Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 64 (1972)
Heft: 5

Artikel: Pumpspeicherwerke im Rahmen der wasserwirtschaftlichen Planung
Autor: Biedermann, Rudolf
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-920956

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: 12.07.2025

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

zugt werden, wo das Unterbecken in Form eines natürlichen Sees oder einer Stauhaltung bereits vorhanden ist oder durch Aufstau eines Fliessgewässers mit relativ bescheidenem Aufwand gewonnen werden kann. Vereinzelt wird auch die Möglichkeit erwogen, das Meer als Unterbecken zu verwenden. Für topographisch flache Gebiete wird vorgeschlagen, das Oberbecken auf Terrainhöhe, das Unterbecken jedoch in einer Tiefe von einigen 100 m im Untergrund zu erstellen, wobei in erster Linie an die Benützung stillgelegter Bergwerke gedacht wird. Für die Stadt Chicago wurde bereits 1964 vorgeschlagen, das Abwasser zentral zu sammeln und es nach der Reinigung in einer unterirdischen Pumpspeicheranlage zu verwenden. Wird eine solche Anlage für den maximalen Abwasseranfall ausgelegt, so entfallen alle Regenausläufe und der Vorfluter wird auch während Hochwasserabflüssen weder mengen- noch gütemässig belastet.

Könnte im obgenannten Beispiel tatsächlich von einer Mehrzweckfunktion der Pumpspeicheranlage gesprochen werden, so beschränkten sich alle übrigen Beiträge zu diesem Themenkreis praktisch ausschliesslich auf die Aufzählung von Infrastrukturausrüstungen, die der Erholung am Wasser dienen. In jenen Fällen, wo wirklich von einer Mehrzweckanlage gesprochen werden kann, handelt es sich durchwegs um klassische Wasserkraftanlagen, denen ein Umwälzbetrieb überlagert ist.

Im Sinne einer echten wasserwirtschaftlichen Mehrzweckfunktion wurde allerdings auf die Möglichkeit hingewiesen, ein thermisches Kraftwerk und ein Pumpspeicherwerk so zu kombinieren, dass das Ober- oder Unterbecken gleichzeitig als Kühlteich verwendet werden kann. Dies bedingt jedoch sehr grosse Becken, in denen sich eine ausgeprägte Temperaturschichtung einstellt. Eine solche Kombination ist zur Zeit am Keowee River (South Carolina, USA) im Bau, wobei es sich allerdings um eine kombinierte Pumpspeicheranlage handelt, welche die Stauhaltungen von zwei untereinanderliegenden Flusskraftwerken als Ober- und Unterbecken verwendet. Die Abwärme des Kernkraftwerkes wird demzufolge in ein natürliches, wenn auch gestautes Gewässer eingeleitet. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, das Oberbecken so gross zu gestalten, dass dort über längere Zeit ein bestimmtes Wasservolumen zurückgehalten werden kann, das in Niederwasserzeiten zur Abflussaufbesserung im Vorfluter und damit zur verstärkten Durchmischung der weiter flussabwärts eingeleiteten Abwärme einer thermischen Anlage herangezogen werden kann.

Entsprechend der weltweit zunehmenden Bedeutung der Pumpspeicherung ist auch die Entwicklung auf dem Gebiet der hydraulischen Maschinen in stetem Fluss. Einerseits werden immer grössere Einheiten gebaut und andererseits wird versucht, den Einsatzbereich der reversiblen Pumpenturbinen auf immer grössere Fallhöhen auszudehnen. Da Francisturbinen heute bis zu Fallhöhen von 700 m eingesetzt werden können, für den Pumpbetrieb die Grenze jedoch bei etwa 500 m liegt, schlägt Sulzer—Escher Wyss eine Lösung vor, bei welcher der Pumpenturbine eine einstufige Pumpe vorgeschaltet ist, die eine erste Druckerhöhung vornimmt; auf diese Weise können auch Förderhöhen bis zu 700 m mit Umkehrmaschinen beherrscht werden.

Hinsichtlich der Umweltbeeinflussung durch Pumpspeicherwerke waren alle Referenten, die dieses Thema in irgendeiner Form angesprochen haben, einheitlich der Meinung, dass diesbezügliche Auswirkungen auf alle Fälle gering seien und gut beherrscht werden könnten. Ganz allgemein musste allerdings festgestellt werden, dass diese doch zentrale Frage der Tagung meist nur kurz und nicht sehr tiefschürfend gestreift wurde. In jenen Beiträgen, die sich ausführlicher mit diesem Fragenkomplex befassten, beschränkten sich die Ausführungen praktisch nur auf die ästhetischen Belange und das Moment der Erholung. Besonders in den Vereinigten Staaten von Amerika wird der Infrastruktur für eine geordnete Erholung am Wasser eine ausserordentliche Bedeutung zugemessen und jede diesbezügliche Anstrengung offensichtlich auch als aktive Umweltschutzmassnahme gewertet. Dies kommt beispielsweise im Bericht deutlich zum Ausdruck, den die Bauherrin des Ludington Projektes gemäss einer gesetzlichen Bestimmung der Federal Power Commission on Environmental Quality Control eingereicht hat und dessen Genehmigung eine Voraussetzung für den Bau bildet. Ausser von verschiedenen Aufforstungen wird in diesem Bericht nur noch von Massnahmen, die der Erholung dienen, gesprochen.

Abschliessend sei noch darauf hingewiesen, dass eine Auswahl von etwa 50 Tagungsbeiträgen vom Amerikanischen Wasserwirtschaftsverband als «Proceedings of the International Conference on Pumped Storage Development and its Environmental Effects» gedruckt und herausgegeben wird.

Adresse des Verfassers:
Dr. R. Biedermann, dipl. Bauing. ETHZ
Eidg. Amt für Wasserwirtschaft
Bollwerk 27, CH-3011 Bern

PUMPSPEICHERWERKE IM RAHMEN DER WASSERWIRTSCHAFTLICHEN PLANUNG

Rudolf Biedermann

DK 621.221.4 : 711 : 626/627/628

Die Erzeugung elektrischer Energie befindet sich in der Schweiz derzeit an einem Wendepunkt. Konnte die elektrische Energie bis vor wenigen Jahren praktisch ausschliesslich in Wasserkraftanlagen gewonnen werden, so werden anfangs des Jahres 1972, das heisst nach Inbetriebnahme der Atomkraftwerke Mühleberg (306 MWe) und Beznau II (350 MWe) in thermischen Kraftwerken bereits rund 1550 MW elektrischer Leistung oder etwa 14 % der in hydraulischen und thermischen Kraftwerken gesamthaft installierten Leistung zur Verfügung stehen. Noch Ende 1965, das heisst vor der teilweisen Inbetriebnahme des ersten grösseren thermischen Kraftwerkes — der ölthermischen Anlage Chavalon (2 x 142 MWe) — betrug dieser Anteil erst etwas weniger als 3 % und zwar aufgeteilt auf zahlreiche kleinere Werke.

Obschon der Uebergang von der praktisch ausschliesslich hydraulischen zur gemischt hydraulisch-thermischen Energieerzeugung vorauszusehen war, überraschte lediglich, dass der Endausbau der Wasserkräfte früher als erwartet eingetreten ist. Eine Zeitlang wurde der ökonomi-

sche Endausbau bei etwa 40 TWh[1]) im Durchschnittsjahr angenommen, während er heute auf nurmehr etwa 32 TWh geschätzt wird — ein Wert übrigens, der nach der Inbetriebnahme der zurzeit im Bau befindlichen Wasserkraftanlagen praktisch erreicht sein wird.

Verursacht wurde diese Entwicklung vor allem durch einen starken Anstieg der Bau- und Kapitalkosten ab 1963/64. Da zu diesem Zeitpunkt die wirtschaftlichsten Nutzungsmöglichkeiten bereits weitgehend ausgebaut waren und nurmehr Anlagen mit relativ hohen spezifischen Baukosten erstellt werden konnten, ergaben sich bei der Projektierung plötzlich Energiegestehungskosten, die im Vergleich zu jenen bei thermischen und zwar insbesondere bei nuklearthermischen Anlagen nicht mehr in allen Fällen konkurrenzfähig waren. Am Rande dürfte auch der Umstand mit beigetragen haben, dass zu diesem Zeitpunkt der Widerstand gegen den Bau weiterer Wasserkraftanlagen bereits sehr stark war und zwar deshalb, weil das natürliche Abflussregime im Zuge des raschen Ausbaus der Wasserkräfte in immer mehr Gewässern beeinflusst wurde und die Wasserkraftnutzung deshalb immer häufiger in einen ernsthaften Gegensatz zu anderen Interessen am Wasser wie insbesondere der Reinhaltung der Gewässer, der Fischerei, dem Naturschutz und der Erholung am Wasser geriet. Dies äusserte sich auch darin, dass den Konzessionsnehmern im Hinblick auf eine bestmögliche Wahrung dieser anderen Interessen immer häufiger und zum Teil recht namhafte Restwasserbedingungen auferlegt wurden. Auch dies hat selbstverständlich seine Auswirkungen auf die Energiegestehungskosten.

Obschon mit der Eingliederung thermischer Kraftwerke in das schweizerische Produktionssystem im wesentlichen nur das Angebot an Grundlastenergie verbessert wird, dürfte es dank der zahlreich vorhandenen Speicherkraftwerke aller Voraussicht nach nicht vor Beginn der achtziger Jahre notwendig werden, für die Deckung des Bedarfs an Spitzenenergie in grösserem Ausmass Pumpspeicherwerke zu erstellen. Dies heisst nun allerdings nicht, dass von der Möglichkeit, Wasser mittels Ueberschussenergie von einem tieferen auf ein höheres Niveau hochzupumpen, nicht bereits Gebrauch gemacht wurde und auch weiterhin Gebrauch gemacht werden wird. Bisher handelte es sich allerdings vorwiegend um Zusatzausrüstungen zur Verbesserung der Saisonspeicherung, das heisst um zusätzlich installierte Speicherpumpen, die in Zeiten von Energieüberschuss Wasser aus dem ungenutzten Zwischeneinzugsgebiet unterhalb des Speicherbeckens in dieses hochpumpen. Damit kann nicht nur eine bessere Füllung des Saisonspeichers vor allem in Trockenjahren sichergestellt, sondern gleichzeitig die Voraussetzung geschaffen werden, dass der Speicher auch im Sommerhalbjahr vermehrt zur Spitzendeckung herangezogen werden kann. Diese Möglichkeit ist letztlich auch der Grund, weshalb viele Kraftwerkgesellschaften vorerst nicht darauf angewiesen sind, reine Pumpspeicherwerke in ihr Produktionssystem einzugliedern. Die in solchen Zusatzausrüstungen installierte Pumpenleistung beträgt zur Zeit rund 610 MW.

Immerhin sind heute drei Anlagen in Betrieb bzw. im Bau, die zusätzlich zur Saisonspeicherung erstmals mit einem regelmässigen täglichen Umwälzbetrieb betrieben werden bzw. betrieben werden sollen. Es sind dies die Anlagen Robiei der Maggia-Kraftwerke, Hongrin und Sarganserland, die zusammen eine Pumpenleistung von rund 550 MW aufweisen werden.

[1]) 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Ehe diese drei Anlagen kurz beschrieben werden, sei als kleine historische Reminiszenz darauf hingewiesen, dass mit der Inbetriebnahme der Zentrale Robiei im Jahre 1967 nicht zum ersten Mal in der Schweiz das Prinzip des zyklischen Umwälzbetriebes verwirklicht wurde. Die Pioniertat wurde vielmehr vom Aarekraftwerk Ruppoldingen erbracht, das 1896 mit einer installierten Leistung von rund 2,2 MW in Betrieb genommen wurde. Da damals ein Verbundbetrieb mit einem weit entfernten Speicherwerk aus technischen Gründen nicht denkbar war, andererseits aber die Möglichkeit bestand, in unmittelbarer Nähe künstlich ein höher gelegenes Speicherbecken zu erstellen, entstand 1901 das Projekt, das Laufwerk mit einer Hochdruckanlage zu ergänzen. Bereits 1904 konnte diese Zusatzanlage in Betrieb genommen werden. Eine Pumpe von 600 kW förderte in Schwachlastzeiten Wasser aus dem Oberwasserkanal in das 325 m höher gelegene Speicherbecken von 12 000 m³ Nutzinhalt. Dieses Wasservolumen reichte aus, um im Turbinenbetrieb während 6 bis 7 Stunden eine Leistung von maximal 900 kW zu erbringen. In den Jahren 1906 und 1909 wurde die Anlage überdies durch zwei Dampfturbinen von 700 und 1100 kW elektrischer Leistung ergänzt, so dass auf kleinstem Raum die erste klassische Kombination eines hydraulischen Laufwerkes, einer Pumpspeicheranlage und eines thermischen Kraftwerkes entstand. Heute besteht nur noch das Laufwerk.

Die Zentrale Robiei — als Teil der 2. Ausbauetappe der Maggia-Kraftwerke erstellt — ist in der Neuzeit das erste Kraftwerk in der Schweiz, das für den regelmässigen Umwälzbetrieb gebaut wurde.[2]) Sie nutzt das Gefälle zwischen den beiden kommunizierenden Saisonspeicherbecken Cavagnoli und Naret einerseits und den rund 400 m tiefer gelegenen, ebenfalls kommunizierenden Ausgleichbecken Robiei und Zöt andererseits und ist mit vier vertikalachsigen reversiblen Pumpenturbinen ausgerüstet, die von einem tieferen auf ein höheres Niveau hochzupumpen, trieb und 150 MW im Pumpenbetrieb aufweisen. Das Schluckvermögen aller vier Gruppen zusammen beträgt im Turbinenbetrieb 45 m³/s, im Pumpenbetrieb je nach Gefälle 25 bis 45 m³/s. Ausser der Erzeugung von hochwertiger Spitzenenergie im zyklischen Umwälzbetrieb kommt der Zentrale Robiei auch noch die Aufgabe zu, die beiden hochgelegenen Saisonspeicher von total 59 Mio m³ Nutzinhalt und nur sehr kleinem natürlichen Einzugsgebiet zu füllen. Hierzu sind im Sommerhalbjahr durchschnittlich 32 GWh Ueberschussenergie aufzuwenden, denen im Winterhalbjahr eine Produktion von 47 GWh gegenübersteht. Unterhalb dieser Stufe steht noch ein voll ausgebautes Bruttogefälle von etwas weniger als 1750 m zur Verfügung. Mit dem regelmässigen Umwälzbetrieb können in der Zentrale Robiei jährlich weitere etwa 210 GWh Spitzenenergie erzeugt werden, wobei für das Hochpumpen des Betriebswassers rund 300 GWh Ueberschussenergie benötigt werden. Die Zentrale Robiei konnte 1967 teilweise und 1969 voll in Betrieb genommen werden. Die Möglichkeit, die Stufe Robiei für den regelmässigen Umwälzbetrieb einzusetzen, wird allerdings im Moment noch nicht ausgenützt, weil seitens der Aktionäre zur Zeit kein solches Bedürfnis besteht.

Auch das derzeit im Betrieb stehende Kraftwerk Hongrin[3]) ist — wie Robiei — eine kombinierte Anlage, wobei der Anteil der aus der regulären Saisonspeicherung anfallenden Energie etwa 27 % der gesamten Jahrespro-

[2]) siehe auch WEW 1967 S. 345/356, WEW 1968 S. 217/224
[3]) siehe auch WEW 1966 S. 224/233

duktion von durchschnittlich 740 GWh ausmacht. Mit dem zyklischen Umwälzbetrieb allein können jährlich 536 GWh Spitzenenergie erzeugt werden, während für das Hochpumpen des Betriebswassers 750 GWh Ueberschussenergie benötigt werden. Die vier in der Zentrale Veytaux aufgestellten Maschinengruppen von zusammen 240 MW installierter Leistung nutzen den Höhenunterschied von maximal 882 m zwischen dem Speicherbecken Hongrin — mit 52 Mio m³ Nutzinhalt — und dem Genfersee als natürlichem Unterbecken. Jede Gruppe setzt sich aus einem Motor-Generator, einer Peltonturbine und einer fünfstufigen Pumpe zusammen. Die Ausbauwassermenge aller vier Gruppen zusammen beträgt 33 m³/s im Turbinenbetrieb und 28 m³/s im Pumpenbetrieb.

Mit den Bauarbeiten für das Kraftwerk Sarganserland ist 1971 begonnen worden. Es handelt sich hier um eine zweistufige Anlage, bei der nur die obere, das heisst die Stufe zwischen dem Speicherbecken Gigerwald — mit 33,4 Mio m³ Nutzinhalt — und dem Ausgleichbecken bei der Zentrale Mapragg für den Umwälzbetrieb ausgerüstet wird. Mit dem natürlich anfallenden und dem aus einem fremden Einzugsgebiet künstlich zugeleiteten Wasser werden in beiden Stufen zusammen im Jahresdurchschnitt etwa 298 GWh oder 57 % der gesamthaft vorgesehenen Energieproduktion von durchschnittlich 525 GWh erzeugt werden können. Damit dominiert im Gegensatz zur vorher beschriebenen Anlage Hongrin die konventionelle Energieproduktion. Dies erklärt auch, weshalb in der Zentrale Mapragg bei einer maximal möglichen Generatorleistung von 262 MW nur eine Pumpenleistung von 161 MW installiert wird. Damit können 30 m³/s über ein maximales Bruttogefälle von 470 m hochgefördert werden. Das Schluckvermögen im Turbinenbetrieb wurde demgegenüber auf 74 m³/s festgelegt.

Auf Grund dieser Kurzbeschreibungen geht deutlich hervor, dass zwischen der reinen Saisonspeicherung auf der einen Seite und der reinen Pumpspeicherung auf der anderen Seite ein weiter Spielraum von Möglichkeiten besteht, um das Angebot an Spitzenenergie besser der Nachfrage anzupassen, und dass in einem Land, das — wie die Schweiz — seine Wasserkräfte stark ausgebaut hat, mit Vorteil zuerst Zwischenlösungen angestrebt werden, ehe an den Bau reiner Pumpspeicheranlagen herangetreten wird. Wie die Erfahrung zeigt, können auf diese Weise noch Wasserkräfte nutzbar gemacht werden, die aus Wirtschaftlichkeitsgründen ohne zusätzlichen Pumpspeicherbetrieb kaum mehr ausgebaut werden könnten.

Da man aller Voraussicht nach auch in der Schweiz in Zukunft darauf angewiesen sein wird, reine Pumpspeicheranlagen in das Produktionssystem einzugliedern, hat es das Eidg. Amt für Wasserwirtschaft bereits 1964 als angezeigt erachtet, die verfügbare Zeit zu nutzen, um in enger Zusammenarbeit mit Kantonen, konsultierenden Ingenieurbüros und Kraftwerkgesellschaften eine Studie über die Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz auszuarbeiten. Ausser der Erweiterung unserer eigenen Kenntnisse auf dem Gebiet der Pumpspeicherung und der Beschaffung von Grundlagen für die wasserwirtschaftliche Planung war es von Anfang an unser Ziel, mit dieser Studie auch allen interessierten Amtsstellen, Elektrizitätsgesellschaften und Projektierungsbüros eine Planungsgrundlage in die Hand zu geben und überdies eine weitere Oeffentlichkeit über das Wesen, die Bedeutung und die Möglichkeiten der Pumpspeicherung frühzeitig zu orientieren.

Eine ähnliche Studie wurde auch zu Beginn des systematischen Ausbaus unserer Speichermöglichkeiten ausgearbeitet, wobei diese wesentlich zum rationellen Ausbau unserer Wasserkräfte beigetragen hat. Dies muss um so mehr als Erfolg gewertet werden, als das geltende Wasserrechtsgesetz dem Bund auf dem Gebiet der Wasserkraftnutzung nur beschränkte Kompetenzen einräumt. Befugt zur Erteilung von Wasserrechtskonzessionen sind die Kantone, in einzelnen Kantonen die Gemeinden oder vereinzelt auch Bezirke und Korporationen. Der Bund erteilt Konzessionen nur bei der Nutzung von Gewässerstrecken, welche die Landesgrenze berühren und bei interkantonalen Verhältnissen, wenn sich die Kantone nicht einigen können. In beiden Fällen handelt er für Rechnung und im Interesse der Kantone. Der Bund hat auch darüber zu wachen, dass die Pläne der anzulegenden Werke in ihrer generellen Anlage der zweckmässigen Nutzbarmachung der Wasserkräfte entsprechen. Auf dem Gebiet der reinen Pumpspeicherung fehlen überhaupt jegliche Bundeskompetenzen. Im Moment ist allerdings ein neuer Verfassungsartikel in Vorbereitung, der dem Bund auf dem gesamten Gebiet der Wasserwirtschaft, also insbesondere auch auf dem Gebiet der Pumpspeicherung Befugnisse einräumen soll und zwar im Hinblick auf eine rationelle Nutzung und einen bestmöglichen Schutz unserer wohl reichlich aber doch mengenmässig beschränkt vorhandenen Wasserschätze.

Mit der Studie über die Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz sollte vor allem abgeklärt werden, wo überall Möglichkeiten für den Bau von Pumpspeicheranlagen bestehen, welche Anlagetypen in Frage kommen, wie sich die einzelnen Parameter auf die Energiegestehungskosten auswirken und mit welchen Auswirkungen auf die Umwelt zu rechnen ist. Die Untersuchungen sind heute abgeschlossen, und die Studie wird im Herbst 1972 als Mitteilung Nr. 46 des Eidg. Amtes für Wasserwirtschaft veröffentlicht.[4])

Als hauptsächlichstes Ergebnis zeigte sich, dass in unserem Land — wie eigentlich zu erwarten war — sehr viele für den Bau von Pumpspeicheranlagen gutgeeignete Standorte vorhanden sind und zwar vor allem auch in Gebieten, die relativ nahe den Hauptkonsumgebieten elektrischer Energie liegen (siehe Bild 1 auf Faltblatt). Bis zum Abschluss unserer Studie konnten auf Grund mehrmaliger Umfragen bei kantonalen Amsstellen, Elektrizitätsgesellschaften und Ingenieurbüros insgesamt 273 Möglichkeiten

[4]) Bezug bei der Eidg. Drucksachen- und Materialzentrale, 3003 Bern

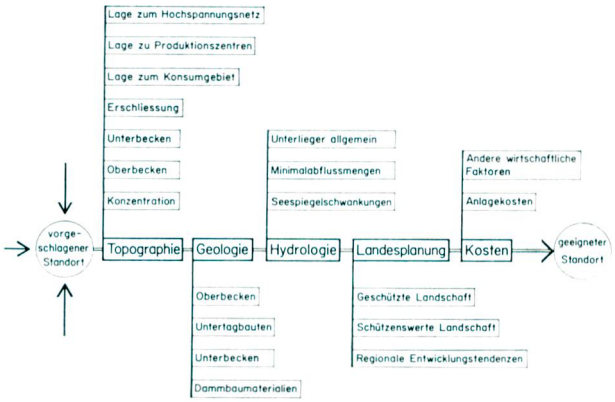


Bild 2 Einflussgrössen für die Beurteilung eines vorgeschlagenen Standorts.

Bild 1 siehe Faltblatt nach Seite 172

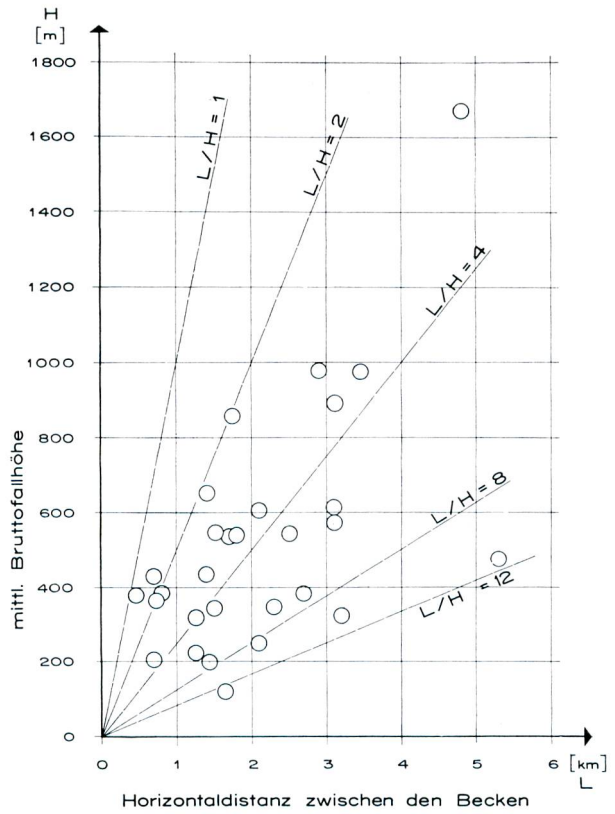


Bild 3 Anlagekonzentration L/H der 26 mittels Vorprojekten näher untersuchten Standorte.

für den Bau einer Pumpspeicheranlage zusammengetragen werden, wobei allerdings verschiedenenorts mehrere Standorte so nahe beieinander liegen, dass nur einer davon je Aussicht auf Verwirklichung haben dürfte. Wiederum andere Standorte dürften aus den verschiedensten Gründen, wie ungünstiger geologischer Verhältnisse, ungünstiger Konzentration der Anlage, Unverträglichkeit mit Natur- und Heimatschutzinteressen oder allzu hoher spezifischer Baukosten kaum je für die Realisierung einer Pumpspeicheranlage in Frage kommen.

Zwecks Beschaffung der notwendigen materiellen Unterlagen zur Beurteilung der verschiedenen interessierenden Fragen wurden von den 273 potentiellen Möglichkeiten deren 26 ausgewählt und mittels eines generellen Vorprojektes näher untersucht. Die Auswahl erfolgte in einer ersten Phase durch Elimination aller nicht besonders geeigneten Standorte und zwar unter Anwendung möglichst objektiver Kriterien. Berücksichtigt wurden (Bild 2) die Eignung aus topographischer, geologischer und hydrologischer Sicht, die Verträglichkeit mit landesplanerischen Aspekten und schliesslich die voraussichtlichen Anlagekosten, die mit Hilfe der nachstehenden empirischen Formel geschätzt wurden:

$$k \cong 1000 \; \frac{(f + N^{1/6}) \cdot N^{1/3} \cdot V^{1/3} \cdot H^{1/4} \cdot L^{1/8} \cdot g}{N} \quad [\text{Fr./kW}]$$

wo N = installierte Leistung (MW)
V = tägliches Umwälzvolumen (10^6 m^3)
H = mittleres Buttogefälle (m)
L = Horizontaldistanz zwischen den Becken (km)
f = 1,2, wenn beide Becken erstellt werden müssen
= 1,0, wenn ein Becken erstellt werden muss
= 0,9, wenn beide Becken vorhanden sind
g = 0,9 bei optimalen geologischen Verhältnissen
= 1,0 bei normalen geologischen Verhältnissen
= 1,2 bei ungünstigen geologischen Verhältnissen

Diese Formel wurde empirisch auf Grund der Daten und Anlagekosten ausländischer Pumpspeicherwerke und bekannter Projekte aufgestellt und erlaubt nachfolgende approximative Bewertung:

$k \leqq 400$ Fr./kW	sehr günstig
$400 < k \leqq 500$ Fr./kW	günstig
$500 < k \leqq 600$ Fr./kW	fraglich
$600 < k$	ungünstig

Da nach dieser ersten Elimination immer noch eine grössere Anzahl gutgeeigneter Standorte übrigblieb, musste in einer zweiten Phase eine der Zielsetzung entsprechende Auswahl getroffen werden. Da möglichst umfassende Planungsgrundlagen beschafft werden sollten, wäre es falsch gewesen, nur gerade die am besten geeigneten Standorte näher zu untersuchen. Die Auswahl musste vielmehr darauf ausgerichtet werden, alle wesentlichen Parameter, wie das Gefälle, die Konzentration der Anlage, die Ausbaugrösse, die Anzahl und die Art der allfällig bereits vorhandenen Becken und schliesslich die Distanz zu den hauptsächlichsten Verbraucherzentren möglichst in ihrer gesamten Variationsbreite mitzuerfassen. Dass dies recht gut gelungen ist, lässt sich anhand der Bilder 1 und 3 erkennen, wo einerseits die räumliche Verteilung und andererseits die Konzentrationen der 26 ausgewählten Pumpspeicheranlagen dargestellt sind.

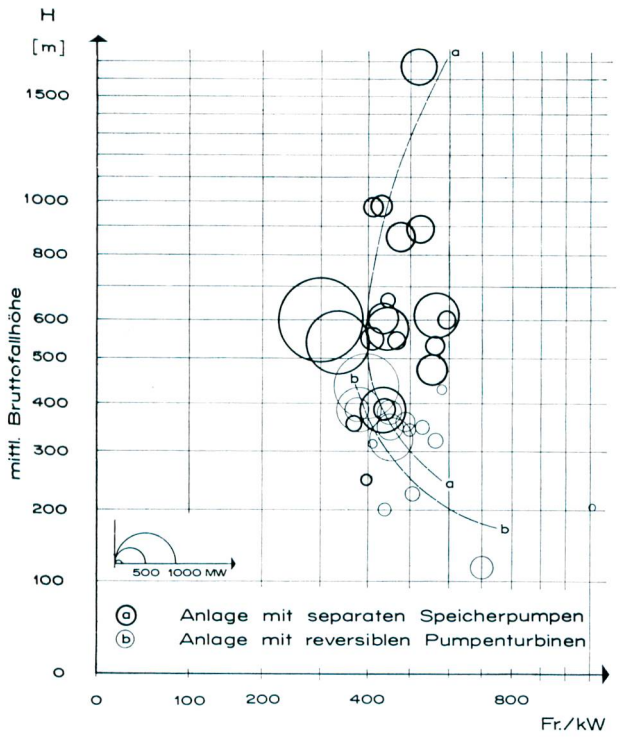
Um die ausgearbeiteten Vorprojekte vergleichbar zu gestalten, mussten hinsichtlich der Dimensionierung, der Bauausführung und des Einsatzes von Pumpspeicherwerken einheitliche Voraussetzungen geschaffen werden. Sie wurden zusammen mit einzelnen Elektrizitätsunternehmungen, Kraftwerkgesellschaften und Ingenieurbüros ausgearbeitet und in Form provisorischer Richtlinien an die Projektverfasser abgegeben. Sie haben sich im grossen und ganzen gut bewährt. Von diesen Voraussetzungen seien in der Folge kurz die Wichtigsten herausgegriffen. Hinsichtlich der Betriebsdauer wurde festgelegt, dass die Turbinen täglich während 5 Stunden bzw. jährlich während 1500 Stunden mit Vollast eingesetzt werden. Bei Maschinensätzen mit separaten Speicherpumpen wurde deren Betriebsdauer auf die doppelte Anzahl der Turbinenstunden, das heisst auf täglich 10 bzw. jährlich 3000 Stunden festgesetzt. Als Gesamtwirkungsgrad im Dauerbetrieb wurden bei Anlagen mit separaten Speicherpumpen 73 % und bei Anlagen mit reversiblen Pumpenturbinen 70 % angenommen. Ferner waren in jeder Zentrale mindestens zwei Maschinengruppen vorzusehen. Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage einerseits und die Struktur unseres Produktionssystems andererseits wurde von den Projektverfassern verlangt, dass die gewählte Ausbauleistung 100 MW nicht unter- und 1500 MW nicht überschreiten soll. Als Ankaufspreis für die Pumpenergie wurden unter Berücksichtigung der derzeitigen Marktlage 1,5 Rp./kWh im Sommerhalbjahr und 2,5 Rp./kWh im Winterhalbjahr angenommen. Zum Vergleich sei hier angefügt, dass bei Atomkraftwerken heute mit Energiegestehungskosten von rund 3 Rp./kWh gerechnet werden muss, wenn die Anlage jährlich während 7000 Stunden im Betrieb steht. Im Hinblick auf einen bestmöglichen Schutz des Landschaftsbildes wurde schliesslich verlangt, dass sowohl die Triebwasserleitungen wie auch die Zentralen wenn immer möglich unterirdisch angeordnet werden.

Auf Grund der unter diesen Voraussetzungen ausgearbeiteten Vorprojekte konnte ganz allgemein festgestellt werden, dass bei nur einigermassen günstigen Standortfaktoren durchaus vertretbare Energiegestehungskosten von 4,8 bis 6,4 Rp./kWh (Preisbasis 1967) realisiert werden können. Auch bei Speicherkraftwerken, die nach der eingangs erwähnten starken Verteuerung der Bau- und Kapitalkosten erstellt wurden, muss mit ähnlichen oder zum Teil noch etwas höheren Gestehungskosten gerechnet werden.

Als besonders günstig haben sich Anlagen mit einem Gefälle von 350 bis 700 m herausgestellt (Bild 4). Solche Verhältnisse finden sich häufig längs der Ufer unserer grossen Seen. Da diese Seen als untere Becken verwendet werden können und sie überdies relativ nahe den Hauptkonsumgebieten liegen, erkennt man, dass es sich hier offensichtlich um besonders vorteilhafte Standorte handelt. Immerhin werden die Seen aus Rücksicht auf alle übrigen wasserwirtschaftlichen Interessen an ihnen selbst und an ihren Vorflutern nur beschränkt genutzt werden können. Von Fischereisachverständigen werden bereits tägliche Wasserspiegelschwankungen von 10 cm als kaum mehr zulässig beurteilt, weil der Laich der in seichten Uferpartien laichenden Edelfischarten unter Umständen stark geschädigt werden kann. Die Nutzung der Seen als natürliche Unterbecken von Pumpspeicheranlagen setzt überdies voraus, dass der Seeausfluss ohne grösseren Aufwand regulierbar ist, weil nur auf diese Weise sichergestellt werden kann, dass sich die künstlich verursachten Wasserspiegelschwankungen im See nicht nachteilig auf den Abfluss im Vorfluter auswirken. Bei der Wahl des Standortes für das Rückgabebauwerk ist von Anbeginn an darauf zu achten, dass bestehende oder geplante Trinkwasserentnahmen durch den späteren Betrieb des Pumpspeicherwerkes nicht gefährdet werden. Um ferner schädliche Auswirkungen auf das biologische Geschehen in der Umgebung der Rückgabestelle bestmöglich zu vermeiden, wird von Spezialisten frühzeitig abzuklären sein, in welcher Tiefe die Wasserfassung bzw. -rückgabe mit Vorteil anzuordnen ist und welche Strömungsgeschwindigkeiten dort maximal zulässig sind.

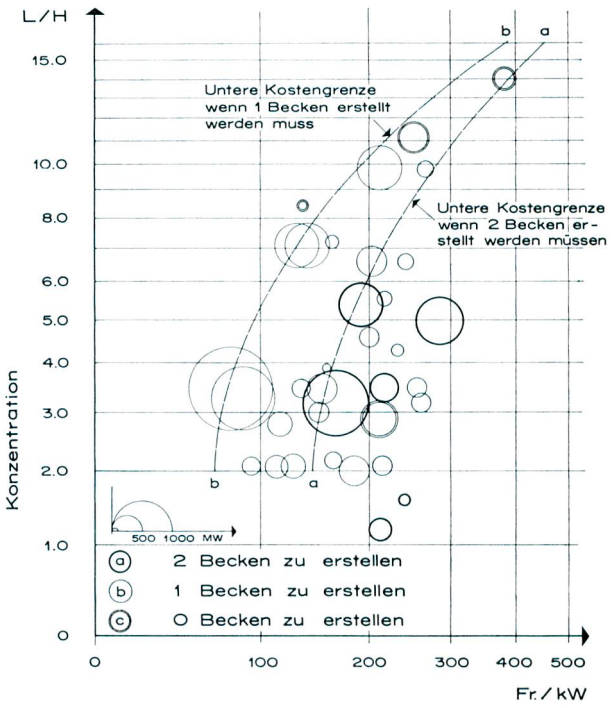
Wird anstelle eines natürlichen Sees die Stauhaltung eines Flusskraftwerkes als Unterbecken verwendet, so gilt es auch dort zu vermeiden, dass sich die zwangsläufig beträchtlichen Wasserspiegelschwankungen in der Stauhaltung nachteilig auf die Abflussverhältnisse unterhalb des Flusskraftwerkes auswirken. Dies stellt technisch keine unlösbaren Probleme, da ein Kraftwerk ein feinregulierbares Organ darstellt. Demgegenüber ist im konkreten Einzelfall frühzeitig abzuklären, ob sich die Wasserspiegelschwankungen in der Stauhaltung nicht nachteilig auf ein angrenzendes Grundwasservorkommen auswirken können und wie gegebenenfalls Abhilfe geschaffen werden kann. Insbesondere wird bei der Anordnung und baulichen Gestaltung des Rückgabebauwerkes darauf zu achten sein, dass die in der Stauhaltung vorhandene Kolmatierung durch das ausströmende Betriebswasser der Pumpspeicheranlage nicht aufgerissen wird. Wie in natürlichen Seen ist auch in diesen Fällen auf die Interessen der Fischerei Rücksicht zu nehmen.

Die direkte Verwendung eines gestauten oder eventuell sogar eines ungestauten Fliessgewässers als Unterbecken einer Pumpspeicheranlage ist infolge der gesamtwasserwirtschaftlich erforderlichen Beschränkung der Entnahmewassermenge nur bei grösseren Fallhöhen interessant. Wird angenommen, dass einem Fliessgewässer ohne wesentliche Beeinträchtigung der übrigen Schutz- und Nutzungsinteressen am Wasser höchstens ein Fünftel der fliessenden Welle als Betriebswasser entnommen werden kann, so ergeben sich selbst an unseren bedeutendsten Fliessgewässern wie Hochrhein und Aare Entnahmewassermengen, die nur in Verbindung mit Fallhöhen über etwa 300 bis 350 m zu wirtschaftlich interessanten Ausbaugrössen



spezifische Anlagekosten (Preisbasis 1967)

Bild 4



spezifische Kosten des baulichen Teils der Anlage (Preisbasis 1967)

Bild 5

führen. Alle am Hochrhein und am Unterlauf der Aare vorgesehenen Standorte mit Fallhöhen von etwa 200 bis 300 m dürften sich deshalb kaum für den Bau einer Pumpspeicheranlage eignen.

Das Vorhandensein eines oder gar beider Becken wirkt sich zwangsläufig günstig auf die Baukosten und damit auch auf die Energiegestehungskosten aus (siehe Bild 5). Ob dieser Vorteil allerdings entscheidend ins Gewicht fällt, hängt wesentlich davon ab, ob die topographischen Gegebenheiten in der unmittelbaren Umgebung des oder der bereits vorhandenen Becken (natürlicher See, Stauhaltung, Speicherbecken) so geartet sind, dass dort eine Anlage mit günstiger Konzentration erstellt werden kann. Dieser Vorbehalt ist notwendig, weil — wie dem Bild 5 entnommen werden kann — die spezifischen Kosten des baulichen Teils einer Pumpspeicheranlage mit steigender Konzentration anwachsen. Dies erklärt unter anderem, weshalb nicht jedes der in der Schweiz zahlreich vorhandenen Speicherbecken geeignet ist, um als Oberbecken einer Pumpspeicheranlage herangezogen zu werden — ganz abgesehen davon, dass diese mehrheitlich doch recht weit von den Verbraucherzentren entfernt liegen.

Ausser diesen beiden Parametern wirkt sich auch die Ausbaugrösse kostenbestimmend aus, indem bis zu einer bestimmten, standortabhängigen Grenze um so niedrigere spezifische Anlagekosten erzielt werden können, je grösser die installierte Leistung gewählt wird. Aus verschiedenen Gründen wird dieser vorteilhafte Trend jedoch nur teilweise ausgenützt werden können. Einmal wurde bereits darauf hingewiesen, dass unseren natürlichen Seen nur ein beschränktes Wasservolumen für den Umwälzbetrieb entzogen werden kann, wenn stark nachteilige Auswirkungen auf andere Interessen am Wasser vermieden werden sollen. Wird an Stelle eines Sees entweder die Stauhaltung einer Niederdruckanlage oder das Speicherbecken einer Hochdruckanlage mitverwendet, so können Einschränkungen auch aus betrieblichen Gründen notwendig werden. Stark limitierend werden sich insbesondere die topographischen Gegebenheiten am Standort eines künstlich zu erstellenden Beckens geltend machen und zwar vor allem dann, wenn das Becken möglichst unauffällig in das Landschaftsbild eingefügt werden soll. Ferner darf in diesem Zusammenhang nicht übersehen werden, dass die gewählte Ausbauleistung in jedem Falle sowohl auf die Struktur und damit auf die Bedürfnisse der eine Pumpspeicheranlage planenden Kraftwerkgesellschaft wie auch auf die verfügbare Ueberschussenergie abgestimmt werden muss.

Bemerkenswert ist allerdings, dass auch Pumpspeicherwerke von 300 bis 500 MW installierter Leistung zu günstigen Bedingungen erstellt werden können, 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 einzelne Kraftwerkgesellschaft sehr vorteilhafte Möglichkeiten.

Eine Abschätzung der gesamten Leistung, die in Pumpspeicherwerken etwa installiert werden könnte, stösst auf grosse Schwierigkeiten, weil aus verständlichen Gründen nicht alle für den Bau einer Pumpspeicheranlage geeigneten Standorte mittels Vorprojekten näher untersucht werden konnten. Summiert man, um wenigstens einen ersten Hinweis auf die Grössenordnung zu gewinnen, die Ausbauleistung der 26 ausgearbeiteten Vorprojekte, so resultiert bereits eine installierte Leistung von mehr als 10 000 MW, also eine Leistung von derselben Grössenordnung, wie sie heute in allen hydraulischen und thermischen Kraftwerken zusammen verfügbar ist. Da noch viele andere gut geeignete Standorte vorhanden sind, dürfte die Grenze der wirtschaftlich möglichen Ausbauleistung allerdings wesentlich höher liegen. Man erkennt damit, dass es sich hier um sehr bedeutende Möglichkeiten handelt und dass es auf sehr lange Zeit hinaus keine Schwierigkeiten bereiten sollte, den ständig steigenden Bedarf an Spitzenenergie zu decken.

Was schliesslich die Auswirkungen von Pumpspeicheranlagen auf die Umwelt anbelangt, kann vorerst festgehalten werden, dass es sich lediglich um Auswirkungen auf das Landschaftsbild und unter gewissen Voraussetzungen auch um Auswirkungen auf einige wasserwirtschaftliche Interessen handeln kann. Letzteres ist bei reinen Pumpspeicheranlagen nur möglich, wenn entweder ein natürlicher See oder die Stauhaltung einer Niederdruckanlage als Unterbecken benützt wird, weil nur in diesen Fällen eine direkte Beziehung zwischen dem Umwälzbetrieb und den Abflussverhältnissen in einem natürlichen Gewässer besteht. Allfällige Auswirkungen, die auf Grund der täglichen Wasserspiegelschwankungen einerseits und der veränderten Strömungsverhältnisse beim Rückgabebauwerk andererseits denkbar wären, können jedoch wie weiter oben skizziert wurde, leicht minimalisiert oder gar verhindert werden. Bei kombinierten Pumpspeicheranlagen muss infolge der künstlichen Wasserumleitung zusätzlich mit denselben wasserwirtschaftlichen Auswirkungen gerechnet werden, wie sie auch im Falle einer ausschliesslich konventionellen Nutzung dieser Gewässer auftreten würden. Eine teilweise Reduktion allfällig nachteiliger Auswirkungen ist nur dadurch möglich, dass der Kraftwerkgesellschaft anlässlich der Konzessionserteilung entsprechende Restwasserbedingungen auferlegt werden.

Mit der Schaffung eines künstlichen Oberbeckens können unter Umständen auch Vorteile resultieren. In wasserarmen Gebieten wäre es beispielsweise denkbar, das Oberbecken in den Dienst der Trink- und Brauchwasserversorgung in umliegenden Gebieten zu stellen. Da das Oberbecken in der Regel über das Wochenende gefüllt ist, könnte es gegebenenfalls auch der Erholung am Wasser zugänglich gemacht werden.

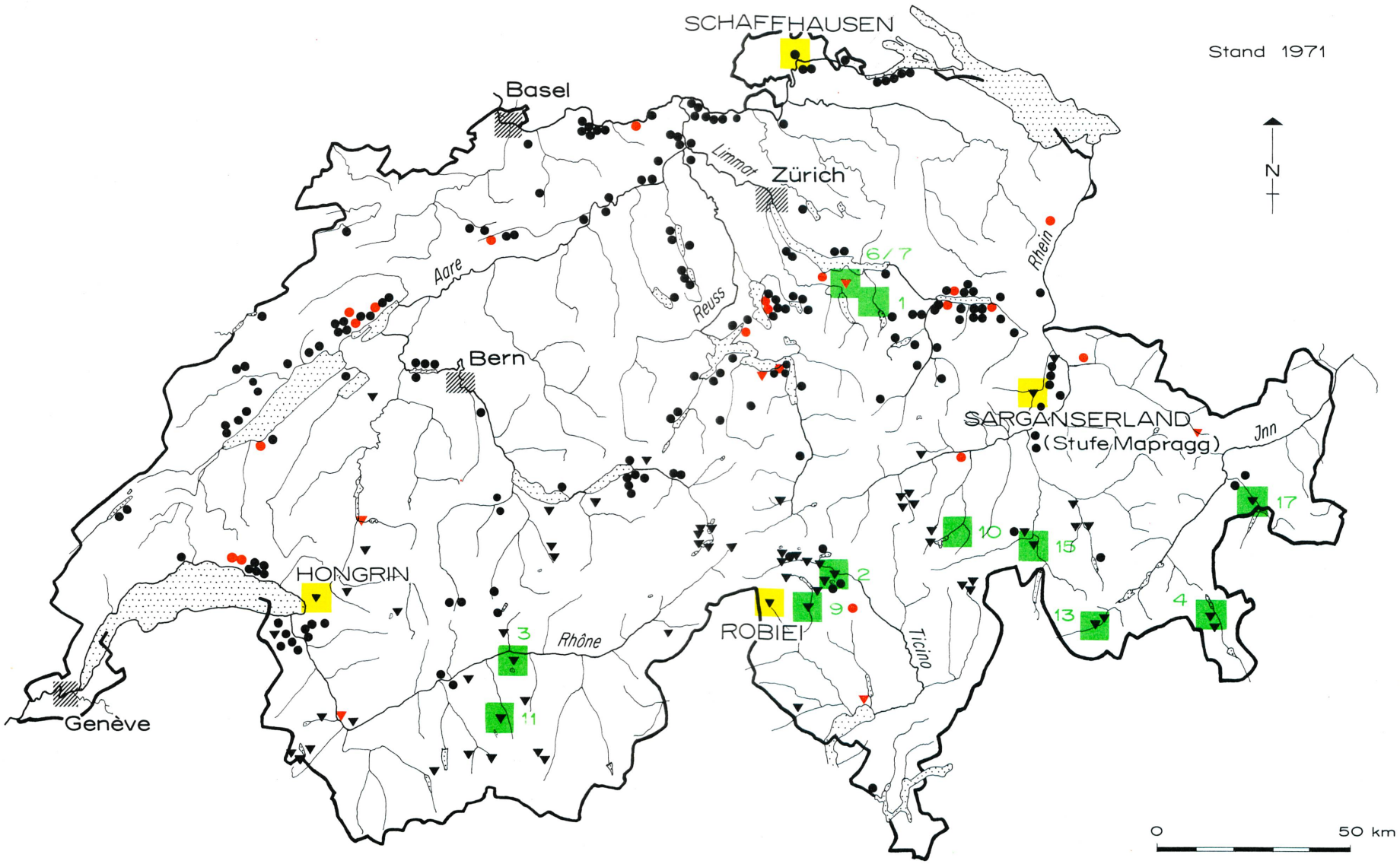
Im Gegensatz zu den Auswirkungen auf andere wasserwirtschaftliche Interessen können nachteilige Auswirkungen auf das Landschaftsbild weniger gut minimalisiert und insbesondere nie ganz vermieden werden. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass in der Regel mindestens eines der beiden erforderlichen Becken künstlich erstellt werden muss. Berücksichtigt man jedoch, dass die benötigten Becken relativ klein sind und allein schon aus Kostengründen mit Vorteil in einer natürlichen Geländemulde angeordnet werden, so dürften sich die notwendigen Eingriffe in das Landschaftsbild in einem durchaus erträglichen Rahmen halten. Dies gilt besonders, wenn alle übrigen Anlageteile unterirdisch angeordnet werden können. Am meisten Schwierigkeiten dürfte demgegenüber die Energieableitung verursachen, weil die Erstellung neuer Uebertragungsleitungen vor allem in Kreisen des Natur- und Heimatschutzes auf immer grösseren Widerstand stösst.

Adresse des Verfassers:
Dr. R. Biedermann, dipl. Bauing. ETHZ
Eidg. Amt für Wasserwirtschaft
Bollwerk 27, 3011 Bern

Bildernachweis:
Bilder 1 bis 5
Eidg. Amt für Wasserwirtschaft, 3011 Bern

Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz

Stand 1971



● mögliche Standorte für reine Pumpspeicherwerke

▼ mögliche Standorte für kombinierte Pumpspeicherwerke (mit natürlichem Einzugsgebiet)

● ▼ mittels Vorprojekten näher untersuchte Standorte

■ in Betrieb oder in Bau stehende kombinierte Speicherwerke (mit zusätzlich installierten Pumpen), Nr. siehe Tabelle I

■ in Betrieb oder in Bau stehende Pumpspeicherwerke, vgl. Tabelle II