr als 100 % und bei sehr ungünstiger Wasserführung immer noch über eine solche von wenigstens 55 %. Absolut betrachtet wird sich diese Leistungsreserve im Verlauf der kommenden Jahre nur sehr langsam verkleinern. Prozentual wird sie allerdings bis 1985/86, dem Zeitpunkt also, da sich die im Inland benötigte Höchstleistung aller Voraussicht nach verdoppelt haben dürfte, auf etwa 40 % bei überdurchschnittlicher und wenigstens etwa 15 % bei sehr ungünstiger Wasserführung zurückgehen. Bei diesen Abschätzungen sind allfällige Betriebsunterbrüche in thermischen oder hydraulischen Anlagen nicht berücksichtigt.

Diese aussergewöhnlich günstige Situation ist eine logische Folge der beiden Tatbestände, dass die Produktion elektrischer Energie bis vor kurzer Zeit praktisch ausschliesslich in hydraulischen Kraftwerken erfolgte und dass die Abflussverhältnisse in den genutzten Fliessgewässern mehrheitlich alpinen Charakter aufweisen. Die heute zur Elektrizitätsproduktion herangezogenen Abflüsse fallen, in erzeugbarer Energie ausgedrückt, im Sommerhalbjahr durchschnittlich zu 75 % und im Winterhalbjahr durchschnittlich zu 25 % an. Nur dank dem Bau zahlreicher Speicherwerke und der damit geschaffenen Möglichkeit, einen beträchtlichen Anteil der sommerlichen Abflüsse für die Verwendung im Winter zurückzuhalten, konnten diese Verhältnisse für die tatsächliche Erzeugung im Durchschnitt auf 55 % im Sommer- und 45 % im Wintersemester verschoben werden. Da das Ausbauprogramm zwingend auf den Energieverbrauch im Winterhalbjahr und erst noch auf den Fall ungünstiger Abflussverhältnisse abgestimmt werden musste, ergaben sich vor allem im Sommer, bei günstiger Wasserführung aber auch im Winter Energieüberschüsse, die im Ausland abgesetzt werden mussten und die wegen ihrer Verfügbarkeit selbst während Starklastzeiten auch leicht abgesetzt werden konnten. Beachtet man, dass Speicherwerke wegen der hohen baulichen Investitionen und der stark differenzierten Energiepreise wirtschaftlich um so interessanter werden, je höher sie leistungsmässig ausgebaut sind, so ist damit zwangsläufig die grosse Leistungsreserve erklärt.

Auf Grund dieser grossen Leistungsreserve darf allerdings nicht gefolgert werden, dass die Pumpspeicherung in der Schweiz heute keine Rolle spielt und dass sie noch während längerer Zeit keine Rolle spielen wird. Die Möglichkeit, Wasser mittels Pumpen in ein höhergelegenes Speicherbekken hochzufördern und damit die verfügbare Rohenergie zu verbessern, wird seit etwa 5 Jahrzehnten in einem ständig wachsenden Ausmass genutzt, so dass heute eine Förderleistung von insgesamt etwa 610 MW für die Verbesserung der Saisonspeicherung zur Verfügung stehen. Die meisten dieser Pumpen arbeiten dabei über eine ganze Gefällsstufe, so dass wenigstens theoretisch ein zyklischer Umwälzbetrieb möglich wäre. Dass diese Möglichkeit praktisch nicht ausgenützt wird, ist im wesentlichen darauf zurückzuführen, dass Engpässe höchstens hinsichtlich der im Winter gesamthaft erzeugbaren Energie, nicht aber hinsichtlich der verfügbaren Leistung zu befürchten sind.

In den letzten Jahren sind überdies drei Kraftwerkstufen in Betrieb bzw. in Bau genommen worden, die neben der klassischen Wasserkraftnutzung zusätzlich für einen planmässigen Umwälzbetrieb ausgelegt sind. Im Falle der Kraftwerke Hongrin und Sarganserland werden auf diese Weise noch Wasserkräfte nutzbar gemacht, die wegen der bereits erwähnten Verteuerung der Bau- und Kapitalkosten nicht mehr ausbauwürdig gewesen wären. Als symptomatisch für die derzeitige Lage auf dem schweizerischen Energiemarkt können die heutigen betrieblichen Verhältnisse bei der Pumpspeicherstufe Robiei der Maggia-Kraftwerke gewertet werden. Obschon diese Anlage, die 1967 teilweise und 1969 voll in Betrieb genommen wurde, für einen regelmässigen Umwälzbetrieb ausgelegt wurde, ist bisher auf die Nutzung dieser Betriebsmöglichkeit grösstenteils verzichtet worden, weil seitens der beteiligten Partner weder Überschussenergie vorhanden war noch das Bedürfnis nach zusätzlicher Starklast bestand. Die vier installierten Pumpenturbinen wurden praktisch nur dazu herangezogen, die beiden kommunizierenden Speicherbecken Cavagnoli und Naret von total 59 Mio m³ Nutzinhalt und nur sehr kleinem natürlichem Einzugsgebiet auf den Beginn des Winterhalbjahres zu füllen. – Mit diesen drei Anlagen erhöht sich die gesamthaft verfügbare Pumpenleistung auf rund 1160 MW oder rund 16 % der in Speicherwerken installierten Turbinenleistung.

Man erkennt auf Grund dieser wenigen Hinweise, dass zwischen der reinen Saisonspeicherung und dem reinen Umwälzbetrieb offensichtlich beliebige Zwischenlösungen möglich sind und dass in der Schweiz von diesen Kombinationsmöglichkeiten auch ausgiebig Gebrauch gemacht wurde. Um bei dieser Vielfalt eine bessere Übersichtlichkeit zu gewinnen, schien es angezeigt, die hydraulischen Kraftwerke mit vorhandener Speichermöglichkeit in verschiedene Kategorien zu unterteilen. Hiezu musste vorerst zwischen Pumpspeicherung im engeren und im weitesten Sinne unterschieden werden.

Unter Pumpspeicherung im engeren Sinne verstehen wir das einmalige oder zyklische Umwälzen eines bestimmten Wasservolumens zwischen einem unteren und einem oberen Becken, den Prozess also, bei dem in Schwachlastzeiten Wasser aus einem unteren Becken mittels überschüssiger oder wenigstens geringerwertiger Energie in ein oberes Becken hochgepumpt wird, von wo es dann während Starklastzeiten den Turbinen zur Energieproduktion zugeführt werden kann (s. Fig. 2, oben). Charakteristisch für die Pumpspeicherung im engeren Sinne ist, dass bei diesem Prozess keine neue Energie entsteht, sondern lediglich Überschussenergie bzw. geringerwertige Energie in hochwertige, während Starklastzeiten verfügbare Energie veredelt wird.

Von Pumpspeicherung im weitesten Sinne wird demgegenüber dann gesprochen, wenn Wasser aus einem Becken hochgefördert wird, das auf einer anderen Kote und gegebenenfalls an einem anderen Gewässer als die Wasserrückgabe

der betrachteten Kraftwerkstufe liegt und mit dieser hydraulisch in keiner direkten Verbindung steht, es sei denn auf dem Umweg über den Kopfspeicher (s. Fig. 2, unten). Da in solchen Fällen kein Umwälzbetrieb möglich ist, wird mit dieser Art der Pumpspeicherung lediglich der Zufluss zum Speicherbecken vergrössert. Diese Massnahme unterscheidet sich von der klassischen Wasserüberleitung mittels Schwerkraft nur dadurch, dass für die Vergrösserung des Speicherzuflusses eine gewisse Arbeit geleistet werden muss. Diese aufzuwenden ist nur sinnvoll, wenn mit dem hochgeförderten Wasser mehr Energie erzeugt werden kann, als für das Hochpumpen aufgewendet werden muss.

Hieraus folgt, dass ein Kraftwerk mit Speichermöglichkeit so lange als reines Speicherwerk zu klassieren ist, als die vorhandenen Pumpen und die hydraulischen Leitungen nicht dafür ausgelegt sind, Wasser aus dem Ausgleichsbecken bei der Zentrale in das Speicherbecken hochzufördern. Eine andere Betriebsart als die klassische Speicherbewirtschaftung ist in diesem Falle ausgeschlossen. Sind demgegenüber alle oder einzelne der vorhandenen Pumpen wie auch die hydraulischen Leitungen so ausgelegt, dass Wasser aus dem Unterbecken in das Ober- oder Speicherbecken gepumpt werden kann, so ist eine Pumpspeicherung im engeren Sinne möglich. Eine Anlage dieser Art unterscheidet sich von einem reinen Speicherwerk insofern, als sie grundsätzlich auch mit einem mehr oder weniger regelmässigen Umwälzbetrieb gefahren werden kann.

Da je nach der gewählten Konzeption der Anlage entweder der Umwälzbetrieb oder der Speicherbetrieb dominiert, wäre es nicht sehr glücklich, alle Kraftwerke oder Kraftwerkstufen, die den engeren Anforderungen der Pumpspeicherung genügen, einheitlich als Pumpspeicherwerke zu bezeichnen. In diese Kategorie werden deshalb nur diejenigen Anlagen eingereiht, bei denen im langjährigen Durchschnitt mehr als die Hälfte des jährlich turbinierten Wasservolumens $\overline{V}_T$ aus dem Unterbecken in das Oberbecken hochgefördert wird. Beträgt die hochgepumpte Wasserfracht hingegen weniger als 50 % der turbinierten Wasserfracht, so wird die Bezeichnung Speicherwerk beibehalten, weil unter dieser Voraussetzung die Saisonspeicherung zwangsläufig dominiert.

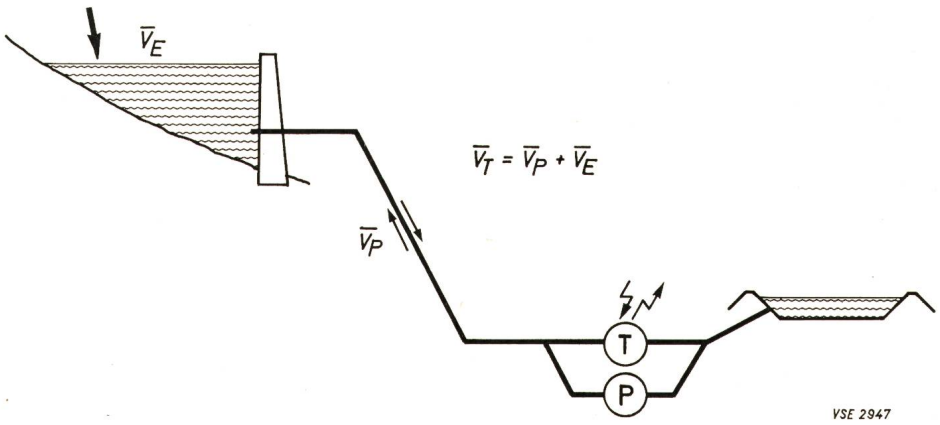
Diese Unterscheidung lässt sich formelmässig wie folgt ausdrücken:

$$\frac{\overline{V}_P}{\overline{V}_T} \begin{cases} > 0{,}5 \Rightarrow & \text{Pumpspeicherwerk} \\ \leq 0{,}5 \Rightarrow & \text{Speicherwerk} \end{cases}$$

wo $\overline{V}_T$ = im Jahresdurchschnitt turbiniertes Wasservolumen

$\overline{V}_P$ = im Jahresdurchschnitt hochgefördertes Wasservolumen

a) im engeren Sinn



b) im weitesten Sinn

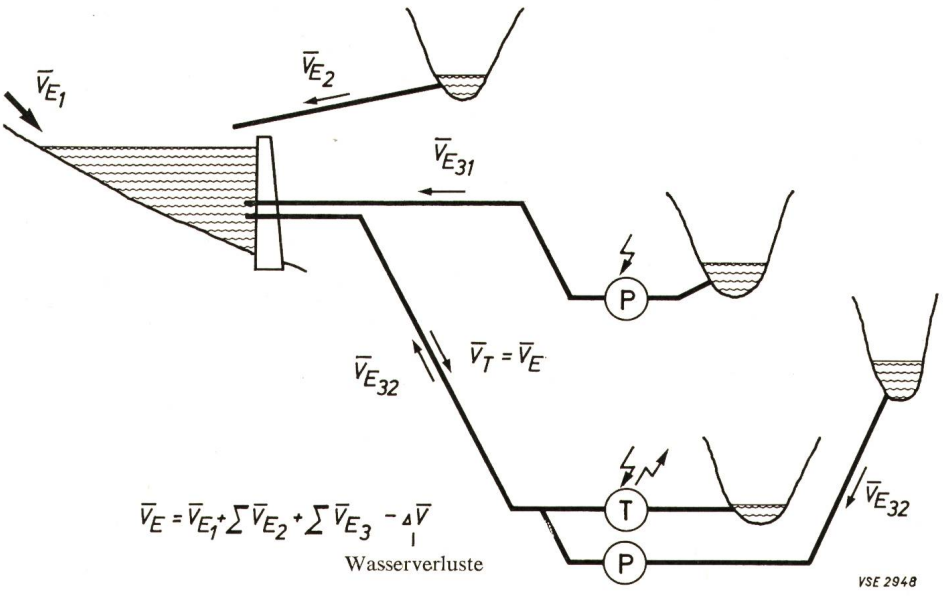


Fig. 2
Pumpspeicherung im engeren und weitesten Sinne

Wird das dem Oberbecken im Jahresdurchschnitt gesamthaft zufliessende Wasservolumen mit $\overline{V}_E$ bezeichnet, so kann die obige Unterscheidung wegen $\overline{V}_T = \overline{V}_P + \overline{V}_E$ auch wie folgt angeschrieben werden:

$$\frac{\overline{V}_E}{\overline{V}_T} \begin{cases} < 0{,}5 \Rightarrow & \text{Pumpspeicherwerk} \\ \geq 0{,}5 \Rightarrow & \text{Speicherwerk} \end{cases}$$

Das dem Oberbecken im Jahresdurchschnitt gesamthaft zufliessende Wasservolumen $\overline{V}_E$ enthält dabei ausser dem Niederschlag auf die Beckenoberfläche und dem Zufluss aus dem natürlichen Einzugsgebiet auch alle künstlichen Zuleitungen aus fremden Einzugsgebieten, und zwar mit und ohne Einsatz von Pumpen. Diese Wasserfracht versteht sich als Nettowert, d. h. als effektiv verfügbares Wasservolumen nach Abzug der Verluste infolge Verdunstung, Versickerung, Hochwasserüberlauf und Abgabe allfälliger Dotierwassermengen.

Berücksichtigt man, dass die jährliche Energieproduktion vom turbinierten Wasservolumen abhängig ist, so gilt angenähert auch

$$\frac{\overline{E}_u}{\overline{E}} \begin{cases} > 0{,}5 \Rightarrow & \text{Pumpspeicherwerk} \\ \leq 0{,}5 \Rightarrow & \text{Speicherwerk} \end{cases}$$

wo $\overline{E}_u$ = im Jahresdurchschnitt nur aus dem Umwälzbetrieb resultierende Energieproduktion

$\overline{E}$ = im Jahresdurchschnitt gesamthaft produzierte Energie

Da einerseits Pumpspeicherwerke ohne gleichzeitige Saisonspeicherung möglich sind und andererseits nicht alle Speicherwerke mit zusätzlichen Pumpen ausgerüstet sind, empfiehlt es sich, innerhalb dieser beiden Gruppen zwischen reinen und kombinierten Anlagen zu unterscheiden (Fig. 3). Bei den reinen Pumpspeicherwerken ist allerdings eine kleine Toleranzmarge angezeigt, da den beiden Becken immer etwas Wasser natürlich zufliesst, und sei es nur der auf die freie Wasseroberfläche fallende Niederschlag. Diese Toleranzmarge wurde mit $\overline{V}_E / \overline{V}_T = 0{,}05$ festgelegt. Anders verhält es sich bei Speicherwerken, wo entweder Pumpen für einen möglichen Umwälzbetrieb vorhanden oder nicht vorhanden sind.

Massgebend für die Zuordnung eines Kraftwerkes oder einer Kraftwerkstufe in eine dieser vier Kategorien ist die geplante Auslegung der Anlage und nicht der effektiv gefahrene Betrieb, weil dieser je nach der momentanen Lage auf dem Energiemarkt starken Veränderungen unterworfen sein kann.

Dieser weite Spielraum für den Einsatz von Pumpen lässt erkennen, dass in einem Land, das – wie beispielsweise die Schweiz – seine Wasserkräfte stark ausgebaut hat, besonders vorteilhafte Möglichkeiten bestehen, ein gemischt hydraulisch-thermisches Produktionssystem zu ergänzen mit dem Ziel, das Dargebot an Starklastenergie zu verbessern.

Von den insgesamt 22 in Betrieb bzw. im Bau befindlichen Kraftwerken, die in der Schweiz heute mit Pumpen oder Pumpenturbinen von mehr als 1 MW Pumpenleistung ausgerüstet sind, fallen auf Grund der obigen Unterscheidungsmerkmale deren 6 in die Kategorie der reinen Speicherwerke, deren 12 in die Kategorie der kombinierten Speicherwerke und schliesslich deren 3 in die Kategorie der kombinierten Pumpspeicherwerke. Mit dem 1909 in Betrieb genommenen Pumpspeicherwerk Schaffhausen ist auch eines der beiden in der Frühzeit der Wasserkraftnutzung erstellten reinen Pumpspeicherwerke erhalten geblieben; die maximale Leistung beträgt hier allerdings nur 1,5 MW im Turbinenbetrieb und 1,3 MW im Pumpenbetrieb.

Obschon in der Schweiz gesamthaft gesehen noch auf 15–20 Jahre hinaus keine Notwendigkeit für eine gezielte Verbesserung des Dargebots an Spitzen- oder Starklastenergie besteht, kann doch damit gerechnet werden, dass die installierte Pumpenleistung weiterhin zunehmen wird und dass aller Vorausicht nach bereits in der ersten Hälfte der 80er Jahre auch die erste reine Pumpspeicheranlage grosser Leistung in Betrieb kommen dürfte. Diese Prognose stützt sich darauf ab, dass die Produktion elektrischer Energie durch zahlreiche kleinere und grössere Kraftwerkgesellschaften mit privatrechtlichem Statut wahrgenommen wird und dass nicht alle diese Gesellschaften im gleichen Ausmass über speicherregu-

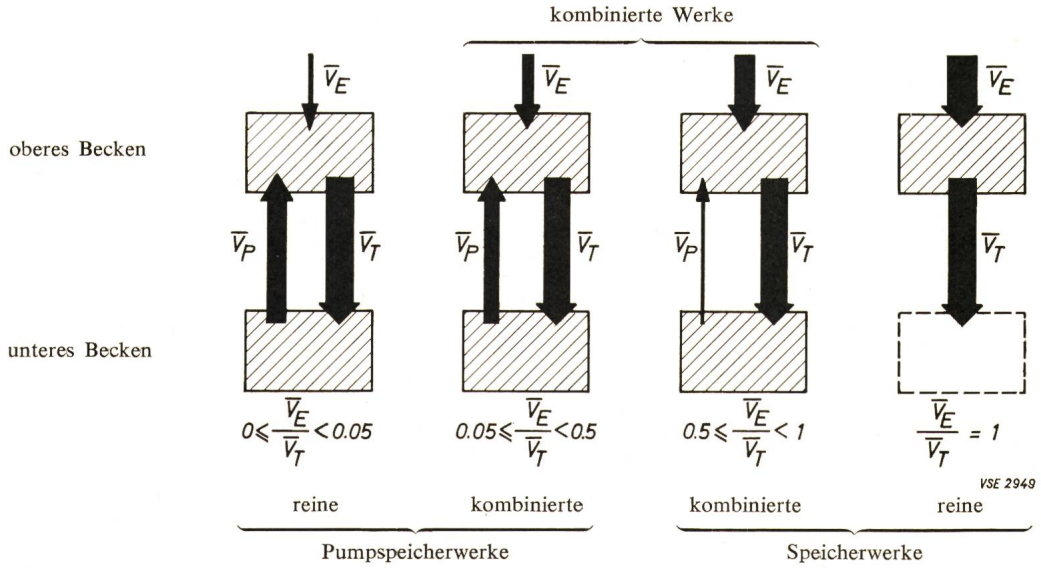


Fig. 3
Kraftwerktypen mit Speichermöglichkeit

lierte Energie verfügen. Einzelne werden trotz dem praktizierten gegenseitigen Energieaustausch danach trachten, vorerst durch Verbesserung der Speicherzuflüsse und später durch den Bau von Pumpspeicheranlagen ihre Produktionsengpässe im Starklastbereich zu überwinden.

Da schon zu Beginn der 60er Jahre vorauszusehen war, dass die Pumpspeicherung im engeren Sinne in Zukunft auch in der Schweiz eine grössere Bedeutung erlangen dürfte, hat es das Eidgenössische Amt für Wasserwirtschaft bereits 1964 als angezeigt erachtet, die verfügbare Zeit zu nutzen, um in enger Zusammenarbeit mit Kantonen, konsultierenden Ingenieurbüros und Kraftwerksgesellschaften eine Studie über die Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz auszuarbeiten. Ausser der Erweiterung der eigenen Kenntnisse auf dem Gebiet der Pumpspeicherung und der Beschaffung von Grundlagen für die wasserwirtschaftliche Planung, war es von Anfang an das Hauptziel, mit dieser Studie allen interessierten Amtsstellen, Kraftwerksgesellschaften und Projektierungsbüros eine Planungsgrundlage in die Hand zu geben und gleichzeitig eine weitere Öffentlichkeit über das Wesen, die Bedeutung und die Möglichkeiten der Pumpspeicherung zu orientieren. Diese Studie dürfte nächstens als Mitteilung Nr. 46 des Eidgenössischen Amtes für Wasserwirtschaft gedruckt vorliegen. [2])

Die durchgeführten Untersuchungen haben insbesondere gezeigt, dass in der Schweiz – wie zu erwarten war – sehr viele für den Bau von Pumpspeicherwerken gut geeignete Standorte vorhanden sind, und zwar vor allem auch in Gebieten, die sich relativ nahe der Hauptkonsumgebiete an elektrischer Energie befinden. Die wirtschaftlich mögliche Ausbauleistung dürfte wesentlich über 10 000 MW liegen, und zwar verfügbar während täglich etwa 5 Stunden. Sie bewegt sich damit in einer Grössenordnung, die wenigstens der heute verfügbaren Leistung in allen hydraulischen und thermischen Anlagen zusammen entspricht. Bei nur einigermassen günstigen Standorten ergeben sich ähnliche Energiegestehungskosten wie bei klassischen Speicherwerken, sofern der Vergleich auf derselben Preisbasis vorgenommen wird. Dies gilt übrigens auch für kombinierte Werke, so dass angenommen werden kann, dass das eine oder andere der vorläufig zurückgestellten hydraulischen Ausbauprojekte mit vielleicht etwas vereinfachter Disposition, jedenfalls aber kombiniert mit einem regelmässigen Umwälzbetrieb, doch noch verwirklicht werden könnte. Der Umstand, dass nicht nur Grossanlagen, sondern auch Pumpspeicherwerke von 300–500 MW installierter Leistung zu günstigen Bedingungen erstellt werden können, verdient besonders hervorgehoben zu werden, weil mit kleineren Anlagen naturgemäss eine gezielte Anpassung an die stetig steigenden Bedürfnisse erreicht werden kann. Ausserdem wird es einer einzelnen Kraftwerksgesellschaft auch eher möglich sein, eine eigene Pumpspeicheranlage zu bauen. Da der Ausbau an verschiedenen Standorten ohne weiteres in Etappen vollzogen werden kann, eröffnen sich sowohl gesamtschweizerisch wie auch für die einzelnen Kraftwerksgesellschaften sehr vorteilhafte Möglichkeiten.

[2]) Bezug bei der Eidg. Drucksachen- und Materialzentrale, 3000 Bern, zum Preis von Fr. 50.—.

Adresse des Autors:
Dr. *R. Biedermann*, Eidg. Amt für Wasserwirtschaft, Bollwerk 27, 3001 Bern.