

Zeitschrift:	Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber:	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band:	115 (2023)
Heft:	3
Artikel:	Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz : ein kontextbezogener Ausblick
Autor:	Müller, Urs / Sayah, Sélim Michel
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-1049998

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: 18.02.2026

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

Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz: ein kontextbezogener Ausblick

Urs Müller, Sélim Michel Sayah

Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die Bedeutung und der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken im Kontext dargestellt und die wichtigsten vergangenen und aktuellen Projekte auf dem Schweizer Energiemarkt beschrieben, die zur Bewältigung der Energiewende beigetragen haben. Die Schweiz begann mit der Entwicklung von Pumpspeicherkraftwerken zu Beginn des 20. Jahrhunderts, wobei das erste 1907 in Betrieb genommen wurde. Später wurden bis zum Jahr 2022 etwa 32 Projekte mit einer installierten Gesamtkapazität von etwa 4000 MW im Pumpbetrieb entwickelt, wobei das grösste Projekt das PSW Limmern (1000 MW) ist. Schweizer PSW werden für die saisonale und tägliche Energiespeicherung verwendet. In letzter Zeit gibt es jedoch auch eine starke Nachfrage nach Nebendiensten wie die Regulierung der Netzfrequenz, welche im schweizerischen und europäischen Markt den Beitrag der Wind- und Solarenergie berücksichtigt. Die Schweiz hat ihre Energiewende teilweise vollzogen und wichtige PSW in das Netz integriert; dennoch gibt es noch ein ungenutztes Potenzial, das es zu untersuchen gilt.

Résumé

Cet article présente l'importance et l'utilité des centrales de pompage-turbinage et décrit les principaux projets passés et actuels sur le marché suisse de l'énergie, qui ont contribué à la gestion du tournant énergétique. La Suisse a commencé à développer des centrales de pompage-turbinage dès le début du 20e siècle, la première ayant été mise en service en 1907. Par la suite, environ 32 projets ont été développés jusqu'en 2022, avec une capacité totale installée d'environ 4000 MW en pompage, le plus grand projet étant la centrale pompage-turbinage de Limmern (1000 MW). Ces aménagements sont utilisés en Suisse pour le stockage saisonnier et quotidien de l'énergie, mais il y a également eu récemment une forte demande pour des services auxiliaires tels que la régulation de la fréquence du réseau tenant compte de l'introduction sur le marché de l'énergie en Suisse et en Europe de la composante solaire et éolienne. La Suisse a partiellement réalisé sa transition énergétique et a intégré d'importants aménagements de pompage-turbinage dans le réseau, mais il existe encore un potentiel inexploité qu'il convient d'étudier.

1. Einleitung

1.1 Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken

Pumpspeicherkraftwerke spielen eine einzigartige und entscheidende Rolle in den elektrischen Systemen der ganzen Welt. Diese Anlagen fungieren als wirksame Energiespeichersysteme und bieten dem Netz die benötigte Flexibilität und Zuverlässigkeit für die Energieerzeugung und Netzstabilität. Seit etwa zwei Jahrzehnten haben solche «sauberen Batterien» aus verschiedenen Gründen das Interesse der Entwickler wieder geweckt.

Energiespeicherung: Pumpspeicheranlagen wirken wie enorme Batterien. In Zeiten geringer Nachfrage oder Überschussproduktion wird überschüssiger und letztendlich kostengünstiger Strom verwendet, um Wasser vom unteren in das obere Reservoir zu pumpen. Dieses gespeicherte Wasser wird dann freigesetzt, um Strom zu erzeugen, wenn die Nachfrage hoch ist

oder die Erzeugung aus anderen Quellen gering ist.

Netzstabilität und -zuverlässigkeit: Pumpspeichersysteme können schnell starten, hoch- oder herunterfahren (von Sekunden bis zu einigen Minuten) und bieten eine robuste Reaktion auf schnelle Änderungen der Stromnachfrage, wodurch die Netzstabilität aufrechterhalten wird. Dies ist besonders wichtig in der heutigen Energiewirtschaft, in der es eine zunehmende Abhängigkeit von intermittierenden erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Solarenergie gibt.

Kosteneffizient und umweltfreundlich: Obwohl die anfänglichen Einrichtungskosten hoch sein können, haben Pumpspeichersysteme eine lange Lebensdauer (bis zu 100/150 Jahre Betrieb ohne tiefgreifende Wartung, wie das jüngste Beispiel Snowy 2.0 in Australien zeigt) und können im Lauf der Zeit äusserst kosteneffektiv sein. Sie haben im Vergleich zu anderen Formen der Ener-

giespeicherung, insbesondere zu Optionen, welche auf fossilen Brennstoffen basieren, geringe Auswirkungen auf die Umwelt.

Mit der globalen Verlagerung hin zu einer saubereren, kohlenstoffarmen Energiezukunft wächst die Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken stetig. Sie sind von zentraler Bedeutung für die Bewältigung der Herausforderungen, die sich aus der Variabilität erneuerbarer Energiequellen ergeben und können erheblich zur Stabilität, Zuverlässigkeit und Effizienz des globalen Energiesystems beitragen.

1.2. Schlüsselbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken

In der Vergangenheit wurden Pumpspeicherkraftwerke hauptsächlich als saubere Batterien betrachtet, die dazu dienten, Energie auf täglicher, wöchentlicher oder saisonaler Basis zu übertragen und bei Bedarf Flexibilität in der Stromerzeugung zu bieten. Dies galt für die meisten der historischen Pumpspeicheranlagen, die im 20. Jahrhundert gebaut wurden und eine her-

vorragende Lösung zur Unterstützung der Grundlast für thermische und Kernkraftwerke darstellen. Erst in den letzten 2 Jahrzehnten haben Pumpspeicherkraftwerke neben den oben genannten Nutzungen eine wichtige Rolle bei den Netzstützungsdiensten übernommen, wie z.B.:

- Abschwächung des intermittierenden Charakters der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie Solar- und Windkraftanlagen und Aufrechterhaltung der Netzstabilität, und
- Schnelle Reaktion, Spitzenleistung, Spannungs- und Netzstützungsdienste wie Frequenzregulierung, synchrone Trägheit und Regelung der Blindleistung.

Die Stromerzeugung von Solar- und Windkraftwerken ist nicht konsistent oder vorhersagbar; sie variiert je nach Tageszeit, Jahreszeit und Wetterbedingungen. Diese Variabilität kann Probleme für das Stromnetz verursachen, das zur effektiven Funktion eine Balance zwischen Stromversorgung und -nachfrage benötigt. Die Pumpspeicherung von Elektrizität kann diese Einflüsse auf das allseits vernetzte Stromnetz «mildern» oder helfen, sie zu bewältigen.

Die Balance zwischen Stromversorgung und -nachfrage bestimmt die Frequenz des Stromnetzes. In den meisten Teilen der Welt liegt diese Frequenz entweder bei 50 oder 60 Hz. Wenn das Stromangebot die Nachfrage übersteigt, steigt die Frequenz, während sie sinkt, wenn die Nachfrage das Angebot übersteigt. Frequenzregulierung bezeichnet Massnahmen, die darauf abzielen, sicherzustellen, dass die Frequenz innerhalb eines akzeptablen und auf die modernen Verbraucher abgestimmten Bereichs bleibt. Pumpspeicherkraftwerke sind in der Lage, eine entscheidende Unterstützung für den stabilen Betrieb des Netzes zu leisten.

Bei relativ hohen installierten Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken spielt die synchrone Trägheit der Anlagen eine wichtige Rolle für die inhärente Fähigkeit eines Stromsystems, durch seine rotierenden Generatoren Änderungen der Netzfrequenz auszugleichen und die erforderliche Stabilität zu gewährleisten. Neben der Frequenzregulierung ist die Aufrechterhaltung des richtigen Spannungspegels für das Netz entscheidend und Pumpspeicherkraftwerke können nach Bedarf Blindleistung bereitstellen oder aufnehmen, um die Spannungspegel zu kontrollieren. Solche Nebennutzungen werden immer wichtiger und die neuesten grossen Projekte, die bereits in Betrieb genommen wurden oder sich in der Entwicklung befinden, werden mit einem starken Fokus auf dieses Kriterium konzipiert.

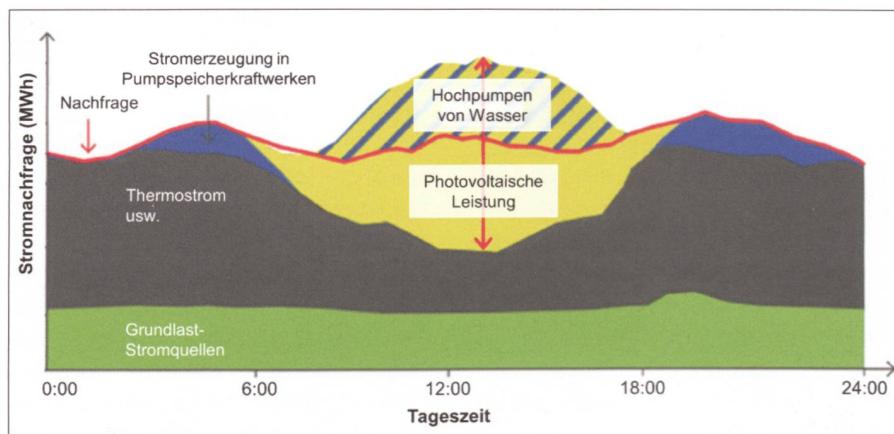


Bild 1: Integration von Pumpspeicherkraftwerken in die aktuelle Netzkonfiguration (typischer Tag).

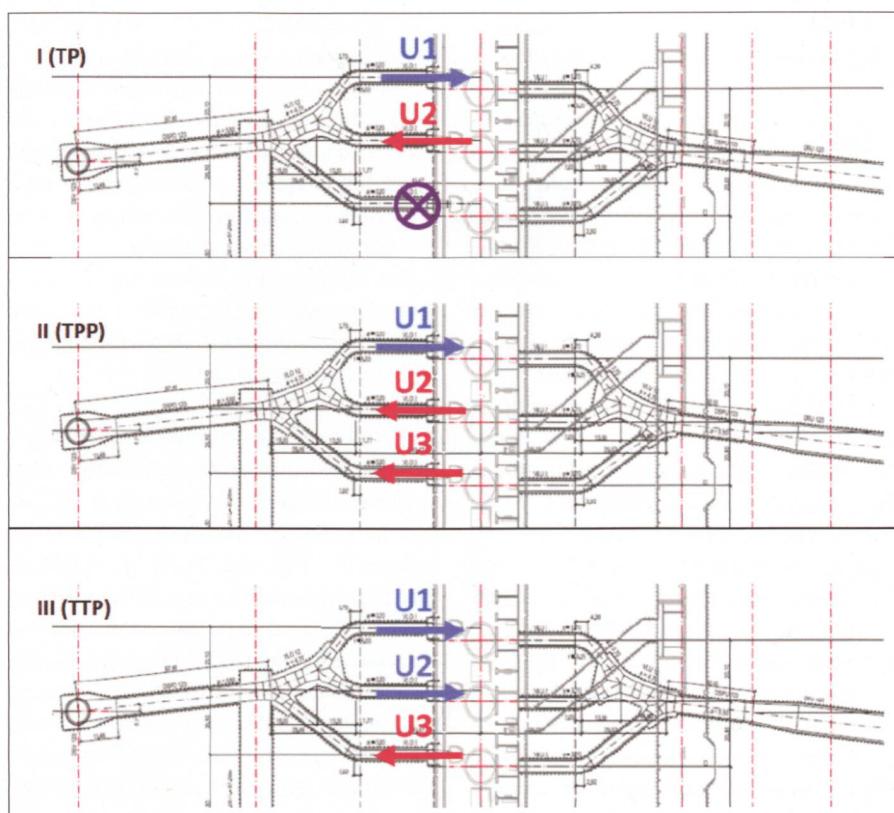


Bild 2: Typischer hydraulischer Kurzschlussbetrieb mit den reversiblen Pumpturbinen von Nant de Drance (Alpiq).

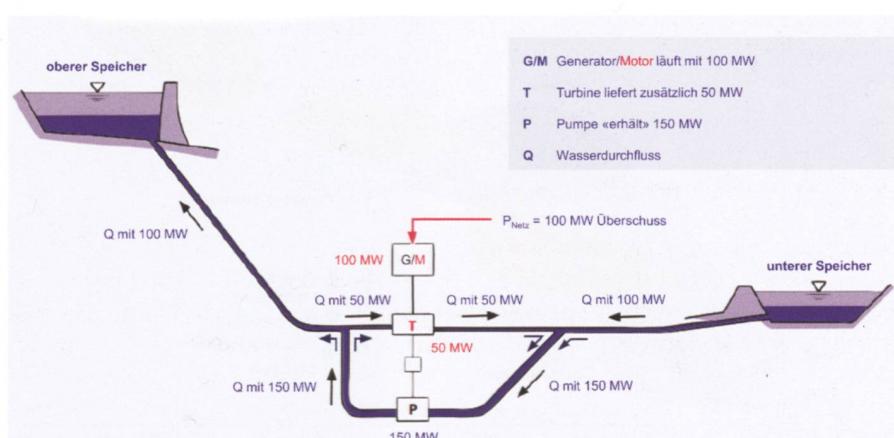


Bild 3: Ternäres System, welches einen hydraulischen Kurzschluss ermöglicht (Beispiel von Kops 2).

Kurzschlussbetrieb und drehzahlgeregelte Pumpenturbinen werden zu einem üblichen Merkmal jeder neuen Pumpspeicheranlage mit einer bestimmten Kapazität. Dies ermöglicht einen sehr flexiblen Betrieb und liefert die notwendigen Mittel für die Nebenleistungen.

Ein solcher Betriebsmodus zielt darauf ab, die Leistungsregulierung zu erhöhen, indem Turbinen- und Pumpenbetrieb gleichzeitig kombiniert werden. Dies kann in verschiedenen Betriebsarten erfolgen, wie in den Bildern 2 und 3 für reversible und teräre Systeme dargestellt.

1.3 Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu anderen Technologien

In Bild 4 werden Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu anderen Speichertechnologien in Bezug auf die Dauer der Stromerzeugung und der Energieproduktion (installierte Kapazität x Stunde) dargestellt. Der typische jährliche Verbrauch eines Schweizer Haushalts ist ebenfalls abgebildet, wie der Vergleich mit dem Gesamtverbrauch der Stadt Bern. In Farben sind auch die verschiedenen aktuellen Energiespeichertechnologien auf dem Markt dargestellt.

Es ist klar zu sehen, dass Pumpspeicherkraftwerke für relativ hohe installierte Kapazitäten sehr wettbewerbsfähig und in der Lage sind, im Vergleich zu anderen Speichertechnologien (neben Gas und grossen saisonalen Speichern) eine lange Dauer im Erzeugungsmodus abzudecken.

Die Entwicklung und Kosten von Batteriespeichern nähern sich dem Bereich, in dem Pumpspeicherkraftwerke wettbewerbsfähig sind. Es ist jedoch wichtig zu erwähnen, dass eine solche Entwicklung von Batteriespeichern kaum in der Lage

sein wird, mit der Pumpspeichertechnologie zu konkurrieren, wenn man die folgenden Kriterien berücksichtigt:

- Kosten der installierten Kapazität und Energiekosten: Batteriespeicher mit Lithium-Technologie können schnell bis zu 10 Mal teurer sein als ein typisches Pumpspeicherkraftwerk.
- Dauerhaftigkeit und Zuverlässigkeit: Mit den aktuellen Technologien bauen Batterien in ein paar Jahren ab oder können bis zu 2 Jahrzehnte halten, vor allem wenn sie nicht so häufig benutzt werden. Andererseits zeigen die jüngsten Tendenzen bei der Planung von Pumpspeicherkraftwerken, dass es möglich ist, für den baulichen Teil eine Betriebsdauer ohne grössere Sanierungsarbeiten von bis zu 100–150 Jahren und für den EM- und HM-Teil eine Lebensdauer zwischen 40 bis 60 Jahren zu erreichen. Die Zyklen von PSW können leicht 10–20 Moduswechsel pro Tag erreichen, ohne die Infrastruktur zu stark zu belasten, was sich auf ihre Ermüdungsfestigkeit auswirkt.
- Die Effizienz: Ein Wasserkraftwerk ist immer noch die effizienteste Art in der Stromerzeugung im Vergleich zu jeder anderen Technologie.

1.4 Weltweiter/europäischer Trend

Die aktuell installierte Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken beträgt etwa 159 GW (Nordamerika: 23 GW, Südamerika: 1 GW, Europa: 55 GW, Afrika: 3 GW, Asien: 68 GW, Südostasien und Ozeanien: 3 GW), was beinahe 10 Prozent der weltweiten Leistung von Wasserkraftanlagen entspricht (USDoE). Die jüngsten Markttendenzen zeigen jedoch ein starkes Interesse an der Entwicklung von Pumpspeichersystemen, insbesondere auf Märkten, die in der Lage sind, den finan-

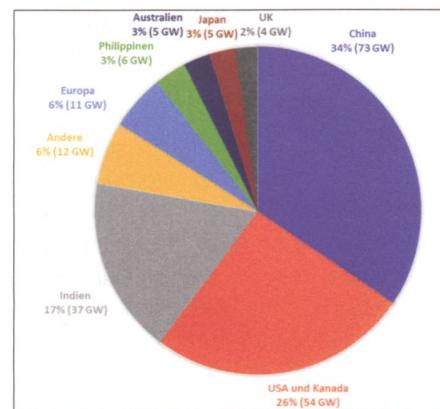


Bild 5: Zukünftige (sehr ungefähre) Aussichten für die Entwicklung von PSW in der Welt und in Europa (Hydropower and Dams 2022).

ziellen Nutzen der Zusatzleistungen, die solche Systeme erbringen können, zu valorisieren. In diesem Zusammenhang sind die Entwickler auch daran interessiert, die installierte Kapazität eines neuen Projekts zu maximieren, um die Einnahmen aus dem Stromhandel zu erhöhen, vor allem aber auch, um die oben erwähnten Hilfsdienste zu erbringen. Eine aktuelle Studie aus dem Jahr 2022 zeigt ein Potenzial oder Bedarf an neu installierten Pumpspeicherkapazitäten von rund 200 GW (Bild 5).

Auf dem australischen Markt werden derzeit verstärkt Pumpspeicherkraftwerke entwickelt, ebenso wie zu Beginn des Jahrhunderts in der Schweiz, wo mehrere grosse PSW vorgeschlagen wurden. Dieser starke Schub in Australien ist hauptsächlich auf den gestiegenen Einsatz von Solarenergie und Windenergie im Land zurückzuführen. Nach dem Kenntnisstand des Autors werden, einschliesslich des im Bau befindlichen Grossprojekts Snowy 2.0, derzeit insgesamt mehr als 5000 MW von verschiedenen privaten und öffentlichen Projektträgern geprüft.

Die Akteure des nordamerikanischen Energiemarktes widmen der Entwicklung von PSW ebenfalls grosse Aufmerksamkeit. Das Interesse an einer solchen Entwicklung hat zwei Gründe: der frühere und gegenwärtige Einsatz von Solar- und Windkraftprojekten, vor allem aber das zunehmende Interesse an der Produktion von fortschrittlichen kleinen modularen Kernreaktoren (SMRS), um den künftigen Strombedarf zu decken.

PSW werden in diesem Fall zu einem notwendigen Nebenprodukt einer solchen Entwicklung. Es wird geschätzt, dass allein in Kanada in den kommenden Jahren mehr als 5000 MW an PSW-Projekten realisiert werden, während in den USA, wo der Energiemarkt aufgrund der unterschiedlichen Regelungen in den einzelnen Bundesstaaten

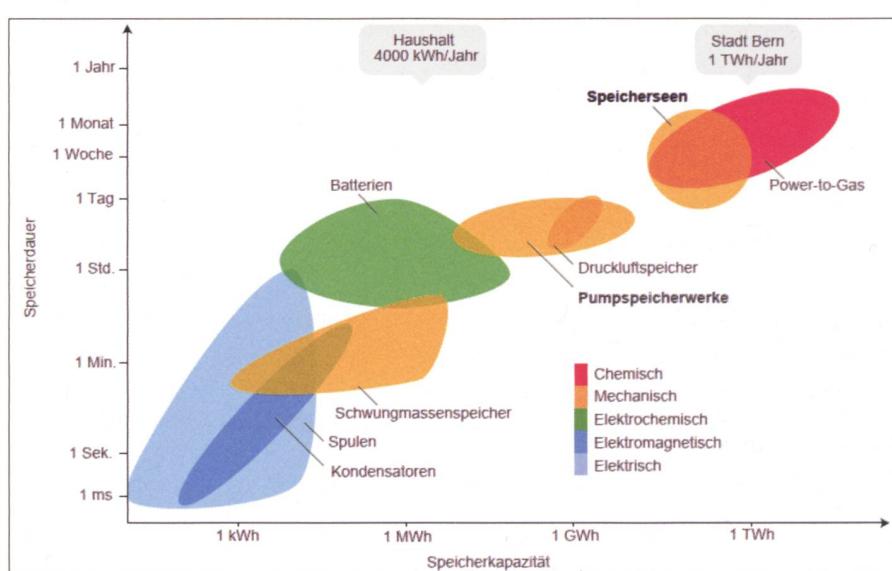


Bild 4: Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu anderen Technologien (Quelle: SWV).

ten sehr komplex ist, mehr als 49 000 MW an neuen PSW-Kapazitäten auf den Markt kommen werden.

In Europa, insbesondere in den Alpen und den südlichen Ländern, stossen PSW ebenfalls auf grosses Interesse. In Italien, wo in den letzten 20 Jahren keine neuen grossen Wasserkraftwerke gebaut oder in Betrieb genommen wurden, hat der grosse Energieerzeuger ENEL eine landesweite Studie in Auftrag gegeben, um potenzielle Pumpspeicherprojekte mit einer Gesamtkapazität von mehr als 4000 MW zu untersuchen. Auch Spanien folgt dem Beispiel Italiens und untersucht eine geschätzte Gesamtkapazität von rund 2000 MW.

Im nördlichen Teil Europas, im Vereinigten Königreich, geht man davon aus, dass PSW, ähnlich wie der politische Wille zum Einsatz kleiner Kernreaktoren, die beste Antwort auf die künftige Entwicklung des Strommarktes sein wird. So werden vor allem in Schottland und Wales PSW-Projekte mit einer Gesamtkapazität von 4000 MW erwogen, die zwischen 200 und 1500 MW liegen. Andere europäische Länder erwägen ebenfalls die Einführung von PSW, wenn auch in viel kleinerem Massstab.

1.5 Standpunkt der Schweiz

Die Schweiz hat eine lange Tradition in der Entwicklung von Pumpspeicherkraftwerken. Wenn man bedenkt, dass das schweizerische Stromnetz mit den umliegenden Ländern verbunden ist, nämlich mit Frankreich, von wo wir Kernenergie importieren, und mit Deutschland, von wo wir Windenergie importieren, sind Pumpspeicherkraftwerke sowohl für die Energiespeicherung als auch als Hilfsdienste gerechtfertigt.

Die älteste bekannte Pumpstation in der Schweiz wurde 1907 gebaut, das Pumpspeicherkraftwerk Engweiher in der Nähe von Schaffhausen. Seitdem wurden etwa 32 weitere Pumpspeicherkraftwerke hinzugefügt, so dass die aktuelle Kapazität etwa 3900 MW beträgt (Bild 6).

2. Die Geschichte der Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz

2.1 Pumpspeicherung zur Sicherung der Füllung der Saisonspeicher

Die Pumpspeicherung in der Schweiz ist bereits 100 Jahre alt und wird seit vielen Jahren bei verschiedenen Wasserkraftanlagen zur Sicherung der jährlichen Füllung unserer grossen Saisonspeicher in den Alpen verwendet. Die Speicherpumpen wurden zu Beginn primär in Kraftwerkszentralen installiert, in welchen die natürlichen Zuflüsse und Zuleitungsstollen zur Füllung

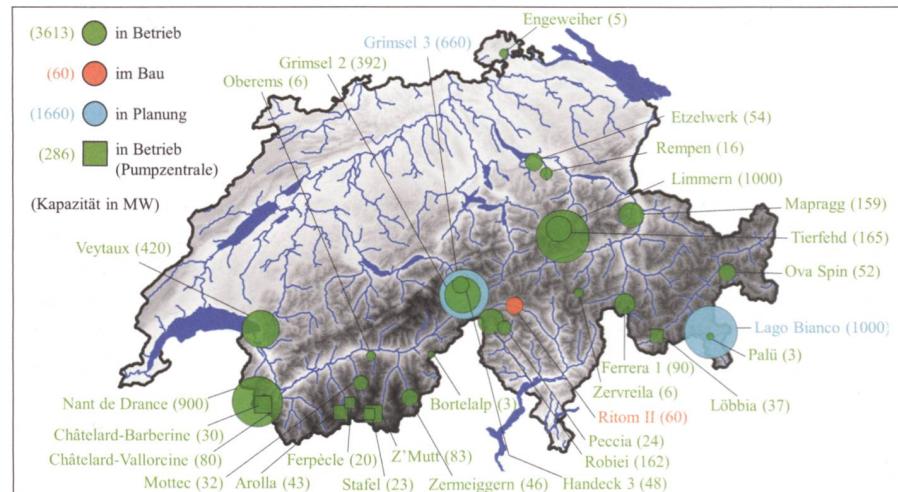


Bild 6: Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz.

des Saisonspeichers auf einem tieferen Niveau als der eigentliche Stausee liegen. Die Speicherpumpen werden während der wasserreichen Jahreszeit (Frühjahr während Schneeschmelze und Sommer) zur Füllung der Stauseen betrieben. Der Betrieb der Pumpen wird primär durch das Wasserangebot gesteuert und folgt erst in

zweiter Linie zur Nutzung von Energieüberschüssen im schweizerischen und europäischen Stromnetz. Mit Ausgleichsbecken im Bereich der Zentralen werden die täglichen Zuflüsse zwischengespeichert und die Speicherpumpen zur Füllung der Saisonspeicherbecken in Zeiten mit geringem Strombedarf und Energieüberschüssen

Name der Anlage	Pumpleistung [MW]	Turbinenleistung [MW]	Saisonspeicher	Inbetriebnahme
Ferrera 1 (KW Hinterrhein, KHR)	90	180	Stausee Valle di Lei	1962
Z'Mutt, Pumpzentrale (Grande Dixence, GD)	83	0	Stausee Grande Dixence	1965/2022
Châtelard-Vallorcine, (Electricité d'Emosson, ESA)	80	260	Stausee Emosson	1978
Etzelwerk/Altendorf (Etzelwerk, SBB)	54	135	Sihlsee	1937/1992
Ova Spin (Engadiner Kraftwerke, EKW)	52	54	Lago di Livigno (Stau-mauer Punt dal Gall)	1970
Handeck 3 (KW Oberhasli, KWO)	48	55	Stausee Räterichsboden	1976
Zermeggern, Pumpe (KW Mattmark, KWM)	46	0	Stausee Mattmark	1987
Arolla, Pumpzentrale (Grande Dixence, GD)	43	0	Stausee Grande Dixence	1963
Löbbia (Albigna + Forno + Murtairia) (EW der Stadt Zürich, EWZ)	28+7+2	86+9	Stausee Albigna	1967/60/63
Tierfehd-Hintersand (KW Linth-Limmern, KLL)	34	46/306	Stausee Limmernboden	1964
Mottec (FM de la Gougra, FMG)	32	88,5	Stausee Moiry	1958/2022
Châtelard-Barberine 1+2 (Schweiz. Bundesbahnen, SBB)	30	112	Stausee Emosson	1923/1977
Peccia (Maggia Kraftwerke, OFIMA)	24	54	Lago di Sambuco	1955
Stafel, Pumpzentrale (Grande Dixence, GD)	23,4	0	Stausee Grande Dixence	1961
Ferpècle, Pumpzentrale (Grande Dixence, GD)	19,5	0	Stausee Grande Dixence	1964
Rempen (KW Wägital, AKW)	16	66	Stausee Wägital	1926
Oberems + Meretschi (Argessa)	5,7+1	8,2	Illsee	1926
Zervreila (KW Zervreila, KWZ)	5,8	22	Stausee Zervreila	1958
Fuhren (KW Oberhasli, KWO)	4,4	9,6	Trift/Handeck	1961
Cleuson, Pumpzentrale (Grande Dixence, GD)	4,1	0	Stausee Grande Dixence	1950
Palü (REPOWER)	3	9,5	Lago Bianco	1927
Bortelalp (EBAG. Brig)	2,6	2,3	Bortelsee	1990

Tabelle 1: Übersicht über die Pumpspeicheranlagen der Schweiz > 1 MW mit dem primären Zweck der Füllung der Saisonspeicher (Inbetriebnahme bis 2000) (BFE Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz per 1.1.2023).

im Netz wirtschaftlich optimiert eingesetzt. Selbstverständlich sind auch diese Anlagen bedarfsoptimiert zur kurzzeitigen Umlagerung von Wasser zwischen zwei Speicherbecken im Einsatz. Hauptaufgabe bleibt aber die Sicherung einer kompletten Füllung der Speicherseen vor dem jeweiligen Winterhalbjahr.

Die Pumpspeicher- und Pumpanlagen in der Schweiz zur Sicherung der Saisonsspeicherung sind in *Tabelle 1* aufgelistet.

Die installierte Leistung der bis im Jahr 2000 in den verschiedenen Kraftwerkszentralen installierten Speicherpumpen >1MW zur Saisonsspeicherung beträgt rund 746MW.

Viele dieser Speicherpumpen und Motoren/Generatoren wurden im Laufe der Jahre erneuert sowie mit moderner Leit- und Regeltechnik ausgerüstet. Dies betrifft auch die verschiedenen Pumpenanfahrsysteme, die sich dank der Entwicklungen in der Elektronik und Umrichtertechnologie heute wesentlich einfacher realisieren lassen.

Erneuerung Kraftwerk Motte (Gougra)
Als Beispiel einer Maschinen- und Kraftwerkserneuerung wird die derzeit laufende mehrjährige Erneuerung der Zentrale Motte der Forces Motrices de la Gougra SA im Val d'Anniviers erwähnt (*Bild 7*). Neben der kompletten Erneuerung der bestehenden Peltonturbinen mit Steigerung der Ausbauwassermenge von 12 auf 15 m³/s, dem Einbau neuer Generatoren/Motoren (3x37 MVA) und der Revision der Speicherpumpen von 23 MW und 6,5 MW Ausbauleistung wurden die Abschlussorgane, Transformatoren, das Kühlssystem sowie die elektrischen Einrichtungen und das Leitsystem ersetzt. Die Speicherpumpen sind als horizontalachsige, ternäre Maschinengruppen mit Pumpe, Kupplung, Motor-Generator und Turbinen auf der gleichen Welle konzipiert. Dies erlaubt ein einfaches Anfahren der Pumpen mit den Turbinen. Die 3-stufige Speicherpumpe von 23 MW



Bild 7: Erneuerung Zentrale Motte mit der ternären Maschinengruppe 2 – best. Speicherpumpe, Kupplung, neuer Generator/Motor und neue 2-düsige Zwillings-Peltonturbine (FM Gougra).

Leistung ermöglicht die Wasserzufuhr von 3,9 m³/s aus dem Ausgleichsbecken Motte (Zuflüsse der Navizence) über eine Förderhöhe von 664–570 m in den Saisonspeicher Moiry. Zur Sicherung eines genügenden Vorlaufdrucks wird das Wasser mit einer Zubringerpumpe der Hauptpumpe zugeführt. Die Gefällsdifferenz von 0–126 m zwischen der Zuleitung aus dem Turtmannatal und dem Stausee Moiry wird mit einer Siphon-Speicherpumpe von 6,5 MW Leistung auf einer zweiten ternären Maschinengruppe überwunden.

Mit der Erneuerung der Kraftwerksanlage Motte wird die Pumpspeicherung und Energieerzeugung dieser Kraftwerksanlage langfristig sichergestellt.

2.2 Umwälzkraftwerke zur Deckung von Leistungsspitzen im schweizerischen Hochspannungsnetz

Umwälzkraftwerk Robièi (OFIMA)

Im Jahre 1968 wurde mit der Inbetriebnahme des Kraftwerks Robièi (OFIMA) (*Bild 8*) im oberen Maggiatal ein erstes leistungsstarkes Pumpspeicherwerk als Umwälzkraftwerk in Betrieb genommen. Die Anlagenkonzeption mit einem sehr kurzen Triebwassersystem (Druckschacht L = 800 m) zwischen den Oberbecken (Stauseen Cavagnoli und Naret), der unterirdischen Kavernenzen-

trale Robièi und den naheliegenden Unterbecken (Stauseen Robièi und Zött) mit einem mittleren Nutzgefälle von rund 340 m war für die Anordnung eines Pumpspeicherwerk ideal. In der Zentrale sind vier reversible, vertikalachsige 1-stufige Francis-Pumpturbinen von je 40 MW Leistung installiert. Diese werden einerseits zur Füllung der beiden Speicherseen Cavagnoli und Naret (Oberbecken mit ca. 60 Mio. m³) durch Wasser vom Kraftwerk Altstafel und dem Bedrettotal eingesetzt. Andererseits lassen sich mit dem vorhandenen Volumen der beiden Ausgleichsbecken Robièi und Zött (Unterbecken mit ca. 6,3 Mio. m³) mit einem Umwälzbetrieb Überschussenergie durch Hochpumpen von Wasser veredeln und in Schwachlastzeiten mit dessen Wiederverarbeitung bei grosser Leistung Spitzen im Hochspannungsnetz abdecken. Die Anlage Robièi liegt direkt an der 220 kV-Übertragungsleitung von Swissgrid zwischen dem Tessin und Oberwallis/Berner Oberland und hat deshalb wie andere Anlagen eine wichtige Aufgabe zur Primärregelung im schweizerischen Stromnetz. Das Kraftwerk Robièi wurde in den letzten Jahren umfassend erneuert und mit vier neuen vertikalachsigen Francis-Pumpturbinen von je 40 MW und einer neuen Francisturbine von 25 MW ausgerüstet. Die komplett modernisierte Anlage mit 185 MW Ausbauleistung wurde 2016 nach mehrjährigem Umbau in Betrieb genommen.

In den 1970er Jahren folgte der Bau von weiteren wichtigen Pumpspeicheranlagen wie der Anlage Veytaux I (260 MW Pumpleistung, Forces Motrices Hongrin-Léman SA) bei Montreux am Genfersee mit dem Oberbecken Stausee Hongrin, der Anlage Mapragg (160 MW Pumpleistung, KW Sarganserland AG) im oberen Taminatal zwischen den beiden Stauseen Gigerwald und Mapragg sowie des Pumpspeicherwerk Grimsel 2 zwischen den Stauseen Oberaar und Grimsel der Kraftwerke Oberhasli AG im Berner Oberland.



Bild 8: Maschinensaal der Zentrale Robièi mit den 4 neuen vertikalen reversiblen Francis-Pumpturbinen à 40 MW und einer vertikalen Francisturbine à 25 MW Leistung (OFIMA).

Name der Anlage	Pumpleistung [MW]	Turbinenleistung [MW]	Saison-/Tagesspeicher (Ober-/Unterbecken)	Inbetriebnahme
Grimsel 2 (KW Oberhasli, KWO)	392	388	Stausee Oberaar/Grimselsee	1981
Veytaux (FM Hongrin-Léman, FMHL)	258	240	Lac Léman/ Stausee Hongrin	1972
Robièi (Maggia Kraftwerke, OFIMA)	162	192	Stauseen Robièi + Zött/ Stauseen Cavagnoli + Naret	1968
Mapragg (KW Sarganserland, KSL)	159	280	Stausee Mapragg/ Stausee Gigerwald	1977
Engweiher (EW der Stadt Schaffhausen)	5.3	5	Engweiher/ Stauhaltung Rhein	1993

Tabelle 2: Übersicht über die Pumpspeicheranlagen und Umwälzkraftwerke der Schweiz >1 MW mit dem primären Zweck der Regelung des schweizerischen Hochspannungsnetzes (Inbetriebnahme bis 2000) (BFE Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz per 1.1.2023).

Die gesamte installierte Leistung der bis im Jahr 2000 erstellten und in Tabelle 2 aufgeführten Pumpspeicheranlagen mit Umwälzbetrieb beträgt rund 976 MW im Pumpbetrieb und 1105 MW im Turbinenbetrieb.

Umwälzkraftwerk Grimsel 2 (KWO)

Das Umwälzkraftwerk Grimsel 2 (KWO 1981) zwischen dem Stausee Oberaar und dem Grimselsee war mit knapp 400 MW Ausbauleistung bis vor etwa 10 Jahren das leistungsstärkste Pumpspeicheranlage der Schweiz. Die Anlage wurde zwischen zwei bestehenden Saisonspeichern eingebaut, dem Stausee Oberaar (Volumen 57 Mio. m³) als Oberbecken und dem Grimselsee (Inhalt 94 Mio. m³) als Unterbecken. Das Kraftwerk verfügt über eine Nennfall- bzw. Nennförderhöhe von 430 m. Im Turbinenbetrieb wird mit einer Ausbauwassermenge von rund 100 m³/s eine Nettoleistung von 388 MW erreicht, im Pumpbetrieb werden bei einer Nettoleistung von 392 MW rund 77 m³/s vom Grimselsee in den Oberaarsee gefördert. In der tiefliegenden Kavernenzentrale direkt unter dem Grimselsee sind 4 horizontale ternäre Maschinengruppen mit je einem Pumpen- und Turbinenrad auf der gleichen Welle installiert (Bild 9). Die Seeanschlüsse im Oberaar- und Grimselsee, der Oberwasserdruckstollen und das Wasserschloss Kessiturm wurden beim Bau bereits auf eine zukünftige Verdopplung der Ausbauwassermenge und der Errichtung einer zweiten Pumpspeicheranlage gleicher Leistung ausgelegt. Gebaut wurde jedoch zuerst das Pumpspeicheranlage Grimsel 2 Ost. Der auf eine höhere Leistung ausgelegte Oberwasserdruckstollen ermöglicht jedoch den zukünftigen Bau einer weiteren Pumpspeicheranlage, welche bei der KWO unter den möglichen Ausbauvorhaben eines Pumpspeicherwerks

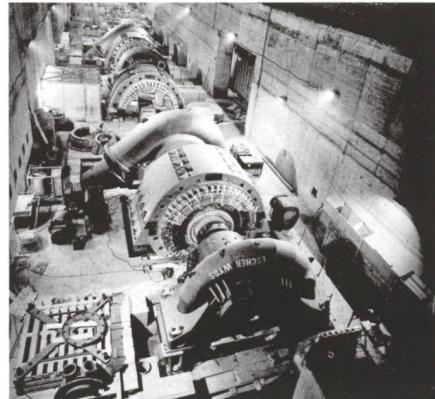


Bild 9: Maschinenkaverne der Zentrale Grimsel 2 während der Bauarbeiten im Jahr 1978. Montage der 4 ternären Maschinengruppen (je 100 MW) mit Francisturbine, Motor-Generator und Pumpe.

Grimsel 3 (660 MW) zwischen dem Oberaar- und Räterichsbodensee figuriert.

Das Pumpspeicheranlage Grimsel 2 wurde zwischen 2012 und 2016 modernisiert. Gemeinsam mit dem Technologiekonzern ABB baute die KWO den weltweit leistungsstärksten Frequenzumrichter für einen Pumpspeicherbetrieb in die bestehende Kavernenzentrale ein. Mit einer Leistung von 100 MW trägt dieser Frequenzumrichter wesentlich dazu bei, den Pumpspeicherbetrieb effizienter und flexibler zu gestalten.

3. AKTUELLE PROJEKTE

3.1 Einleitung

Nach dem Jahr 2000 erlebte der Bau von Pumpspeicheranlagen im Zusammenhang mit dem Ausbau und der Förderung von erneuerbaren Energien mit einer starken Nutzung von Windenergie und Photovoltaik in der Schweiz und Europa eine sehr grosse Entwicklung. Die durch die Nutzung dieser Energieträger entstehenden grossen Leistungsspitzen und -schwankungen im Stromnetz erforderten die Errichtung von neuen Pumpspeicheranlagen, welche sehr kurzzeitig für die Deckung von Leistungsspitzen und zur Speicherung von Überkapazitäten dienen. Neue Projekte von grossen Pumpspeicheranlagen zwischen bestehenden Stauseen im Gebirge wurden in der Schweiz in den letzten Jahren in sehr kurzer Zeit entwickelt und realisiert.

Dazu gehören die neuen Pumpspeicheranlagen der Kraftwerke Linth-Limmern AG (KLL) mit dem Pumpspeicheranlage Limmem (1000 MW) und dem Umwälzkraftwerk Tierfehd (130 MW), das Pumpspeicheranlage Nant de Drance (900 MW) der Nant de Drance SA (ND), die Erweiterung des Pumpspeicheranlage Veytaux II (180 MW) der Forces Motrices Hongrin-Léman SA (FMHL) und das derzeit im Bau stehende Kraftwerk Ritom (60 MW) der Ritom SA (SBB/AET).

Seit dem Jahr 2000 wurden damit rund 2250 MW an Pumpleistung neu dazugebaut.

Gesamthaft sind damit heute rund 3915 MW an Pumpleistung zur kurz- und langfristigen Speicherung von Wasser in den schweizerischen Stauseen installiert.

3.2 Hongrin-Léman FMHL

Die Forces Motrices Hongrin-Léman SA ist eine Partnertgesellschaft. Sie wurde 1963 gegründet und nahm 1971 Veytaux I, ein Pumpspeicheranlage mit einer installierten Leistung von 240 MW (Konzession bis 2051), in Betrieb. Um dem wachsenden Bedarf an Spitzenlast- und Netzregelung gerecht zu werden, beschloss FMHL 2007, die ursprüngliche Kapazität der Anlage zu verdoppeln und ein zweites Kraftwerk, Veytaux II (240 MW), zu bauen, dessen Bau 2017 abgeschlossen wurde. Die Hauptbestandteile dieses PSW sind die Hongrin-Staumauern, der Oberwasserdruckstollen, der Druckschacht, die beiden unterirdischen Pumpspeicheranlagen am Ufer des Genfersees in der Nähe von Schloss Chillon sowie der Unterwasserkanal mit Einlauf in den Genfersee. Ein Schema dieses Systems ist in Bild 10 dargestellt.

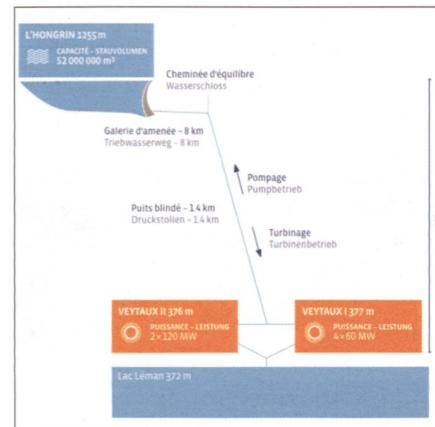


Bild 10: Schema des FMHL-Pumpspeicheranlagen Veytaux I + II im Waadtland (FMHL).

Name der Anlage	Pumpleistung [MW]	Turbinenleistung [MW]	Saison-/Tagesspeicher (Ober-/Unterbecken)	Inbetriebnahme
Limmern (KW Linth-Limmern, KLL)	1000	1000	Stauseen Muttsee/ Limmernboden	2016
Tierfehd Umwälzkraftwerk (KW Linth-Limmern, KLL)	131	138	Stausee Limmernboden/ Ausgleichsbecken Tierfehd	2010
Nant de Drance (Nant de Drance, ND)	900	900	Stauseen Vieux Émosson/ Émosson	2022
Veytaux II (FM Hongrin-Léman, FMHL)	240	240	Lac Léman/ Stausee Hongrin	2016
Ritom (im Bau) (Ritom SA – SBB/AET)	60	120	Ausgleichsbecken Airolo/ Lago Ritom/Piotta	2024

Tabelle 3: Übersicht über die neusten Pumpspeicheranlagen und Umwälzkraftwerke der Schweiz mit dem primären Zweck der Regelung des Strombedarfs im schweizerischen und europäischen Hochspannungsnetz (Inbetriebnahme nach 2000) (BFE Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz per 1.1.2023).

Mit einer Leistung von 480 MW, wovon 60 MW als Reserve, turbiniert die FMHL-Anlage das Wasser des Hongrinsees, wenn die Nachfrage nach Strom hoch ist. Umgekehrt wird, wenn das Stromangebot die Nachfrage übersteigt, das Wasser des Genfersees rund 880 m höher in den Stausee Hongrin gepumpt. Die Anlage produziert 1000 GWh Spitzenenergie pro Jahr.

Das Staubecken:

Hongrin Nord und Hongrin Süd sind zwei Bogenstaumauern (*Bild 11*), die von 1966 bis 1971 gebaut wurden, 123 bzw. 95 Meter hoch sind und sich in der Gemeinde Château-d'Oex in der Nähe des Col des Mosses befinden. Die beiden parallel zueinander errichteten Staumauern sind durch ein zentrales Widerlager verbunden, das auf einem natürlichen Felsvorsprung am Zusammenfluss von Hongrin und Petit Hongrin errichtet wurde. Die Staumauern erreichen ein maximales Stauziel von 1255 m ü.M. und bilden den sogenannten Hongrinsee, welcher ein maximales Speichervolumen von etwa 52 Millionen m³ fasst. Neben dem natürlichen Einzugsgebiet von rund 46 km² wird das Wasser aus acht Fassungen entnommen (Einzugsgebiet 45 km²), die zwischen 6 und 10 km Luftlinie von der Stauanlage entfernt liegen. Der jährliche Wasserzufluss aus dem natürlichen Einzugsgebiet beträgt durchschnittlich 90 Millionen m³.



Bild 11: Stausee Hongrin mit doppelter Bogenstaumauer (links) und Ansicht des bestehenden 170 m langen Kavernenkraftwerks Veytaux I (alpiq.ch).

Das Triebwassersystem:

Im Turbinenbetrieb leitet der 8 km lange Oberwasserdruckstollen mit einem Durchmesser von 2,9 bis 4 m das Wasser aus dem Hongrinsee zum Druckschacht. Auf der Oberwasserseite des Schachts befindet sich ein Wasserschloss, das erhebliche Druckschwankungen beim An- und Abfahren der beiden Anlagen auffängt. Ein weiteres Wasserschloss wurde zwischen 2012 und 2015 während des Baus von Veytaux II errichtet. Der mit Stahl ausgekleidete Druckschacht, der die beiden Kraftwerke von Veytaux I + II speist, ist 1,4 km lang und hat einen Durchmesser von 2,9 m. Der Einlauf in den Genfersee und ein 150 m langer Abschnitt des Unterwasserkanals werden von

beiden Kraftwerken gemeinsam genutzt. Weiter stromaufwärts teilt sich der Unterwasserkanal in zwei Arme, einen 125 m langen Abschnitt zur Kraftwerkszentrale Veytaux I und einen zweiten 215 m langen Abschnitt zur Kraftwerkszentrale Veytaux II.

Die Kraftwerkszentralen:

Das 1971 in Betrieb genommene Kraftwerk Veytaux I besteht aus vier horizontalen ternären mit Peltonturbinen und Speicherpumpen mit einer Gesamtleistung von 240 MW. Das neue unterirdische Kraftwerk Veytaux II befindet sich neben dem bestehenden Kraftwerk mit einer Gesamtleistung von 240 MW und ist an den bestehenden Druckschacht angebunden. Es ist eine 100 m lange, 25 m breite und 57 m hohe Kavernenzentrale. Das Kraftwerk besteht aus zwei vertikalachsigen Peltoneinheiten mit einer Leistung von je 120 MW über dem Seestand des Genfersees und zwei mittels Kupplung von den Turbinen abkoppelbaren mehrstufigen Speicherpumpen in vertikalen Schächten. Die beiden Anlagen können bis zu 56 m³/s turbinieren (plus zusätzliche 8 m³/s bei Nutzung der Reservekapazität) und im Pumpbetrieb kann der Gesamtdurchfluss bis zu 42 m³/s erreichen.

Die beiden Pumpwerke sind mit ternären Einheiten ausgestattet, wie in *Bild 12* dargestellt.

Bei der Planung von Veytaux II mussten umfangreiche dynamische Analysen durchgeführt werden.

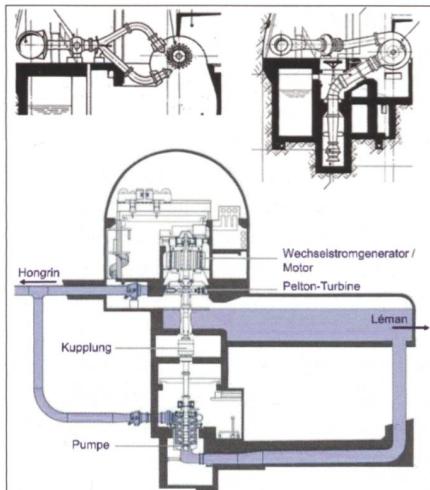


Bild 12: Anordnung des Turbinen-Pumpsystems Veytaux I (oben). Veytaux II: ternäres System mit Pelton-turbine und mehrstufiger Pumpe (unten).

Einige interessante Fakten in Bezug auf die neue Anlage Veytaux II:

- Der maximale Druck im bestehenden Druckschacht, der bei extremen hydraulischen Ereignissen auftritt, konnte dank

der ternären Konfiguration des Pumpensystems auf dem Niveau des Drucks von Veytaux I gehalten werden. Dadurch wurde eine Verstärkung der Auskleidung des Schachts vermieden.

- Im Pumpbetrieb und bei einer Notabschaltung der Pumpe wurde auf mindestens 30 Prozent der Länge des Druckstollens ein Unterdruck festgestellt. Mit dem neuen Wasserschloss konnten solche unerwünschten Effekte eliminiert werden.
- Die mehrstufige Veytaux II-Pumpe (insgesamt 5 Stufen) wurde seit der Entwicklung von Kops II in Österreich im Jahr 2007 als grosser Fortschritt in der modernen Konstruktion solcher Anlagen angesehen. In der Tat muss für eine derart komplexe hydraulische Maschine ein hohes Mass an Effizienz erreicht werden, wenn man den extremen Druck, das Kavitationsrisiko beim Betrieb beider Anlagen und den hydraulischen Kurzschluss berücksichtigt.

3.3 Limmern KLL

Im Rahmen des Projektes «Linthal 2015» hat die Axpo Holding AG die Anlagen der Kraftwerke Linth-Limmern AG (KLL) erneuert und zwischen 2009 und 2017 mit dem neuen Pumpspeicherkraftwerk Limmern umfassend erweitert (*Bild 13*). Mit einer Ausbauleistung von 1000 MW im neuen Pumpspeicherkraftwerk wurde die Gesamtleistung der Kraftwerke Linth-Limmern von rund 520 MW auf 1520 MW erhöht.

Das Projektgebiet befindet sich in einem abgelegenen und schwer zugänglichen Gebiet zuhinterst in den Glarner Alpen zwischen dem Muttsee auf rund 2500 m ü.M. und dem bestehenden Limmernsee mit Stauziel auf 1857 m ü.M. Das neue Pumpspeicherkraftwerk nutzt die Gefälldifferenz von 560 – 709 m (je nach Seeständen) zwischen dem Oberbecken Muttsee und dem Unterbecken Limmernsee. Triebwassersystem und Kraftwerkszentrale auf rund 1700 m ü.M. sowie deren Zugänge wurden



Bild 13: Anordnung des PSW Limmern zwischen dem Muttsee und dem Stausee Limmernboden.

weitgehend unterirdisch angeordnet. Zur Sicherstellung eines genügenden Umwälzvolumens des Pumpspeicherkraftwerks wurde der Inhalt des natürlichen Muttsees mit einer neuen Staumauer bei einem Stauziel von 2474 m ü.M. von 9 auf 23 Mio. m³ erhöht. Für eine Ausbauleistung von 1000 MW beträgt die Bemessungswassermenge im Turbinenbetrieb 188 m³/s, im Pumpbetrieb 160 m³/s.

Für die Bauarbeiten auf den Baustellen in einer Lage zwischen 800 und 2500 m ü.M. und fehlender Strassenerschliessung wurden vor Hauptbaubeginn zwei temporäre Schwerlastseilbahnen erstellt.

Staumauer Muttsee:

Aufgrund der sehr abgelegenen Lage, den schwierigen Zugangsverhältnissen in einer Höhenlage von knapp 2500 m ü.M. und den Umweltauflagen, die keinen Steinbruch zur Materialgewinnung im Sperrenbereich erlaubten, wurde das Volumen der Staumauer Muttsee auf das Notwendigste beschränkt. Die Ausbruchsmaterialien der unterirdischen Kavernenzentrale und deren Zugangsstollen wurden für den Staumauerbeton wiederverwendet und mit der Seilbahn zur Baustelle der Staumauer transportiert. Diese Randbedingungen führten von Beginn weg dazu, eine Gewichtsmauer aus Beton vorzuziehen.

Die Tragstruktur der neuen Staumauer Muttsee ist eine konventionelle Gewichtsmauer bestehend aus 68 unabhängigen und mehrheitlich 15 m langen Mauerblöcken. Die 1054 m lange Krone der Staumauer liegt auf einer Kote von 2476 m ü.M. und die maximale Höhe der Mauer über der Fundation beträgt 35 m. Der Querschnitt der Staumauer besteht aus einer vertikalen Wasserseite und einem mit 1:0,8 (V:H) geneigten luftseitigen Parament. Die maximale Breite im Fundationsbereich beträgt 27 m, die minimale Breite der Blöcke an der Krone beträgt 4 m. Lediglich im Bereich des rechten Widerlagers wurde die Kronenbreite der ersten vier Mauerblöcke wegen der sehr geringen Staumauerhöhe aus statischen Gründen auf 6 m Breite erhöht. Das gesamte Betonvolumen der Staumauer beträgt rund 250 000 m³.



Bild 14: Zentraler Mauerblock der Staumauer Muttsee während den Betonarbeiten/Fertiggestellte Staumauer Muttsee beim Erstaufstau.

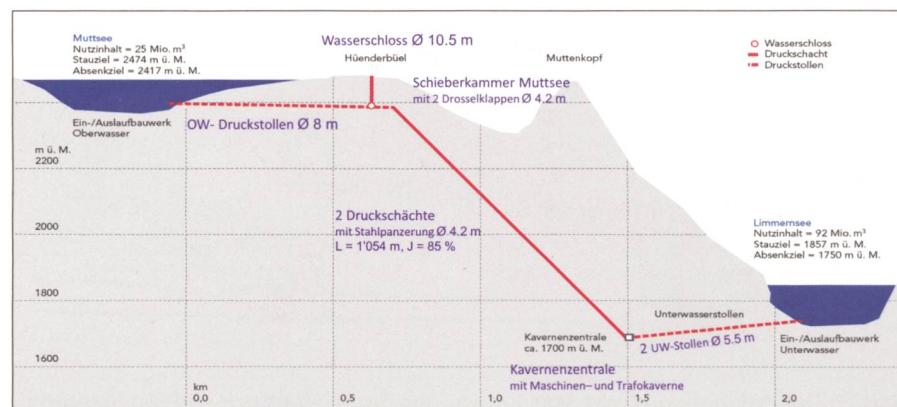


Bild 15: Längenprofil durch das Pumpspeicherwerk Limmern.

Die Hochwasserentlastung besteht aus fünf festen Mauerüberfällen mit einer Gesamtlänge von 72,6 m. Obwohl für das kleine direkte Einzugsgebiet der Staumauer Muttsee ein Bemessungshochwasser von 40 m³/s (HQ₁₀₀₀) genügen würde, wurde als ungünstigster Bemessungsfall das Überpumpen mit einer maximalen Pumpwassermenge von 160 m³/s als Dimensionierungsgröße gewählt.

Triebwassersystem:

Das vollständig unterirdische Triebwassersystem des PSW Limmern besteht aus dem Ein-/Auslaufbauwerk im Mutsee, dem rund 650 m langen Oberwasserdruckstollen, dem Wasserschloss, der Schieberkammer Mutsee, den zwei 1054 m langen Druckschächten, der Kavernenzentrale, den 2 rund 550 langen Unterwasserstollen und den 2 Ein-/Auslaufbauwerken im Limmernsee.

Der Oberwasserdruckstollen mit 8 m Innendurchmesser wurde im konventionellen Sprengvortrieb ab der Schieberkammer Mutsee ausgebrochen. Nach Abschluss der Ausbruchs- und Sicherungsarbeiten wurde im Druckstollen eine passiv vorgespannte Betonverkleidung eingebaut. Der Ringspalt zwischen dem kreisförmigen 50 cm starken Betoninnenring und dem mit Spritzbeton regelmäßig verkleideten Felsen wurde dabei vor der Erstfüllung mittels Zementinjektionen von 10 bis 15 bar Druck ausinjiziert. Die nicht armierte Betonverkleidung wurde damit auf die zukünftige Innendruckbelastung vorgespannt.

Die beiden anschliessenden über 1 km langen und 85 Prozent geneigten Druckschächte wurden aus einer Startkaverne neben der Kavernenzentrale mit einer Schrägschacht-Tunnelbohrmaschine von 5,20 m Durchmesser nacheinander ausgebrochen. Die mehrheitlich im stabilen Kieselkalk ausgebrochenen Schrägschächte mussten beide eine rund 18 m lange Störzone (Karsthöhle), den sogenannten Mörtalbruch durchqueren. Die Durchörterung des

Mörtalbruches bedingte einen mehrmonatigen Vortriebsunterbruch und umfangreiche Sicherungsmassnahmen mittels Rohrschirm, Stahleinbau und Hinterfüllung mit Spritzbeton. In die fertig ausgebrochenen Schrägschächte wurde als definitive Verkleidung eine Stahlpanzerung mit 4,20 m Innendurchmesser und Wandstärken von 25 bis 63 mm eingebaut. Der Zwischenraum zwischen dem TBM-Ausbruch und den Panzerrohren wurde mit Beton und anschliessenden Ringspaltinjektionen verfüllt.

Kavernenzentrale mit Erschliessung:

Die Kavernenzentrale auf rund 1700 m ü.M. befindet sich rund 100 m unter dem mittleren Stauspiegel des Limmernsees (Sicherung eines genügenden Pumpenvorlaufdrucks). Der Bau der vollständig unter Tag angeordneten Anlagen erfolgte ab dem bestehenden Zugangsstollen zur Staumauer Limmernboden, welcher mit einer 25-t-Bauseilbahn ab Tierfehd bis Kalktrittli erschlossen war.

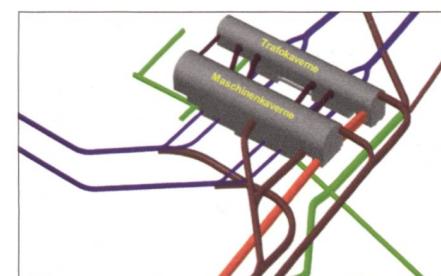


Bild 16: 3D-Darstellung der Kavernenzentrale mit den beiden Hauptkavernen (grau), wasserführende Stollen (blau), Sondier- und Erschliessungsstollen (grün), Hauptzugangsstollen (orange) und den Kavernenererschliessungsstollen (braun).

Die Kavernenzentrale besteht aus einer grossen Maschinenkaverne (LxBxH=150x31x53 m) mit den vier Maschinengruppen und einer parallelen Trafokaverne (LxBxH=130x20x25 m) mit den elektrischen Einrichtungen des Pumpspeicherwerks. Rund

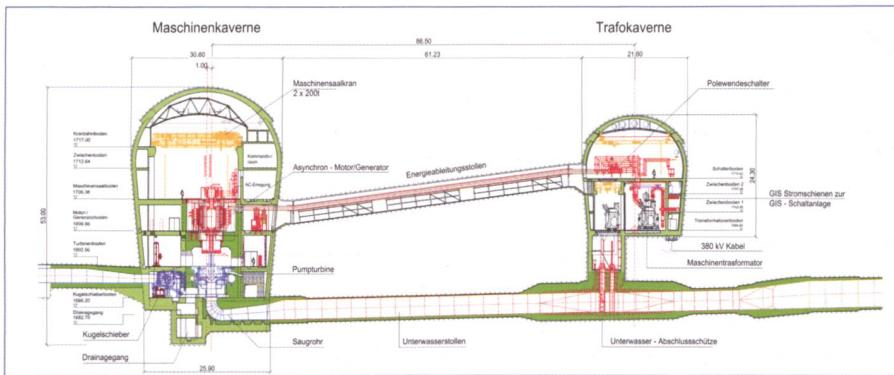


Bild 17: Querschnitt durch die Maschinen- und Trafokaverne des PSW Limmern.

um die beiden Hauptkavernen wurde eine Vielzahl von Untergangsbauten mit Leitungsstollen, Kabel- und Lüftungsstollen, Erschließungsstollen für den Bau, Installationskavernen für die Betonanlage und den Ausbruch der Druckschächte erstellt. Das gesamte Ausbruchsvolumen der Kavernenzentrale beträgt rund 244 000 m³.

In der Maschinenkaverne sind die vier Pumpenturbinen mit Motor/Generator von je 250 MW Leistung, die oberwasserseitigen Abschlussorgane, die mechanischen und elektrischen Hilfsbetriebe sowie die Kommandoanlagen und Betriebsräume angeordnet. Je vier Unterwasser- und Energieableitstollen sowie zwei Zugangs- und Fluchtstollen an beiden Kavernenenden verbinden die Maschinen- mit der Trafokaverne (Bild 17 und 18).

Die Maschinentransformatoren, Generatorenleistungsschalter, Polwendeschalter und die 380 kV-GIS-Schaltanlage sind die elektrischen Hauptkomponenten der Trafokaverne. In der GIS-Schaltanlage startet die Energieableitung mit zwei unabhängigen 380 kV-Kabelsträngen durch den Hauptzugangstollen bis zum Unterwerk Tierfehd. Unter dem Boden der Trafokaverne sind in zwei separaten Schächten die Unterwasserschützen für den unterwasserseitigen Abschluss der beiden Unterwasserstollen gegen den Limmernsee eingebaut. Die Unterwasserschützen pro Maschinengruppe bestehen aus je einer Rollschütze als Betriebsorgan und einer Gleitschütze als Revisionsorgan.



Bild 18: Fertiggestellte Maschinenkaverne während IBS.



Bild 21: Erhöhung der Staumauer Vieux Émosson (PSW Nant de Drance).

3.4 Nant de Drance

Das neuste Grossprojekt ist das Pumpspeicherwerk Nant de Drance, das vor kurzem in Betrieb genommen wurde. Das Projekt Nant de Drance (der Name stammt von dem Bach, der die beiden bestehenden Stauseen miteinander verbindet) umfasst ein unterirdisches Pumpspeicherwerk, das sich zwischen den beiden Stauseen Vieux Émosson und Émosson befindet. Das Kraftwerk ist für die Stromerzeugung während der Spitzenlastzeiten konzipiert, indem Wasser aus dem oberen See in den unteren See turbiniert wird.

Das Wasser wird wieder in den Obersee gepumpt, wenn der Strombedarf geringer ist. Mit einer installierten Leistung von 900 MW produziert das Kraftwerk Nant de Drance jährlich etwa 2500 GWh Spitzenenergie. Die Bauarbeiten begannen im Dezember 2008 und die letzte Etappe der Inbetriebnahme wurde Ende 2022 abgeschlossen. Die Hauptmerkmale der Anlage sind in Bild 19 und 20 dargestellt.

Im Folgenden werden einige Hauptmerkmale und besondere Aspekte des Projekts aufgeführt:

- Die Kavernenzentrale ist mit 6 umkehrbaren Francis-Pumpturbinen mit einer Kapazität von je 150 MW ausgestattet.
- Der Wasserkreislauf ist doppelt ausgelegt, um jeweils drei Turbinen zu versorgen. Dies erhöht deutlich die Flexibilität der Anlage während des Betriebs und bei Wartungsarbeiten.
- Jeder Druckschacht ist mit Stahlbeton ausgekleidet, hat einen Innendurchmesser von 7 m und ist 425 m hoch.
- Der Betriebsdurchfluss liegt bei etwa 360 m³/s.
- Mit dem Bau des Kraftwerks wurde die direkte Nutzung des Wassers aus dem oberen Stausee Vieux Émosson ermöglicht. Denn dieser Stausee diente ursprünglich lediglich der Speicherung von überschüssigem Wasser, das im Herbst durch den Grundablass in den Stausee

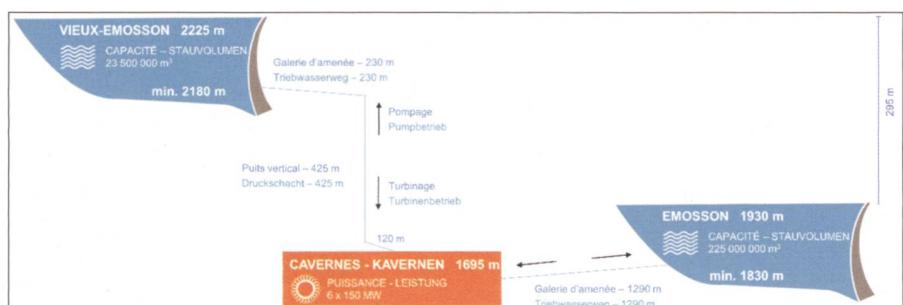


Bild 19: Synoptisches Schema des Pumpspeicherwerks Nant de Drance.

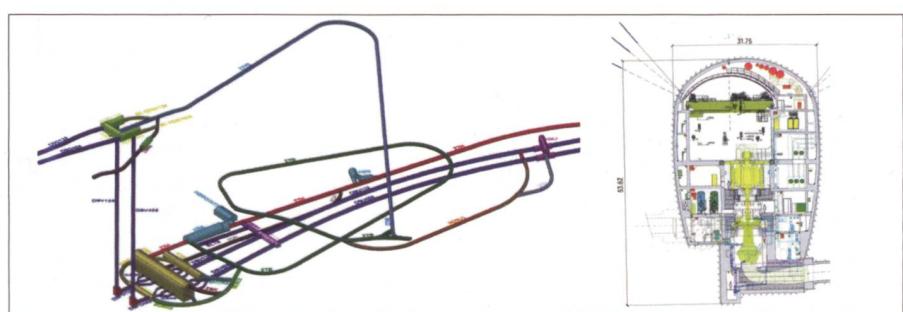


Bild 20: 3D-Layout aller unterirdischen Anlagen von Nant de Drance.

Émosson (bzw. vor dem Bau der Staumauer Émosson in den Stausee Barberine) entlastet wurde, ohne auf dieser Strecke genutzt zu werden. Dies stellte einen erheblichen Energieverlust dar.

Vor den Erhöhungsarbeiten war die bestehende Staumauer Vieux-Émosson eine Bogen-Gewichtsstaumauer mit einer Gesamthöhe von 45 m. Durch die Erhöhung um etwa 30 m (Gesamthöhe 76,5 m) konnte die nutzbare Kapazität auf etwa 23 Mio. m³ verdoppelt werden (Bild 21).

3.5 Ritom

Das Kraftwerk Ritom der Schweizerischen Bundesbahnen AG (SBB) nutzt seit 1920 die rund 830 m hohe Gefällstufe zwischen dem Ritomsee und der Wasserkraftwerkszentrale Piotta. Neben den natürlichen Zuflüssen zum Stausee werden die Abflüsse aus dem Unteralptal (Kt. Uri), Val Canaria und Val Cadlimo gefasst und mit Zulaufstollen dem Ritomsee zugeführt. Im heutigen mehrheitlich oberirdisch angeordneten und über 100 Jahre alten Kraftwerk sind vier horizontale Pelonturbinen mit Einphasen-Synchrongeneratoren und einer Produktionsleistung von rund 40 MW für die Bahnstromerzeugung installiert.

Nach einer längeren Studien- und Projektphase wurde im März 2015 vom Grossen Rat des Kantons Tessin der Ritom SA (Partnerwerk, 75 Prozent SBB und 25 Prozent Kanton Tessin, vertreten durch AET) die Konzession für eine Leistungssteigerung des neuen Kraftwerks Ritom mit gleichzeitiger Produktionserhöhung durch einen Pumpspeicherbetrieb mit Wasser aus dem Ticino erteilt. Das zusätzliche Wasservolu-

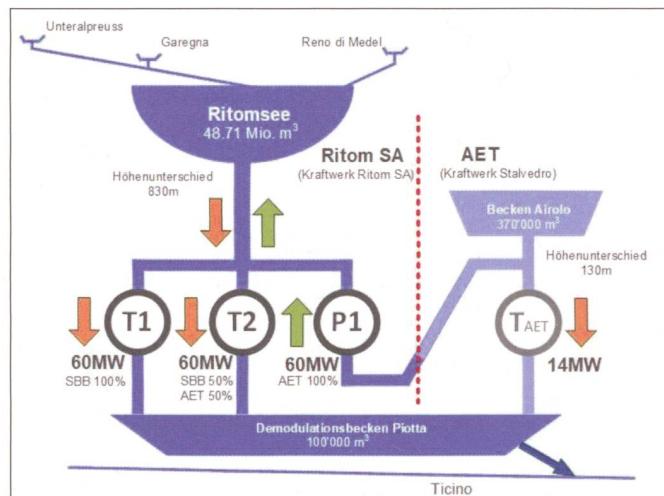


Bild 22:
Vereinfachtes
hydraulisches
Anlagenschema
der Erneuerung
KW Ritom mit
Integration KW
Stalvedro.

men soll ab dem Ausgleichsbecken Airolo über das bestehende Triebwassersystem des KW Stalvedro (AET) mit einer Speicherpumpe im neuen Kraftwerk durch den neuen Druckschacht in den Ritomsee gefördert werden (Bild 22).

Die Erneuerung des Kraftwerks Ritom umfasst folgende Anlageteile:

- Einlaufbauwerk im Ritomsee
- Druckstollen Piora ($L = 160$ m) zwischen Einlaufbauwerk und Apparatekammer Piora
- Apparatekammer Piora mit vertikalem Zugangsschacht
- Druckschacht zwischen der Apparatekammer Piora und der Zentrale Ritom SA (Schrägschacht $L = 1,39$ km, Flachstrecke $L = 0,75$ km)
- Zentrale Ritom SA mit zwei Pelonturbinen à 60 MW Leistung (16,7 Hz und 50 Hz) und einer Speicherpumpe von 60 MW Leistung (50Hz)
- UW-Ausgleichsbecken Piotta ($V = 100 000$ m³) am Auslauf der Kraftwerke Ritom SA und Stalvedro zur Schwall-/ Sunkdämpfung im Unterlauf des Ticino
- Schaltanlage 50 kV/50 Hz für die Netzanbindung der 50 Hz Turbinengruppe und Speicherpumpengruppe
- Frequenzumrichter 40 MVA zwischen 50 kV/50 Hz Netz AET und 132 KV/16.7 Hz Bahnstromnetz SBB
- Ökologische Begleitmassnahmen

Die Bauarbeiten am Kraftwerk Ritom dauern rund 6 Jahre und die Inbetriebnahme des neuen Kraftwerks ist im Laufe des Jahres 2025 geplant.

Das neue leistungsfähigere Triebwassersystem (Bild 23) mit Druckschacht, horizontalen Druckstollen und den Verteilertunnen vor der Zentrale ist über die ganze Länge unterirdisch angeordnet und mit ei-

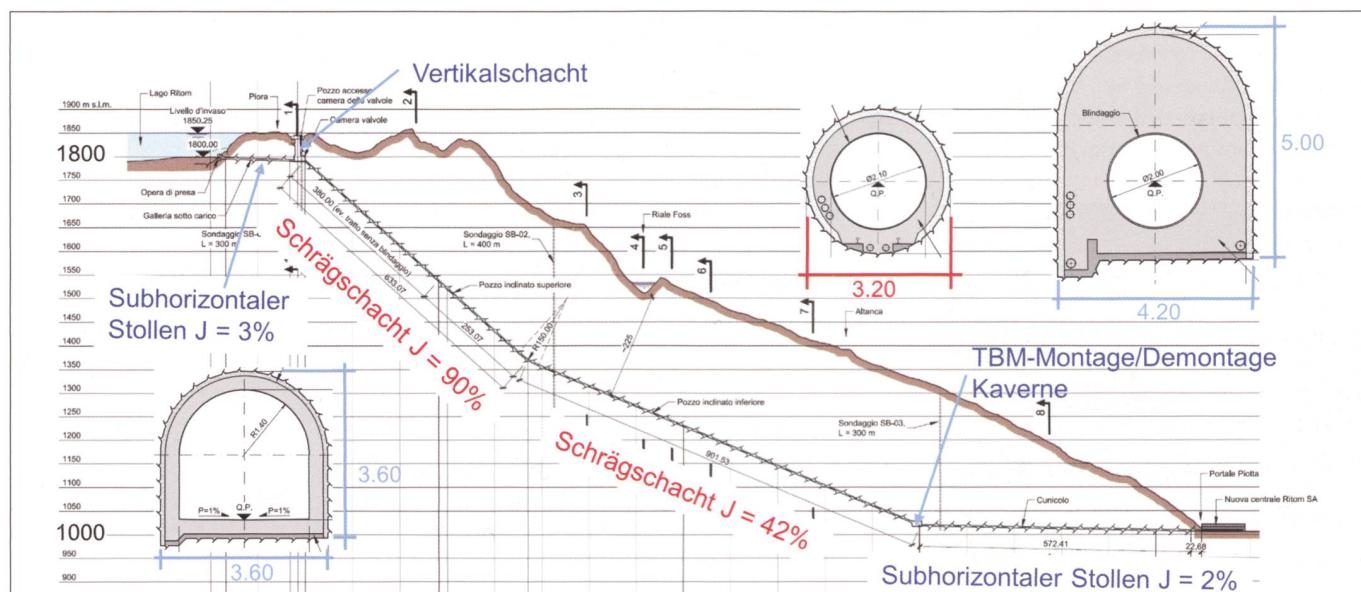


Bild 23: Längs- und Querschnitte Triebwassersystem KW Ritom mit Druckstollen, Druckschacht ($J = 90/42$ Prozent), Horizontalstollen ($J = 2$ Prozent) und Zentrale.

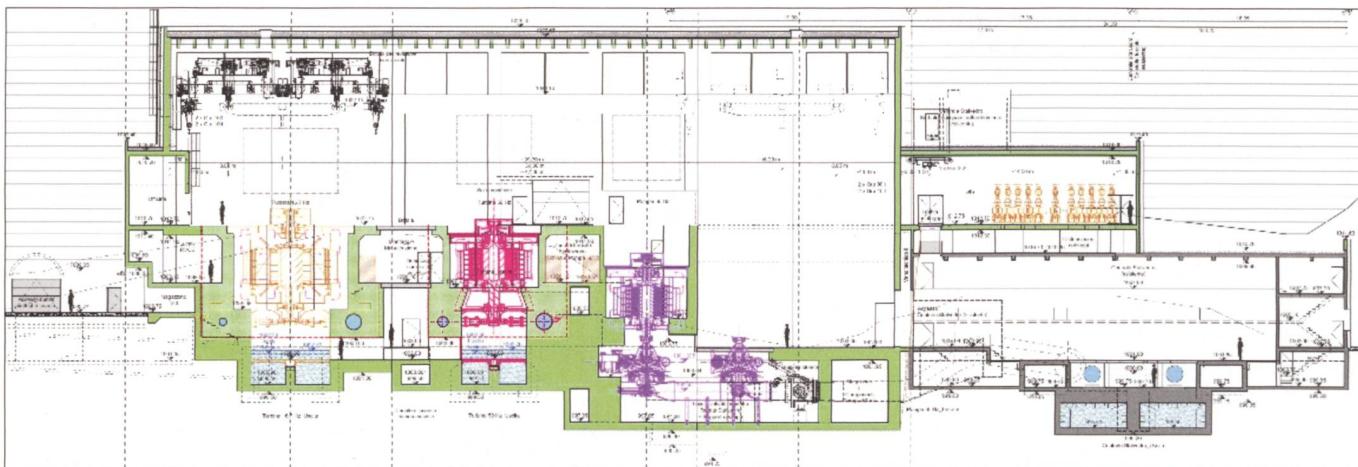


Bild 24: Längsschnitt der neuen Zentrale Ritom SA mit den drei vertikalen Maschinengruppen und der integrierten bestehenden Zentrale KW Stalvedro.

ner Stahlpanzerung von 2,10/2,00 m Durchmesser ausgekleidet. Der Horizontalstollen wurde im Sprengvortrieb und der Schrägschacht mit einer Schacht-Tunnelbohrmaschine von 3,20 m Durchmesser aufgefahrt (Bild 25). Grosse Wassereintritte unter hohem Druck im Horizontalstollen erschweren die Ausbrucharbeiten und bedingen umfangreiche Abdichtungs injektionen vor dem weiteren Ausbruch. Seit dem Frühjahr 2022 sind die Ausbrucharbeiten abgeschlossen und derzeit laufen die Montagearbeiten der Panzerungen mit der nachfolgenden Einbetonierung der Stahlrohre.

Die neue freistehende Zentrale Ritom SA liegt zwischen den bestehenden Zentralen Ritom SBB und Stalvedro und wird direkt an die Zentrale Stalvedro angebaut. Der Rohbau der Zentrale ist weitgehend abgeschlossen; derzeit ist die Hauptmontage der drei Maschinengruppen im Gang (Bild 24).

Die Zentrale bietet Platz für drei neue vertikale Maschinengruppen: Gruppe 1 mit der Pelonturbine 16,7 Hz, 60 MW für die direkte Bahnstromerzeugung, Gruppe 2 mit der Pelonturbine 50 Hz, 60 MW für die

Drehstromerzeugung und Gruppe 3 mit der mehrstufigen Speicherpumpe, 60 MW zur Förderung von Wasser vom Ticino in den Ritomsee. Weiter sind im Zentralengebäude die Abschlussorgane (Kugelschieber) der drei Maschinengruppen, die Maschinen transformatoren 16,7 und 50 Hz sowie die mechanischen und elektrischen Hilfs betriebe und Steuerungen untergebracht.

4. Ausblick in die Zukunft

Dank der vergangenen und jüngsten Entwicklung von Pumpspeichersystemen ist die Schweiz nun eines der weltweit führenden Länder in diesem Bereich, was die Planung, das Design, das Management der Lieferketten, die Ausführung, die Inbetriebnahme und schliesslich den Betrieb und die Integration in einen sich ständig verändernden Strommarkt betrifft. Wenn man bedenkt, dass die Welt gerade erst beginnt, solche Projekte zu planen (aber noch nicht auszuführen), hat die Schweiz in diesem Bereich viel Fachwissen, das es zu nutzen gilt. Es wird auch angenommen, dass es noch erhebliche ungenutzte Kapazitäten gibt, um grosse Pumpspeicherprojekte in der Schweiz umzusetzen, die den kantonalen Bedürfnissen, dem Schweizerischen Hochspannungsnetz, aber auch dem wachsenden europäischen Markt gerecht werden. Obwohl die Schweizer Akteure ermutigt werden, sich im Ausland umzusehen, um dieses spezifische Fachwissen zu exportieren, sollten wir nicht vergessen, in unserem Land die Möglichkeiten weiterer Pumpspeicherung zu nutzen und damit weiterhin einen entscheidenden Beitrag an die Stabilisierung des europäischen Strommarktes zu leisten. Dazu müssen aber auch die politischen Randbedingungen geschaffen werden, dass die Schweiz diesen wichtigen Beitrag der kurzfristigen Energiespei-

cherung und Produktion in Spitzenzeiten für Europa auch leisten kann. Tatsächlich kann die finanzielle Machbarkeit mehrerer wichtiger Projekte mit relativ grosser installierter Kapazität noch weiter untersucht werden (z. B. PSW Grimsel III im Berner Oberland und PSW Lago Bianco in Graubünden (Konzession vorhanden)). Darüber hinaus gibt es noch ein beträchtliches ungenutztes Potenzial an neuen Pumpspeicherkraftwerken zwischen bestehenden Stauseen, die in Anbetracht des überblickbaren Investitionsbedarfs pro installiertem MW interessant sein könnten. Die weiter vom Bund angestrebte Erhöhung der Winterstromproduktion durch Vergrösserung von Stauseen in den Alpen kann in Kombination mit neuen Pumpspeicherkapazitäten energiewirtschaftlich interessant sein.

Autoren:

Urs Müller, IM Maggia Engineering AG, Locarno (CH)
Sélim Michel Sayah, Lombardi Engineering AG, Giubiasco-Bellinzona (CH)



Bild 25: TBM-Montagekaverne mit montierter Tunnelbohrmaschine vor dem Ausbruch des Schrägschachtes.