Zeitschrift: Schweizerische Bauzeitung

Herausgeber: Verlags-AG der akademischen technischen Vereine

Band: 90 (1972)

Heft: 45

Artikel: Pumpspeicherwerke: heutiger Stand und Zukunftsaussichten in der Schweiz

Autor: Biedermann, R.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-85356

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 08.08.2025

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

Organisation. Besonderes Gewicht wurde ausserdem auf die koordinierte Fortschritt- und Kostenkontrolle gelegt.

6.6 Fortschrittskontrolle

Für Programmierung und Fortschrittskontrolle waren sowohl in Sydney als auch in Gove besondere Stabsgruppen tätig. Aufgrund des allgemeinen Bauprogrammes sind verschiedene detaillierte Programme aufgestellt worden, mit besonderem Gewicht auf dem Tonerdewerk. Ferner wurde angestrebt, die Kapazitäten, wie Arbeiterzahl, Transporte, Beton, mit möglichster Konstanz zu verwenden. Pufferzeiten (min. 10%) wurden zwischen die einzelnen Vertragspakete gelegt. Vergleiche der verschiedenen Programm-Varianten des Tonerdewerkes nach der CPM-Methode erfolgten unter Einsatz eines Computers. Die Programme der einzelnen Verträge beruhen auf obenerwähnten Detailprogrammen, womit Zwischentermine (Meilensteine) vertraglich fixiert waren. Die Vertragsprogramme bildeten die Grundlage für eine monatliche Fortschrittskontrolle. Dabei zeigte sich, dass schon von Anfang an die Materialbeschaffung äusserst kritisch war. Deshalb wurde eine besondere Gruppe (Expediting) eingesetzt, welche die Unternehmer und Lieferanten auf dem Bestell- und Lieferungswesen überwachten und auch dort direkt eingriffen, wo Verspätungen drohten. Etwa 90% der Materialien und Einrichtungen kommen aus Australien, die übrigen 10% aus Europa, den USA, Japan und Kanada. Die Transport- und Expediting-Organisation umfasst direkt oder indirekt alle Lieferquellen. Es seien zwei Beispiele besonders erwähnt:

- Auf gewissen Sektoren wurden aus Zeitgründen kritische Materialien durch den Bauherrn bestellt und geliefert, wie Stahlplatten, Stahlrohre, Schieber, Motoren und verschiedene Armaturen
- Die bei einer schweizerischen Unternehmung bestellten Gegendruckturbinen wurden in Italien gegossen, was wegen Streiks im Jahre 1970 Verzögerungen von mehr als 30 Wochen verursachte. Da trotz aller Anstrengungen im Schweizer Werk der Zeitverlust nicht mehr aufgeholt werden konnte, wurde im September 1971 die erste Turbine mittels einer Herkules-Maschine in drei Flügen von Zürich nach Gove geflogen.

Auf manchen Gebieten haben derartige Verzögerungen dazu geführt, dass Detailprogramme weitgehend überarbeitet werden mussten. Durch einzelne «Feuerwehr-Übungen» und zusätzliche Überlappung der Tätigkeiten konnten die Verzögerungen auch weitgehend aufgeholt werden, was allerdings zu starken Spitzen führte (Bild 10).

Die Termine für den Bauxitexport (Mitte 1971) und die Inbetriebnahme der ersten Stufe des Tonerdewerkes (Mitte 1972) wurden mit einem Monat Vorsprung eingehalten.

6.7 Kostenkontrolle

Wie in Abschnitt 3 erwähnt, beruht der Voranschlag für die Investitionskosten auf Vorprojekten und Richtofferten. Die dem Baubeschluss zugrunde gelegte Überarbeitung von 1968 betrug 268 Mio A$, ausschliesslich Bauzinsen. Die Baukostenkontrolle wurde wie folgt aufgebaut:

a. Buchhalterische Erfassung von Verpflichtungen und Zahlungen unter Vergleich mit dem Voranschlag. Dies gestattet in wenigen Fällen rechtzeitiges Eingreifen zur Vermeidung von Überschreitungen

b. Periodische komplette Neuschätzung des Voranschlages unter Berücksichtigung des Projektierungsfortschrittes und der Preisänderungen. Dies erfolgte anfänglich alle drei Monate, später alle sechs Monate durch die einzelnen Sachbearbeiter. In manchen Fällen konnten dadurch rechtzeitig Lösungen und Methoden gewählt werden, die Kostensenkungen erlaubten.

Es hat sich gezeigt, dass der Kostenvoranschlag nur wenig überschritten wurde, wobei die Überschreitungen weitgehend eine Folge der zusätzlichen Teuerung in Australien sind, welche seit 1969 pro Jahr etwa doppelt so hoch ist als in der Periode 1958–1968.

6.8 Inbetriebnahme

Die Abnahme und Inbetriebnahme des Tonerdewerkes ist ein Prozess, der sich über mehrere Monate erstreckt. Zu diesem Zwecke wurden die Organisationen für Montage und Betrieb weitgehend integriert. Nach verschiedenen hydraulischen und thermischen Versuchen der Systeme erfolgt das schrittweise Einführen von Natronlauge. Gleichzeitig werden die elektrischen Systeme geprüft. Sodann erfolgt das allmähliche Einführen von Bauxit zur Sättigung der Lauge mit Aluminiumhydroxid bis zum Zeitpunkt der Zugabe des sogenannten Impf-Hydrates, welche die eigentliche Produktion einleitet.

Adresse des Verfassers: *Walter Lepori*, dipl. Ing. ETH, Generaldirektor, Nabalco Pty. Ltd., Sydney.

Pumpspeicherwerke: heutiger Stand und Zukunftsaussichten in der Schweiz

Von Dr. **R. Biedermann**[1]), Bern

DK 621.221.4

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. Mittlerweilen sind weitere thermische, und zwar hauptsächlich nuklear-thermische 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 verhältnismässig grosses hydro-

[1]) Tagungsbeitrag für das Kollegium über Pumpspeicherwerke der Commission Economique pour l'Europe (CEF) vom 6. bis 8. November 1972 in Athen. Der Aufsatz erscheint gleichzeitig im Bulletin des SEV, Seiten des VSE, Nr. 23 vom 11. November 1972.

elektrisches Potential besitzt, war schon seit langem klar erkennbar, dass die wirtschaftlich nutzbaren Wasserkräfte im Verlaufe der siebziger Jahre nicht mehr ausreichen würden, um 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, das heisst 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 Deckung 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 Jahresverbrauchs 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 (Tabelle 1) und eine Beurteilung der mutmasslichen wirtschaftlichen Entwicklung anderseits mit einer Zuwachsrate von 5% im Winterhalbjahr gerechnet, so zeigt sich (Bild 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 drei 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 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 (Bild 1 unten), dass in dieser Hinsicht zwischen

Tabelle 1. Prozentuale jährliche Zunahme des Landesverbrauchs an elektrischer Energie

	Zunahme des Landesverbrauchs in %		
	Winter	Sommer	Hydr. Jahr
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
Mittlere Werte			
1950/51 bis 1960/61	6,1	5,3	5,6
1960/61 bis 1970/71	5,1	4,2	4,7

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

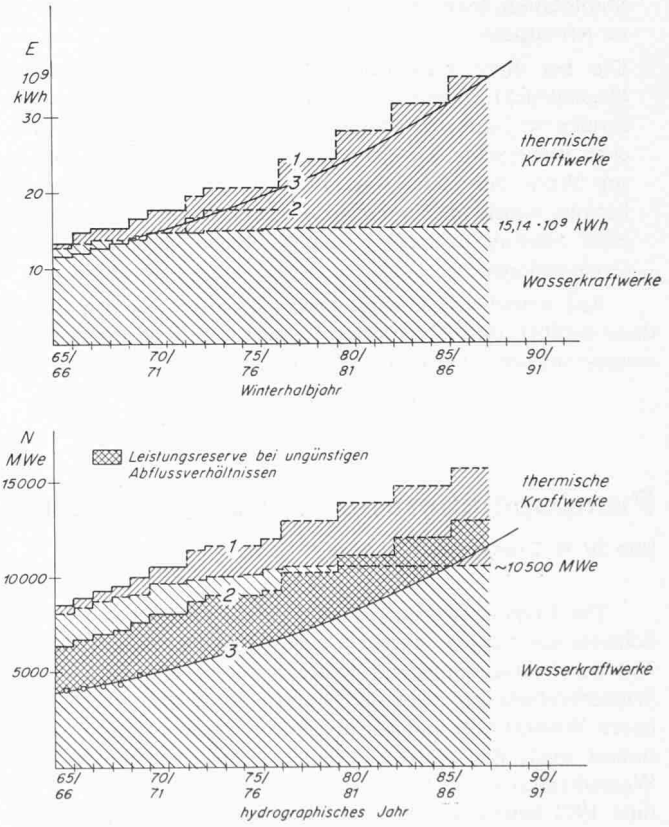

Bild 1, oben. Produktion und Verbrauch elektrischer Energie, Prognose für das Winterhalbjahr. 1 Mögliche Energieproduktion bei durchschnittlicher Abflussverhältnissen, 2 bei ungünstigen Abflussverhältnissen, 3 Landesverbrauch unter Annahme einer jährlichen Wachstumsrate von 5 %

Unten. Verfügbare Leistung und Höchstlast, Prognose. 1 maximal verfügbare Leistung (Generator), 2 minimal verfügbare Leistung (Generator), 3 Höchstlast des Landesverbrauchs unter Annahme einer Wachstumsrate von 5 %

Angebot 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 Lage ist eine Folge der beiden Tatbestände, dass die Produktion elektrischer Energie bis vor kurzer Zeit beinahe 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 erklärt sich die grosse Leistungsreserve zwanglos.

Aufgrund 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 Speicherbecken hochzufördern und damit die verfügbare Rohenergie zu verbessern, wird seit etwa fünf Jahrzehnten in einem ständig wachsenden Ausmass genutzt, so dass heute eine Förderleistung von insgesamt etwa 610 MW für die Verbesserung der Saisonspeicherung zur Verfügung steht. 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 vollständig 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 gesamthaft 59 Mio. m³ Nutzinhalt und nur sehr kleinem natürlichem Einzugsgebiet auf den Beginn des Winterhalbjahrs 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 aufgrund 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. Hierzu 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 (Bild 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.

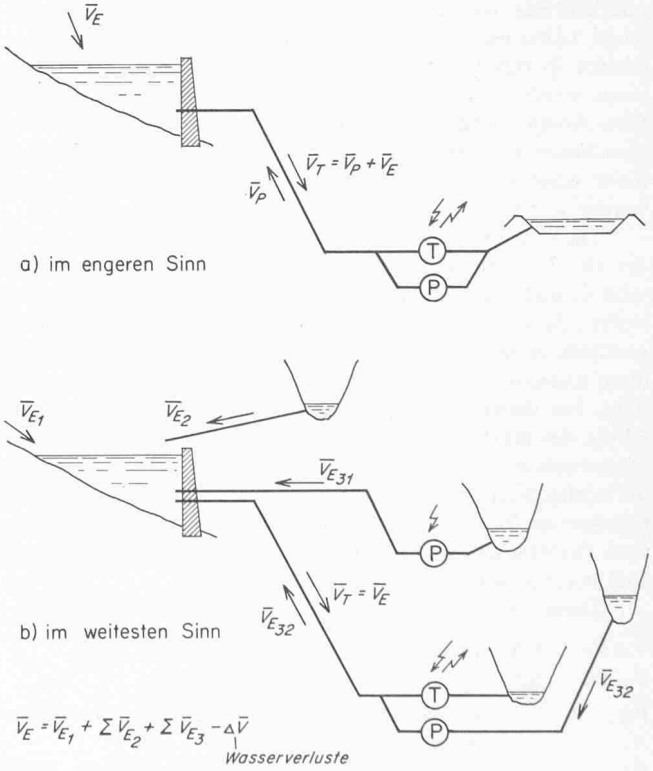

Bild 2. Pumpspeicherung: a) in engerem Sinn, b) im weitesten Sinn

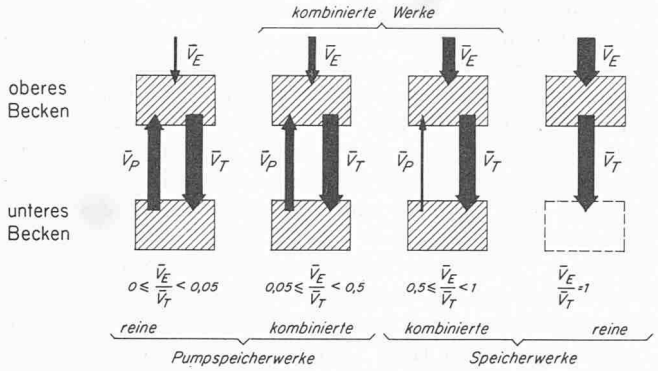

Bild 3. Kraftwerktypen mit Speichermöglichkeit

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 (Bild 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 solange 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 $\bar{V}_T$ 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 wie folgt ausdrücken:

$\bar{V}_P/\bar{V}_T > 0{,}5$	Pumpspeicherwerk
$\bar{V}_P/\bar{V}_T \leq 0{,}5$	Speicherwerk
$\bar{V}_T$	im Jahresdurchschnitt turbiniertes Wasservolumen
$\bar{V}_P$	im Jahresdurchschnitt hochgefördertes Wasservolumen

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

$\bar{V}_E/\bar{V}_T > 0{,}5$	Pumpspeicherwerk
$\bar{V}_E/\bar{V}_T \geq 0{,}5$	Speicherwerk

Das dem Oberbecken im Jahresdurchschnitt gesamthaft zufliessende Wasservolumen $\bar{V}_E$ 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, das heisst als 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

$\bar{E}_u/\bar{E} > 0{,}5$	Pumpspeicherwerk
$\bar{E}_u/\bar{E} \leq 0{,}5$	Speicherwerk
$\bar{E}_u$	im Jahresdurchschnitt nur aus dem Umwälzbetrieb resultierende Energieproduktion
$\bar{E}$	im Jahresdurchschnitt gesamthaft produzierte Energie

Da einerseits Pumpspeicherwerke ohne gleichzeitige Saisonspeicherung möglich sind und anderseits nicht alle Speicherwerke mit zusätzlichen Pumpen ausgerüstet sind, empfiehlt es sich, innerhalb dieser beiden Gruppen zwischen reinen und kombinierten Anlagen zu unterscheiden (Bild 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 $\bar{V}_E/\bar{V}_T = 0{,}05$ 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 aufgrund 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 allerdings nur 1,5 MW im Turbinenbetrieb und 1,3 MW im Pumpenbetrieb.

Obschon in der Schweiz gesamthaft gesehen noch auf 15 bis 20 Jahre hinaus keine Notwendigkeit für eine gezielte Verbesserung des Dargebots an Spitzen- oder Starklastenergie besteht, kann doch damit gerechnet werden, dass die instal-

lierte Pumpenleistung weiterhin zunehmen wird und dass aller Voraussicht nach bereits in der ersten Hälfte der achtziger 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 dieser Gesellschaften im gleichen Ausmass über speicherregulierte Energie verfügen. Einzelne werden trotz dem 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 sechziger Jahre vorauszusehen war, dass die Pumpspeicherung im engeren Sinne in Zukunft auch in der Schweiz eine grössere Bedeutung erlangen dürfte, hat es das Eidg. Amt für Wasserwirtschaft bereits 1964 als angezeigt erachtet, die verfügbare Zeit zu nutzen, um in enger Zusammenarbeit mit Kantonen, Ingenieurbüros und Kraftwerkgesellschaften 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, Kraftwerkgesellschaften 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. Die Studie wird nächstens als Mitteilung Nr. 46 des Eidg. 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 bis 500 MW installierter Leistung zu günstigen Bedingungen erstellt werden können, verdient besonders hervorgehoben zu werden, weil mit kleineren Anlagen naturgemäss eine gezieltere Anpassung an die stetig steigenden Bedürfnisse erreicht werden kann. Ausserdem wird es einer einzelnen Kraftwerkgesellschaft 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 Kraftwerkgesellschaften sehr vorteilhafte Möglichkeiten.

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

Adresse des Verfassers: Dr. *R. Biedermann*, dipl. Bauing. ETH, Eidgenössisches Amt für Wasserwirtschaft, Bollwerk 27, 3001 Bern.

Das Bundesgericht zu bauplanerischen Rechtsfällen

DK 340.142:711

Mitgeteilt von der **Schweizerischen Vereinigung für Landesplanung (VLP)**, Bern

Materielle Enteignung ohne Entschädigungspflicht

Die Eigentumsgarantie galt lange Zeit als ungeschriebenes Recht der Bundesverfassung. 1969 wurde Art. 22ter in die Bundesverfassung eingefügt, der in Abs. 3 bestimmt, bei Eigentumsbeschränkungen, die einer Enteignung gleichkommen, sei volle Entschädigung zu leisten. Was heisst das im Einzelfall? Sicher ist für ein Grundstück mitten in der Bauzone, das im öffentlichen Interesse nicht mehr überbaut werden darf, dem Grundeigentümer der Verkehrswert weniger dem verbleibenden Restwert zu bezahlen. Wie steht es aber mit dem Eigentümer, dessen Boden gerade jenseits der Grenze der Bauzone im übrigen Gemeindegebiet liegt, oder mit jenem, der vor Jahren irgendwo abseits Land für eine zukünftige Überbauung gekauft hatte, die er wegen neuer öffentlich rechtlicher Vorschriften nicht mehr verwirklichen kann?

Diese Fragen lassen sich allgemeingültig nicht so leicht beantworten. Wenn das Bundesgericht die Frage der materiellen Enteignung zu prüfen hat, berücksichtigt es im wesentlichen das Ausmass an Beschränkung der Verfügungsgewalt des Eigentümers als Kriterium der Entschädigungspflicht. Den kantonalen Verwaltungsgerichten steht es aber praktisch frei, eine für die öffentliche Hand ungünstigere Praxis zu handhaben. So stellt zum Beispiel das Verwaltungsgericht des Kantons Zürich auf die Grösse der Werteinbusse ab, die der Betroffene durch den Eingriff in das Eigentum erleidet. Weil der Betroffene im Kanton Zürich eher mit Entschädigung rechnen kann als beim Bundesgericht, wird er dieses kaum je anrufen. Dem Kanton und der Gemeinde bleibt aber in solchen Fällen der «Weg nach Lausanne» verwehrt. Bekannt geworden ist ein Zürcher Fall, den schliesslich das Bundesgericht zu entscheiden hatte, als das Verwaltungsgericht des Kantons Zürich für das regierungsrätliche Verbot einer Sand- und Kiesgewinnung im Einzugsbereich der Grundwasserfassung einer Gemeinde den Grundeigentümern *keine* Entschädigung zusprach. Das Bundesgericht schloss sich dem Entscheid des Zürcher Verwaltungsgerichts an. Ein Verbot, mit dem eine ernsthafte und unmittelbare *Gefahr für die öffentliche Ordnung, Sicherheit und Gesundheit* abgewendet werden soll, führt zu keiner Entschädigungspflicht des Gemeinwesens (BGE 96 I 359).

Die Unsicherheit in der Beurteilung, wann eine materielle Enteignung vorliegt, dient weder der öffentlichen Hand noch den Grundeigentümern. Es ist daher sehr zu hoffen, dass das Bundesgesetz über Raumplanung den Tatbestand der Eigentumsbeschränkung, die einer Enteignung gleichkommt, der sogenannten materiellen Enteignung also, konkretisiert und zugleich Kantonen und Gemeinden die Befugnis einräumt, ihrerseits das Bundesgericht anzurufen, wenn sie mit dem Entscheid der obersten kantonalen Instanz nicht zufrieden sind. Bevor es soweit ist, werden