

# Pompage-turbinage en Suisse - Perspectives au-delà de 2000

Publication présentée à Hydropower into the next century, septembre 1997

**Dr Thierry Jacob**

Stucky SA  
Case postale  
1020 Renens  
Suisse

## Résumé

L'accumulation hydraulique est la solution la plus attrayante pour la modulation de puissance d'un réseau électrique. Quand la capacité naturelle d'accumulation est limitée, le pompage-turbinage peut valoriser le cycle de modulation.

La Suisse a une longue tradition de production hydroélectrique. Des usines de pompage-turbinage des années 1920 sont encore en service. Avec l'ouverture du marché électrique national à la Communauté Européenne, l'évaluation économique de nouveaux projets deviendra plus favorable au pompage-turbinage à l'échelle du continent.

Cet article propose une description générale du pompage-turbinage en Suisse et une discussion de développements futurs, en termes de stratégie de gestion du réseau électrique et en termes de progrès technique dans la conception des pompes-turbines.

La base documentaire inclut les dernières statistiques nationales, les derniers rapports d'exploitation, les buts stratégiques de compagnies électriques privées et du Gouvernement Fédéral ainsi que les revues de développement de laboratoires et de constructeurs de turbomachines hydrauliques.

Le texte original en anglais est disponible auprès de l'auteur.

## 1. Généralités

### 1.1 Pompage d'accumulation hydraulique

La demande publique de puissance électrique varie avec le rythme des activités humaines. Typiquement en hiver, le réseau Suisse absorbe 6 GW la nuit et 7.5 GW le jour. En été, cela devient 4.5 GW la nuit et 7 GW le jour. En fin de semaine, la demande de puissance est réduite de 20 % [15].

Il peut être difficile pour les usines de production électrique de s'adapter à ces variations de la demande. Pour des raisons techniques, il est préférable pour des centrales nucléaires de fonctionner à une puissance aussi constante que possible sur une base saisonnière. Les usines hydroélectriques au fil de l'eau n'ont qu'une faible capacité de modulation en heures de pointe et produisent la plus grande partie de leur énergie en été, quand la demande est plus faible.

Les usines hydroélectriques à accumulation réalisent le plus gros de la modulation journalière et hebdomadaire de puissance. De grands lacs artificiels dans les Alpes, à des altitudes de 1'500 à 2'000 m, accumulent l'eau de fonte des neiges et des glaciers et la restituent à des usines hydroélectriques aux heures de pointe.

L'accumulation par pompage [1, 10] est envisagée quand l'apport naturel d'eau aux lacs d'accumulation est insuffisant. L'eau est pompée d'un bassin aval dans les périodes de faible demande de puissance et lâchée dans les turbines aux heures de pointe. Dans ce processus, de nombreuses pertes doivent être prises en compte et entraînent un rendement global de l'ordre de 70% :

- Transformateur, moteur et pompe rendement 0.88
- Pertes de charge hydrauliques en mode pompage 0.97
- Fuites, évaporation et autres pertes des réservoirs et galeries 0.96
- Pertes de charge hydrauliques en mode turbine 0.97 aussi pour turbinage simple
- Turbine, alternateur et transformateur 0.88 aussi pour turbinage simple
- Rendement global du cycle de pompage-turbinage 0.70

Malgré ces pertes, l'accumulation hydraulique par pompage est la seule solution pratique pour le stockage de grandes quantités d'énergie. Les alternatives comme les systèmes d'accumulateurs à vapeur, à air comprimé, à effet électromagnétique ou électrochimique [10] ne conviennent pas pour le stockage à grande échelle. La suisse a aussi des avantages géographiques pour le développement d'installations de pompage turbinage :

- Topographie alpine avec montagnes abruptes, donnant des rapports chute / longueur de conduits élevés, favorables du point de vue des pertes charge hydrauliques ;

Bonnes conditions géologiques, rocher relativement étanche réduisant les fuites.

Insertion dans le réseau interconnecté Européen avec dominance de puissance thermique.

## 1.2 Modulation de puissance journalière et saisonnière

La figure 1 montre des courbes typiques de production de puissance pour un jour de semaine en hiver. La production complètement modulable des installations à accumulation est séparée de celle des installations thermiques et au fil de l'eau. La modulation journalière des installations thermiques et au fil de l'eau pour 1970 et 1982 n'était pas disponible. Seules les valeurs moyennes sont indiquées. La puissance restituée du pompage-turbinage n'est pas séparée de celle produite par le turbinage d'accumulations naturelles. De 1970 à 1982 [document Grande Dixence], la consommation d'énergie a augmenté de 2'700 GWh à 4'000 GWh. Cette augmentation porte principalement sur la puissance de ruban, constante sur la journée. La modulation journalière est très peu changée. 1995 est différente [15] : l'optimisation de la gestion du réseau électrique par des échanges internationaux d'énergie entraîne une plus grande modulation de la puissance des installations à accumulation hydraulique.

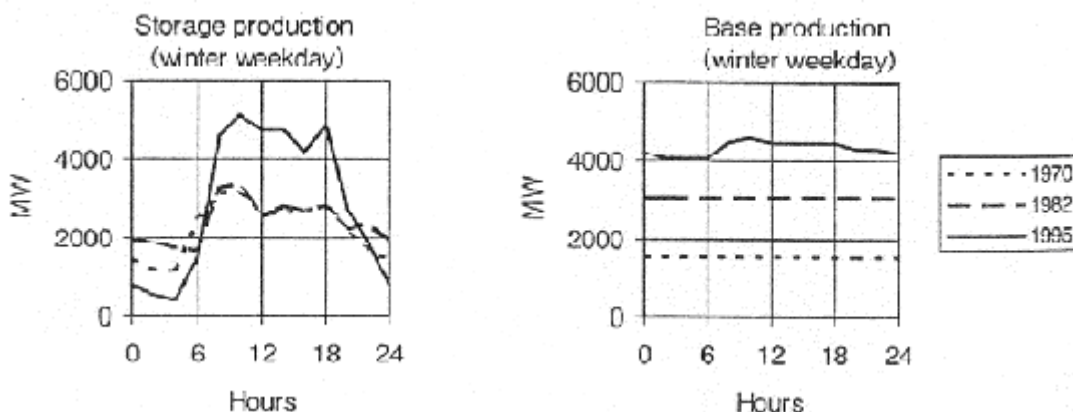


Figure 1 : Modulation journalière de la production de puissance électrique le 3<sup>ème</sup> mercredi de décembre

La figure 2 montre des courbes typiques de production et de demande de puissance pour un jour de semaine en hiver et en été 1995 [15]. De la puissance est exportée quand la production dépasse la demande nationale. Le bilan énergétique est positif dans les deux cas. En hiver, le réseau suisse absorbe la puissance excédentaire des centrales nucléaires françaises dans les heures creuses et fournit de la puissance au réseau européen dans les heures de pointe. A l'échelle continentale, la Suisse fonctionne comme un grand système d'accumulation journalière bien qu'il n'y ait pratiquement pas de pompage en hiver.

En été, la situation est différente. Il n'y a pas d'importation d'électricité. Les installations thermiques sont arrêtées ou fonctionnent à puissance réduite. Les installations au fil de l'eau délivre la plus grande partie de la puissance de ruban. Les installation à accumulation dont la capacité ne permet pas l'accumulation saisonnière réalisent la modulation de puissance. De la puissance électrique est exportée toute la journée. Les installations d'accumulation par pompage fonctionnent la nuit quand la demande de puissance du réseau européen est basse.

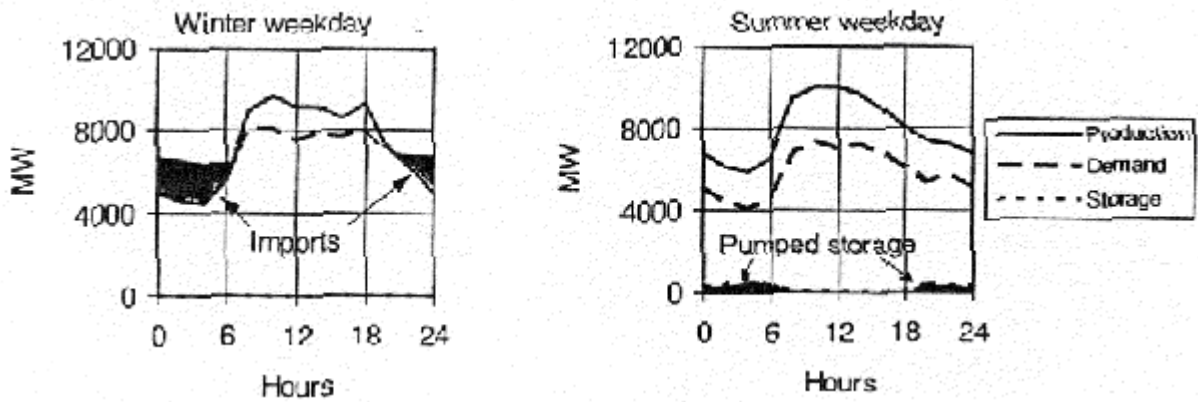


Figure 2 : Modulation journalière de la demande de puissance électrique les 3<sup>ème</sup> mercredis de décembre et juin 1995

### 1.3 Contexte suisse pour le pompage-turbinage

Les tables 1, 2 et 3 sont basées sur les statistiques suisses de l'électricité pour 1995 [15]. Avec 60'400 GWh, l'énergie électrique comptait pour 21.5 % de la consommation électrique totale. L'énergie absorbée par pompage d'accumulation est comptée séparément des autres catégories de consommation, mais l'énergie ainsi accumulée et restituée par turbinage est totalisée avec l'énergie produite à partir d'accumulation maturairelle.

La table 1 montre la puissance typique sur le réseau en tenant compte des modulations journalière et saisonnière. La table 2 montre que 32% de l'énergie électrique était produite par des installations à accumulation hydraulique. La puissance moyenne en ruban des installations thermiques et au fil de l'eau ne dépasse pas la demande moyenne. Les fluctuations de la production hydroélectrique peuvent entraîner des périodes de déficit temporaire. L'énergie restituée des accumulations par pompage représente moins de 2% de la production totale d'énergie électrique. La table 3 montre les variations journalières et saisonnières des importations et des exportations d'énergie électrique. Schématiquement, de la puissance d'heures creuses est importée des centrales nucléaires françaises et de la puissance d'heures de pointe est exportée vers l'Italie. Les importations n'excèdent les exportations que dans les heures creuses en hiver.

Le Peuple a voté en 1990 un moratoire de 10 ans sur la construction de centrales nucléaires, mais a choisi de conserver en exploitation les centrales existantes. Pour assurer la fourniture d'énergie de base, de l'énergie est importée de France. La puissance importée aux heures creuses équivaut à celle de deux centrales nucléaires moyennes. Un concept national d'énergie, Energie 2000, a été élaboré pour promouvoir les économies d'énergie et l'exploitation d'énergies renouvelables. 1'418 MW de puissance hydrauliques sont en construction en 1997 pour une production annuelle future de 621 GWh. 4'250 MW sont prévus pour les 30 années suivantes pour une production annuelle de 3'630 GWh. Le productible hydroélectrique économiquement réalisable évalué en 1987 est 37'000 GWh par an [12], mais l'opposition aux nouveaux projets hydroélectriques sur la base de la préservation de l'environnement devient forte.

GW	95	Heures de pointe (06:00 à 22:00)		Heures creuses (22:00 à 06:00)	
		Demande	Production	Demande	Production
Hiver	Oct-Avr	7.5	9.5	6	4.5
Eté	Mai-Sep	7	10.5	4.5	6

Table 1 : Variations journalières et saisonnières de demande et de production sur le réseau suisse

Production électrique suisse, 1995	GWh	% total
Centrales nucléaires	23'500	39
Thermique fossile (fuel lourd)	1'300	2
Hydroélectrique au fil de l'eau	16'200	27
Hydroélectrique d'accumulation	19'400	32
Bilan export – import d'énergie électrique	7'300	12
Energie absorbée par pompage d'accumulation	1'500	2.5
Energie restituée du pompage d'accumulation	1'100	(approx.) 1.8

Table 2 : Production d'énergie électrique en Suisse, exportation et accumulation par pompage, arrondi à 100 GWh

Le bilan positif des exportations d'énergie ne durera pas. La demande d'énergie électrique croît à nouveau après la récession de 1991 – 1994. Il est prévu que l'indice d'auto-approvisionnement tombe de 8.5% sur les dix prochaines années [9]. De plus, le début du 21<sup>ème</sup> siècle sera marqué par la mise hors service des centrales nucléaires de Beznau (750 MW, prévue pour 2012) et Mühleberg (320 M W, prévue pour 2013).

Les compagnies d'électricité suisses se concentrent sur la production de puissance électrique d'heures de pointe, à haute valeur [4, 8]. Pour le moment, l'accumulation par pompage a un rôle marginal mais pas négligeable dans la valorisation de l'énergie électrique d'heures creuses en été.

#### 1.4 Installations d'accumulation par pompage en Suisse

Vingt installations de pompage-turbinage sont en exploitation, voir table 4, pour une puissance totale de 1'768 MW en mode pompage. Ces chiffres ne couvrent que les systèmes où la chute brute est la même en modes pompage et turbinage. Ils n'incluent pas les installations d'accumulation saisonnière qui pompe une partie de leurs apports d'une vallée d'altitude à une autre. Le complexe de Grande Dixence, par exemple, a consommé 315 GWh pour le pompage d'accumulation en 1995 [8], c'est à dire 20% de l'énergie totale accumulée par pompage [15], mais il n'est pas officiellement répertorié comme pompage-turbinage! La table 5 donne la liste des installations d'accumulation avec pompage auxiliaire.

La figure 3 montre que toutes les installations de pompage-turbinage sont situées dans la région alpine; la plupart sur le cours supérieur du Rhône, du Rhin, de l'Aar et de la Maggia.

GWh	Heures de pointe			Heures creuses			Global		
	Export	Import	Bilan	Export	Import	Bilan	Export	Import	Bilan
1995									
Hiver	11'900	9'600	2'300	6'200	7'600	-1'400	18'100	17'200	900
Eté	11'600	7'000	4'600	6'500	4700	1'800	18'100	11'700	6'400
Année	23'500	16'600	6'900	12'700	12'300	400	36'200	28'900	7'300

Table 3 : Exportation et importation d'énergie électrique en Suisse, chiffres arrondis à 100 GWh

La figure 4 montre la relation entre la puissance et la chute en mode pompage pour les installations de pompage-turbinage en Suisse [12]. La superposition de la courbe typique de coût d'investissement transposée de [5, 10] montre que les plus petits coûts spécifiques se trouvent dans la gamme de chute de 400 à 900 m. Treize des installations suisses sont dans cette plage favorable et représentent 95% de la puissance totale en mode pompage.

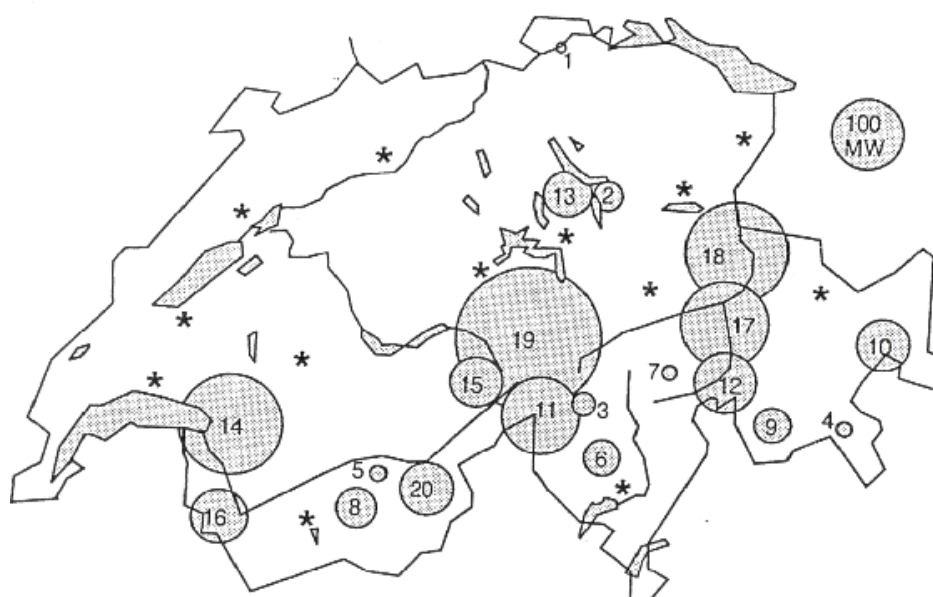


Figure 3 : Installations de pompage-turbinage en Suisse. L'aire des cercles représente la puissance installée en mode pompage (données de [5, 12]), les numéros renvoient à la table 4. Les étoiles indiquent les sites potentiels de pompage-turbinage [5].

Installations de pompage-turbinage en Suisse, par année de mise en service									
Puissance totale en mode pompage 1768 MW									
N°	Installation	Année	H, m	P, MW	N°	Installation	Année	H, m	P, MW
1	Schaffhausen	1909	157	1	11	Robiei	1970	410	150
2	Rempen	1925	246	15	12	Ferrera	1971	499	82
3	Tremorgio	1926	920	10	13	Aftendorf	1972	485	53
4	Palü	1941	300	3	14	Hongrin	1972	883	240
5	Oberems	1942	1007	5	15	Handeck III	1974	460	48
6	Peccia	1955	410	21	16	Châtelard	1977	390	70
7	Zervreila	1958	105	6	17	Mapragg	1977	483	161
8	Motec	1959	664	38	18	Sarganserland	1977	449	240
9	Lübbia	1967	730	28	19	Grimsel II	1979	450	490
10	Ova-Spin	1970	185	47	20	Zermeiggern	1987	445	60

Table 4 : Installations de pompage-turbinage en Suisse. Données de [5, 12]

Installations avec pompage auxiliaire en Suisse					Puissance totale en mode pompage 241 MW				
N°	Installation	Année	H, m	P, MW	N°	Installation	Année	H, m	P, MW
s1	Cleuson	1953	170	4	s4	Fuhren	1960	184	4
s2	Grimsel	1954	400	19	s5	Tierfehd	1964	542	34
s3	Murteira	1960	196	9	s6	Dixence	1966	300	171

Table 5 : Installations avec pompage auxiliaire en Suisse. Données de [5]

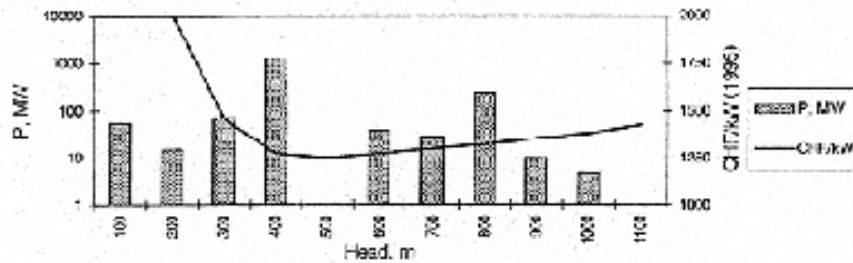


Figure 4 : Puissance en pompage et coût spécifique [5] des installations de pompage-turbinage en Suisse

En 1972, l'Office Fédéral de l'Economie des Eaux a produit une étude complète des installations d'accumulation par pompage réalisables en Suisse [5]. 273 sites techniquement faisables ont été examinés. Vingt six projets ont été retenus pour une étude préliminaire, avec des puissances en pompage entre 200 et 1'200 MW et typiquement 1'500 heures par an de fonctionnement en turbine. La puissance d'accumulation par pompage économiquement viable est 10'000 MW pour 324 GWh de capacité d'accumulation et 16'349 GWh restitués annuellement d'accumulation pompée.

Avec le choc pétrolier du milieu des années 70, les données pour l'évaluation économique ont changé. L'installation de pompage-turbinage de 240 MW Hongrin-Léman (Veytaux) est spécialement intéressante de ce point de vue. Le projet a démarré en 1963 et l'exploitation a commencé en 1970. L'installation comporte 4 groupes de turbines Pelton couplées à des pompes centrifuges à 5 étages, avec une chute brute de 878.2 m, 28.78 km de galeries et conduites d'adduction et un lac d'accumulation de 52 million m<sup>3</sup> [document Forces Motrices Hongrin-Léman S.A.]. L'apport naturel d'eau dans le lac d'accumulation représente 190 GWh par an. Le fonctionnement en pompage-turbinage était conçu comme un échange direct avec la centrale de 284 MW au fuel lourd de Chavalon, à proximité. L'énergie annuelle à restituer de l'accumulation pompée était prévue à 530 GWh. L'augmentation du prix du pétrole a bouleversé la prévision financière, mais l'installation de l'Hongrin-Léman s'est avérée profitable, même avec une réduction du service de pompage. En 1995, 218 GWh ont été pompés dans le lac de l'Hongrin [8].

Comme nous le discuterons ci-après, les changements à venir dans le marché suisse de l'électricité modifieront à nouveau les données économique, et cela en faveur du pompage-turbinage.

## 2. Perspectives

### 2.1 Tendances de la politique de l'électricité

Dans les prochaines années, le marché suisse de l'électricité changera avec la libéralisation du système électrique de la Communauté Européenne. De 1997 à 2003, il deviendra graduellement possible pour les grands consommateurs (plus de 9 GWh par an en 2003) d'acheter de la puissance n'importe où sur le réseau européen. Les entreprises électriques locales transporteront et livreront l'énergie, contre une rétribution équitable de l'utilisation de l'infrastructure de transmission [8].

Même si la Suisse n'est pas membre de la Communauté Européenne, elle est située au milieu du réseau interconnecté et ses échanges avec la France et l'Italie sont importants. Les échanges d'énergie vont certainement augmenter dans le futur. L'objectif de la politique Fédérale est de rejoindre le marché électrique européen d'ici 1999. (Note de mise à jour: la nouvelle base constitutionnelle a été rejetée en votation populaire. Le marché suisse de l'électricité est maintenant géré par ordonnances.

Pour entrer dans le marché européen avec les meilleures chances de succès, les entreprises d'électricité suisses se concentrent sur deux stratégies [4, 8]:

- Compléter et maintenir des lignes de transport à haute tension fiables et de grande capacité. Un bon exemple est la ligne 380 / 220 kV Galmiz-Verbois en construction. (Note de mise à jour: achevée.)
- Concentrer la production des installations hydroélectriques d'accumulation sur les périodes de plus forte demande. L'exemple le plus significatif est l'augmentation de puissance du complexe de Grande Dixence, voir 2.2.

L'Office Fédéral de l'Economie des Eaux a publié en 1996 un scénario de prospective [6] de fourniture électrique pour la première moitié du 21<sup>ème</sup> siècle, basée sur une augmentation de 55'000 à 65'000 GWh de la demande sur le réseau national. La production hydroélectrique a été supposée constante au niveau de 1992. Deux options ont été prises en compte pour la production d'énergie thermique:

- Production d'énergie thermique constante au niveau de 1992.
- Mise hors service graduelle des centrales nucléaires, suppression de l'énergie thermique pour la production d'électricité.

L'idée générale est d'importer de l'énergie aux heures creuses et en fin de semaine et d'équilibrer le bilan financier de ces importations en exportant de la puissance de pointe. Cela nécessiterait 1'700 MW (meilleur cas) à 4'500 MW (cas le plus défavorable) de pompage avec une capacité d'accumulation de 485 à 1'650 GWh. La plus grande importation de puissance atteindrait 6 à 8 GW dans les heures creuses.

Cinq nouvelles installations de pompage-turbinage sont actuellement envisagées [12]. Si toutes les cinq sont construites, la puissance supplémentaire en pompage pourrait atteindre 1'033 MW d'ici 2025. L'augmentation de puissance des installations existantes de pompage-turbinage et d'accumulation saisonnière pourrait nous amener au-delà des cas d'études pris en compte dans ce scénario, mais ne compenseraient pas la mise hors service des centrales nucléaires de Beznau et de Mühleberg.

Si les vieilles centrales nucléaires ne sont pas remplacées, la Suisse doit sérieusement envisager la construction de nouvelles installations d'accumulation par pompage.

Pour revenir à l'étude de 1972 discutée en 1.4, la puissance supplémentaire en pompage est réalisable, mais il faut encore accroître la capacité d'accumulation.

## 2.2 Optimisation et accroissement de la capacité d'accumulation

L'évolution vers une plus grande modulation de la production de puissance nécessite une augmentation de la puissance installée. L'énergie stockée dans les lacs de montagne doit être restituée au réseau électrique dans des plages de temps courtes. Trois projets d'installations de stockage saisonnier sont bien avancés, avec peu ou pas d'augmentation de la capacité d'accumulation:

- Le complexe de Grande Dixence avancera de 870 à 2'070 MW avec la nouvelle centrale de Bieudron, mise en service prévue en 1998. (Note de mise à jour: cette installation a subi en 2000 un accident important.)
- L'extension du complexe de Mauvoisin de 397 à 900 MW est en projet.
- Une augmentation de puissance du complexe Grimsel - Oberhasli est envisagée.

Le rehaussement de barrages peut, dans certains cas, être un moyen très intéressant d'augmenter la capacité de stockage saisonnier si la conduite et la chambre d'équilibre peuvent supporter la chute supplémentaire. Les travaux en cours sur le barrage et la chambre d'équilibre de Luzzzone relèveront le niveau du lac de 15 m et augmenteront le volume d'accumulation de 87 à 107 millions de m<sup>3</sup> sans modification de la centrale de 418 MW. Cela permettra de déplacer 60 GWh de production de l'été vers les mois d'hiver.

## 2.3. Amélioration des pompes-turbines avec des machines à vitesse variable

Toutes les pompes centrifuges peuvent fonctionner en turbines, avec un rendement en principe plus grand qu'en pompe. The problème est que l'énergie spécifique de meilleur rendement est plus grande en mode turbine qu'en mode pompe. Avec l'effet des pertes de charge dans la conduite et la galerie, la chute nette, au contraire, est plus petite en mode turbine qu'en mode pompe. Les pompes ont de très mauvaises performances hors de leur régime de tracé. La chute et le débit de projet déterminent donc le point de meilleur rendement (BEP) en pompe. Avec le décalage entre les BEPs en pompe et en turbine, le fonctionnement en turbine d'une pompe-turbine réversible peut être perfectible du point de vue du rendement.

Une solution traditionnelle à ce problème est l'emploi de machines hydrauliques distinctes avec vannes de branchement pour les modes pompe et turbine, mais cela augmente le coût et le volume de l'équipement d'usine. Diverses solutions innovatives ont été essayées pour combiner des roues de pompe et de turbine séparées dans une même bache spirale. Des machines Isogyre et Hone [10] ont été construites, mais elles ne conviennent pas pour les applications de grande puissance. Des pompes-turbines à plusieurs étages ont été construites avec étages commutables [10], mais cela à nouveau n'est pas très satisfaisant. De meilleurs résultats ont été obtenus avec des moteurs-alternateurs synchrones à deux vitesses par pôles commutables. Une machine électrique à deux vitesses coûte 1.3% de plus qu'une machine conventionnelle, avec une perte supplémentaire de 1.7% à la vitesse inférieure [14].

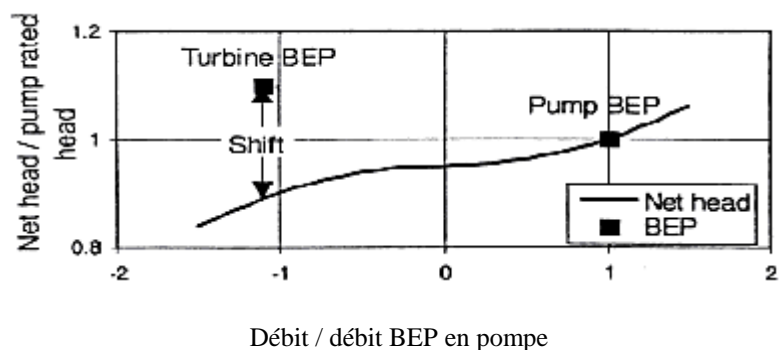
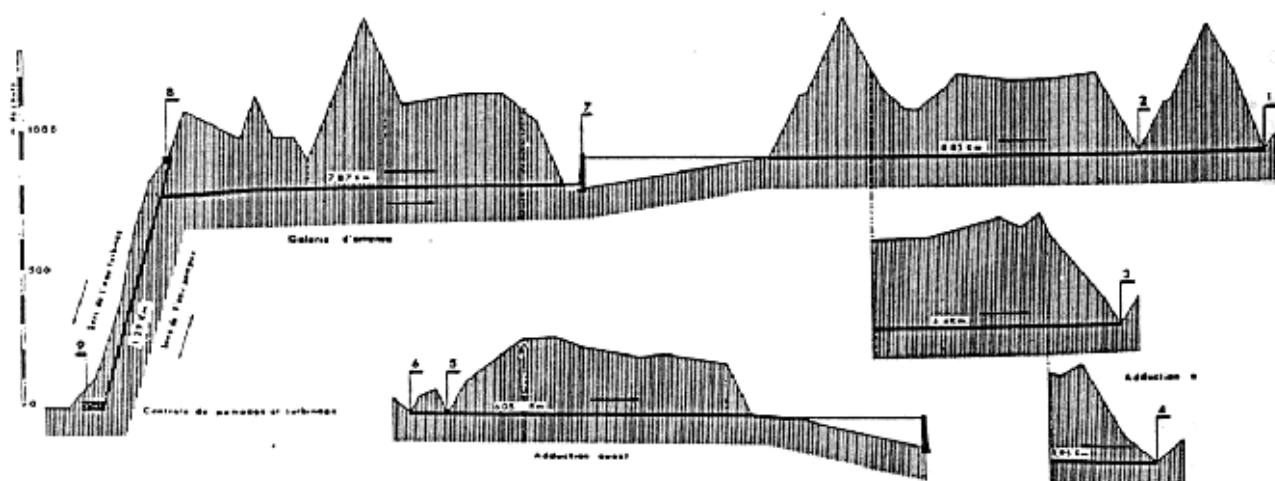


Figure 5 : Décalage des points de meilleur rendement (BEP) d'une pompe-turbine réversible en pompe et en turbine

Des développements importants ont été faits sur les grands moteurs-générateurs synchroones à vitesse variable [11]. Ce sont principalement des machines synchrones excitées à fréquence variable par un convertisseur statique. Deux pompes-turbines de 400 MW avec vitesse de rotation variable de 330 à 390 tours/min ont été mises en service à Ohkawachi, Japon, en 1993 [13]. En plus d'une solution au problème du décalage des points de meilleur rendement, la vitesse variable permet le réglage de puissance du réseau en mode pompe. Ceci n'a qu'un intérêt marginal dans le cas suisse, où des installations à faible capacité d'accumulation fonctionnent en permanence. D'autres avantages [1, 2] de la vitesse variable des pompes-turbines sont:

- Une meilleure stabilité de fonctionnement à débit réduit en mode pompe.
- Un démarrage plus facile en mode pompe.
- Une possibilité de réglage de puissance des pompes-turbines à plusieurs étages sans distributeur mobile pour la marche en turbine.

Une machine électrique à vitesse variable coûte 42 % de plus qu'une machine conventionnelle, avec une perte supplémentaire de 1.2 % [14]. Il est cependant probable que la technologie à vitesse variable devienne plus performante et moins coûteuse avec le temps.



- 1 - 6 Prises d'eau auxiliaires : 21.25 km de galeries, bassin versant 452 km<sup>2</sup>
- 7 Barrage de l'Hongrin : hauteur au couronnement 125 m, capacité 52 millions de m<sup>3</sup>, bassin versant 45.6 km<sup>2</sup>
- 8 Ouvrages d'adduction pour une chute brute de 878.2 m maximum, composée d'une galerie de 7.87 km, diamètre 4.0 m, de la chambre d'équilibre de Sonchaux et d'un puits blindé de 1.39 km, diamètre 2.9 m
- 9 Usine souterraine de Veytaux : 4 groupes à arbre horizontal, chacun composé d'une turbine Pelton de 60 MW à deux roués, d'un moteur - alternateur de 75 MVA et d'une pompe centrifuge de 60 MW à 5 étages avec pompe nourrice diagonale

Figure 6 : Exemple d'installation de pompage-turbinage (14 dans la figure 3) [Forces Motrices Hongrin - Léman]

## **2.4. Amélioration des pompes-turbines avec les techniques modernes de tracé d'aubage**

Les pompes-turbines réversibles étaient traditionnellement tracées comme des pompes et faisaient ce qu'elles pouvaient en mode turbine. Des compromis de tracés ont été introduits de manière empirique. Avec le développement de l'analyse numérique d'écoulement et du tracé de turbomachines assisté par ordinateur, la technologie des pompes-turbines s'est remarquablement améliorée. La notion du meilleur compromis entre fonctionnement en pompe et en turbine peut être optimisée et de plus grandes puissances sont atteintes pour les mêmes dimensions de machines [7, 16].

Le tracé assisté par ordinateur s'étend aussi à la conception mécanique d'éléments sensibles comme les aubes directrices et les avant-directrices qui ont été, pour certaines pompes-turbines, la cause d'accidents dus à l'interaction fluide – structure.

Les techniques futures de conception de turbomachines, en combinaison avec le fonctionnement à vitesse variable, résulteront en des rendements plus élevés, une meilleure stabilité de fonctionnement et moins de dégâts de cavitation [2].

La plupart des pompes-turbines suisses ont été construites sans ces techniques modernes. Leur réhabilitation améliorera les possibilités de pompage-turbinage en termes d'énergie accumulable, de fiabilité de machines et de restrictions de fonctionnement. Ces améliorations seront obtenues sans modifications des lacs d'accumulation, donc sans atteinte à l'environnement.

## **3. Conclusions**

La géographie suisse est idéale pour les installations de pompage-turbinage. Bien qu'il n'y ait pas d'excédent d'énergie thermique ou au fil de l'eau dans les heures de faible demande de puissance, l'accumulation par pompage valorise l'énergie produite dans les heures creuses d'été. L'accumulation par pompage pourrait aussi contribuer à la fiabilité du stockage saisonnier en cas d'évolution climatique défavorable.

Actuellement, l'énergie restituée d'accumulation par pompage est 1'064 GWh par an, c'est à dire 1.76 % de la production électrique. Pour préserver le bilan financier des importations et exportations d'électricité, ce chiffre devrait plus que doubler dans la première moitié du 21<sup>ème</sup> siècle. Une étude préliminaire de 26 nouveaux sites a montré que 16'349 GWh de plus peuvent être réalisés.

Il y a un potentiel de modernisation important dans les installations suisses d'accumulation par pompage.

### **L'auteur**

Le Dr. Thierry Jacob a été formé à l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL). Après douze ans de recherche sur les turbomachines hydrauliques à l'Institut de Machines Hydrauliques et de Mécanique des Fluides (IMHEF), il a rejoint Stucky ingénieurs conseils SA en 1996.

### **Remerciements**

Au Prof. Lafitte pour ses discussions stimulantes.

## Références

- [1] ASCE Task Committee on Pumped Storage : Hydroelectric pumped storage technology : International experience. ASCE, 1996
- [2] Avellan F. : Variable speed pumped storage. IMHEF-EPFL, Lausanne, 1996
- [3] Bovet T. : Feuilles de cours illustrées B, 2<sup>o</sup> édition. EPFL, Lausanne
- [4] Braun P. : Production hydraulique et échanges d'énergie: Perspectives futures. Hydro Power into the Next Century, Barcelona, 1995
- [5] Bundesamt für Wasserwirtschaft : Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz. Mitteilung Nr 46, 1972
- [6] Bundesamt für Wasserwirtschaft : Gesamtebeurteilung der Pumpspeicherung. Studienbericht Nr 6, 1996
- [7] Colwill W.H., Chacour S.A. : Pump - turbine upgrades : Measuring the benefits of new designs. Hydro Review 11/1996
- [8] Energie Ouest Suisse SA: 78e rapport, exercice 1995-1996. Lausanne, 1997
- [9] Gnansounou E. : Strategic planning and reliability assessment for a hydro dominated power system : Case of Switzerland. Modelling, Testing and Monitoring of Hydro Power Plants, Budapest, 1994
- [10] Graeser J.E. : Installations de pompage - turbinage dans le Monde : Réalisations et perspectives de développement. Giornata di Studio SEI - FAST, Milano, 1979
- [11] Hachiya H., Nishijima N., Shibata C. : 500 MVA clans double-fed adjustable-speed machines for pumped storage. Hydro Power into the Next Century, Barcelona, 1995
- [12] International Water Power & Dam Construction Yearbook, 1996
- [13] Kuwabara T., Nakao Y., Saito K., Bando A., Nisi M., Ohno Y., Takahashi K. : Commissioning of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for Ohkawachi power station. IAHR Symposium, Beijing, 1994
- [14] Laurence K.G., Yale J.B. : Variable speed machines : A viable option for hydro development. Hydro Review 11/1996
- [1.5] Office Fédéral de l'Énergie : Statistique Suisse de l'Electricité 1995. Bulletin de l'Association Suisse des Électriciens 8/1996
- [16] Parkinson E., Neury C., Vullioud G., Walther W. : An optimum combination of numerical / experimental tools for pump-turbine developments. Modeling, Testing and Monitoring of Hydro Power Plants II, Lausanne, 1996