Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 103 (2012)
Heft: 2

Artikel: Evolution des groupes de pompage-turbinage
Autor: Avellan, François
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-857272

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

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

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

Download PDF: 08.07.2025

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

Evolution des groupes de pompage-turbinage

Situation actuelle, technologies et nouveaux projets

L'introduction de l'électricité d'origine éolienne dans le mix électrique requiert des capacités de stockage de l'énergie électrique et de réglage du réseau que seules les centrales de pompage-turbinage peuvent fournir. Après une présentation de la situation en Suisse et des nouveaux projets de centrales de pompage-turbinage, les défis et contraintes techniques relatifs à la nouvelle donne sont détaillés et une évaluation des technologies disponibles est proposée en mettant en avant les progrès récents.

François Avellan

Une fourniture d'énergie électrique de qualité nécessite d'adapter à chaque instant la production d'énergie à une demande éminemment variable. Non seulement, cela implique un réseau de distribution dont la capacité et les caractéristiques dynamiques sont adaptées aux mouvements d'énergie requis, mais aussi un ensemble de centrales dont la production peut être ajustée à la demande. Avec ses aménagements hydroélectriques à accumulation qui, selon les statistiques de l'OFEN [1], ont en 2010 fourni 32,3 % de l'énergie électrique indigène, la Suisse possède une capacité importante d'adaptation de la production à la demande d'énergie.

Toutefois, pour contrôler encore plus finement les mouvements d'énergie et utiliser pleinement la capacité des lacs d'accumulation, il peut être intéressant de disposer d'une capacité de pompage permettant de stocker l'énergie électrique excédentaire sous forme d'énergie potentielle dans ces lacs. C'est la raison du développement, à partir de la fin des années 1960, des centrales hydrauliques de pompage d'accumulation ou de pompage-turbinage qui, en Suisse, représentent actuellement une capacité totale de près de 1400 MW.

Nouvelles centrales

L'ouverture du marché de l'électricité à l'échelle européenne, la mise en place de structures de négoce par les exploitants, ainsi que le développement sans précédent de l'énergie éolienne en Europe, qui a atteint 84 GW de capacité installée totale en 2010, ont motivé la construction de nouvelles centrales de pompage-turbinage en Suisse :

- Linth-Limmern (1 GW) par AXPO ;
- Nant de Drance (900 MW) par ALPIQ ;
- FMHL+ (240 MW) par FMHL.

Ainsi, à l'horizon 2016, la capacité de pompage-turbinage en Suisse devrait passer à 3540 MW. Pour être complet, il faudrait encore mentionner les projets de Lago Bianco, GR, (1 GW) et de Grimsel 3, BE, (295 MW) pour lesquels des demandes de concessions sont en cours d'examen [2].

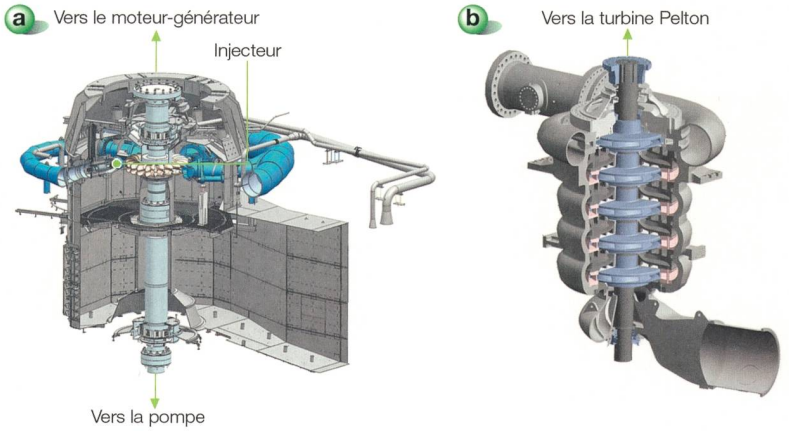
L'évolution très rapide de la structure de production électrique européenne, faisant appel à une part de plus en plus importante d'énergie éolienne, nécessite d'augmenter encore largement les capacités, de l'ordre du GW, des centrales de pompage-turbinage et de concevoir les équipements permettant des changements de modes d'exploitation beaucoup plus fréquents que par le passé. En effet, les changements entre mode pompage et mode turbinage ont tendance à passer d'un rythme saisonnier à un rythme quotidien, voire plus rapide en mode de réglage primaire de la fréquence du réseau, ce qui entraîne des sollicitations dynamiques plus fréquentes et plus importantes si les capacités sont augmentées.

Types d'architecture

Deux types d'architecture de groupes de pompage-turbinage peuvent équiper ces nouvelles centrales :

- Des groupes ternaires regroupant sur un même arbre mécanique une turbine, un moteur-générateur électrique et une pompe (figure 1).
- Des groupes réversibles regroupant une pompe-turbine réversible accouplée à un moteur-générateur (figure 2).

Le premier de ces deux types d'architectures a été choisi pour la centrale de FMHL+ qui sera dotée de deux groupes ternaires de 120 MW tournant à 500 min^{-1} sous une chute pouvant varier de 831 m à 913 m.



(a) FMHL SA/Andritz Hydro, (b) FMHL SA/Voith Hydro

Figure 1 Equipement de la centrale de pompage-turbinage du projet FMHL. Vues en coupe de la turbine Pelton à 5 injecteurs (a) et de la pompe à 5 étages (b).

Alstom Hydro

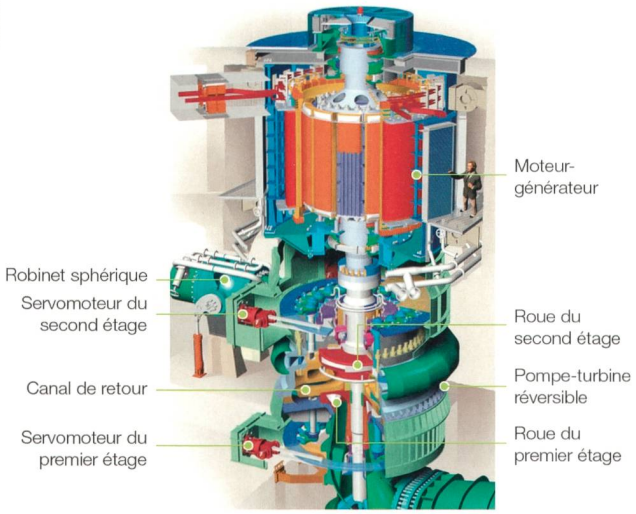


Figure 2 Vue en coupe d'un des groupes réversibles à double étage réglable contrôlé par deux cercles de vannage synchronisés de la centrale de pompage-turbinage de Yang Yang, KHNP, Corée du Sud. Cette centrale est constituée de quatre groupes de 258 MW sous 800 m de chute tournant à 600 min^{-1}.

Des groupes réversibles ont été retenus pour les deux autres projets en cours de réalisation. A Linth-Limmern, la centrale sera équipée de quatre pompes-turbines réversibles monoétage de 250 MW sous une chute variant de 560 m à 724 m et dont la vitesse de rotation nominale de 500 min^{-1} peut être réglée sur un intervalle de ± 6 %. Tandis qu'à Nant de Drance la centrale sera dotée de six pompes-turbines monoétage réversibles de 155 MW sous une chute variant de 250 m à 390 m et dont la vitesse de rotation nominale de 428,6 min^{-1} peut être réglée sur un intervalle de ± 7 %.

Les groupes ternaires

L'architecture d'un groupe ternaire est a priori plus coûteuse que celle d'un groupe réversible, mais présente l'avantage de pouvoir concevoir chacune des deux machines hydrauliques, la pompe et la turbine, de manière optimale pour leurs domaines de fonctionnement respectifs et ainsi profiter des meilleurs rendements possible dans chacun des deux modes.

La machine électrique tourne quant à elle toujours dans le même sens, aussi bien en mode générateur qu'en mode moteur, ce qui facilite la conception de son refroidissement. Par ailleurs, la turbine permet de démarrer directement en mode pompe sans nécessiter un système d'entraînement électrique spécifique ni une procédure de dénoyage/remplissage de la pompe.

Ce dernier aspect est important, car il permet de concevoir la pompe avec le nombre d'étages nécessaires à une caractéristique hydraulique adaptée au domaine de fonctionnement tout en minimisant les effets de coups de bélier lors des déclenchements accidentels. En effet, la caractéristique hydraulique d'une pompe, c'est-à-dire la relation débit-vitesse de rotation et la relation couple-vitesse de rotation pour une chute déterminée, est définie par la vitesse spécifique d'un étage $n_{q,s}$:

$$n_{q,s} = N \frac{z_s^{3/4}}{z_u^{1/2}} \frac{Q^{1/2}}{H^{3/4}}$$

où N (min^{-1}) désigne la vitesse de rotation d'un groupe, Q (m^3/s) le débit total d'équipement de l'aménagement, H (m) la chute au point de fonctionnement « nominal », z_u le nombre de groupes et enfin z_s le nombre d'étages de la pompe.

Dans les pompes de haute chute, les étages doivent présenter une vitesse spécifique aussi élevée que possible, au moins ($n_{q,s} \geq 30$) exprimés avec les unités indiquées ci-dessus, afin d'éviter, lors d'un déclenchement intempestif, des inversions très rapides de débit à l'origine de coups de béliers incompatibles avec la sécurité de l'aménagement. C'est-à-dire que pour un débit d'équipement et une chute donnée, il faut avoir la vitesse de rotation N la plus grande possible compte tenu de la conception de la machine électrique et de la ligne d'arbre, ainsi qu'un nombre z_u de groupes minimum et un nombre z_s d'étages maximum.

Ainsi pour le projet FMHL+, compte tenu de la chute nominale $H = 887$ m et du débit d'équipement $Q = 24$ m^3/s, un minimum de groupes a été retenu, $z_u = 2$, et une vitesse de rotation $N = 500$ min^{-1} autorise de concevoir une pompe à 4 étages ($n_{q,s} \approx 30$) ou à 5 étages ($n_{q,s} \approx 36$). Dans le cas des groupes de FMHL+ qui seront connectés à la conduite forcée de la centrale de Veytaux, le respect des critères de sécurité concernant les valeurs de surpression a conduit le maître d'œuvre à retenir une pompe à $z_s = 5$ étages.

Fonctionnement en court-circuit hydraulique

Toutefois si le groupe ternaire offre en mode générateur toutes les possibilités de réglage de la puissance d'une turbine, en particulier s'il s'agit d'une turbine Pelton multijets, il présente en mode pompe l'inconvénient de ne pas pouvoir adapter la puissance de pompage, une pompe à vitesse de rotation constante ne pouvant en fait être exploitée que sur une plage de

Brève présentation

Le centre d'expertise de l'EPFL

Le Laboratoire de machines hydrauliques de l'EPFL est un centre d'excellence académique de réputation internationale qui dispose d'une infrastructure expérimentale unique conforme à la norme CEI 60193 pour étudier et expertiser les turbines, pompes d'accumulation et pompes-turbines des aménagements hydroélectriques. La liste des aménagements de pompage-turbinage pour lesquels l'EPFL a conduit des essais sur modèles réduits peut être consultée sous [13].

EPFL

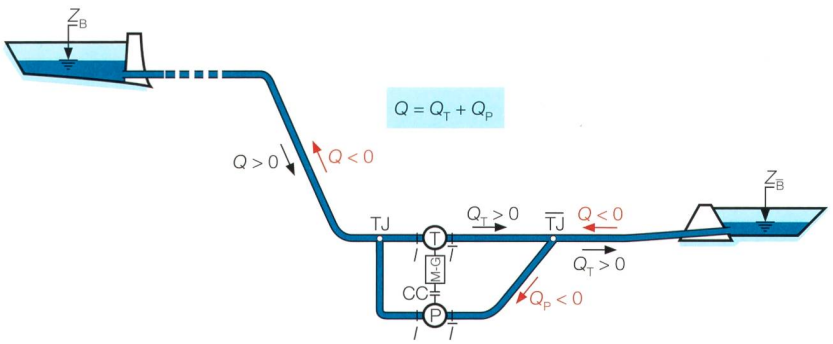


Figure 3 Schéma du principe de fonctionnement en court-circuit hydraulique.

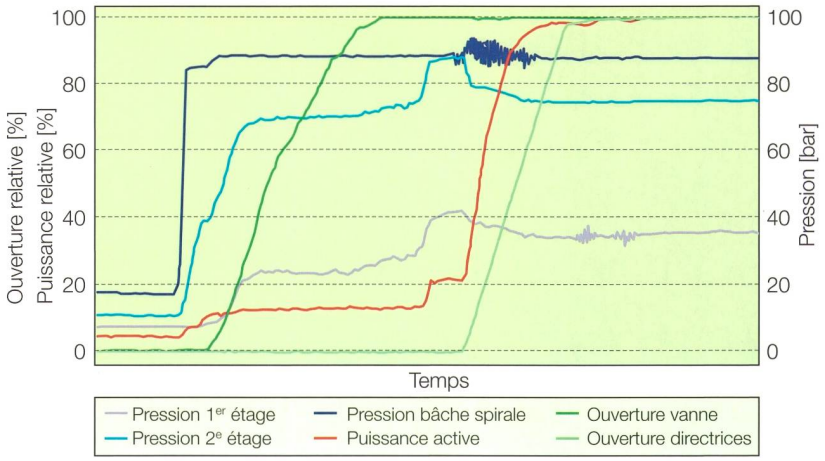
puissance très limitée. Pour contourner cet inconvénient, le circuit de la centrale a été conçu de sorte qu'elle puisse fonctionner en court-circuit hydraulique (figure 3).

Ce type de fonctionnement permet d'exploiter la pompe à sa puissance nominale et de contrôler la puissance consommée par le moteur électrique en ajustant la puissance fournie par la turbine [3]. C'est ce mode de fonctionnement qui permettra de régler la puissance du réseau tout en stockant l'eau dans le réservoir de l'Hongrin.

Les groupes réversibles

L'architecture d'un groupe de pompage-turbinage réversible est nettement plus compacte que celle d'un groupe ternaire; elle implique une pompe pouvant fonctionner en turbine accouplée à un moteur générateur réversible. La simplicité du concept se heurte néanmoins au problème du démarrage du groupe en mode pompe: à la différence du groupe ternaire, il n'y a plus de turbine disponible pour soulager le moteur électrique qui doit donc fournir tout le couple de démarrage.

Ceci implique un entraînement électrique dont le coût et la dimension dépendent de la puissance de démarrage requise par la pompe. En démarrant la pompe vanne fermée, la valeur de cette puissance peut être limitée à environ 50% de la puissance maximale. En dénoyant la ou les roues, cette valeur peut encore être réduite à environ 5 à 6% de la puissance maximale. Le démarrage débute donc toujours vanne et directrices fermées, roue(s) dénoyée(s), puis une fois lancée, la pompe est remplie de nouveau avant d'ouvrir la vanne de garde et les directrices. Une fois la vitesse de synchronisme atteinte, il est important que la pompe fournisse une valeur de pression supérieure à celle de la conduite forcée. La figure 4 illustre une telle séquence de démarrage enregistrée lors des essais de réception sur site de l'un des quatre groupes de pompage-turbinage de la centrale de Yang Yang, KHNP [4], en Corée du Sud [5].



J.-B. Houdeline et al. [5]

Figure 4 Evolution de la puissance active et de la pression dans chacun des deux étages, la bâche spirale et la vanne de garde en fonction de l'ouverture des directrices dans le cas d'un démarrage roue dénoyée suivi du remplissage et de l'ouverture des directrices.

La nécessité de prévoir cette séquence de dénoyage-remplissage pour les groupes réversibles restreint la tendance à augmenter le nombre d'étages pour atteindre les valeurs de vitesses spécifiques mentionnées plus haut. De plus, la nécessité de régler la puissance en mode turbine implique d'avoir des aubes directrices réglables, ce qui limite le nombre maximum d'étages à deux. La figure 2 présente l'exemple d'un groupe de pompage-turbinage à deux étages réglables dont l'ouverture des directrices est contrôlée par deux cercles de vannage synchronisés [5].

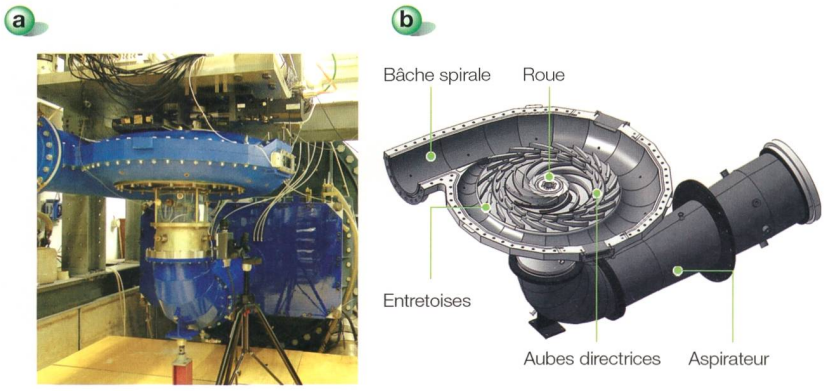
Cette limitation du nombre d'étages induit les ingénieurs à concevoir des pompes dont la vitesse spécifique peut être assez faible en raison de la chute, et dont les caractéristiques hydrauliques présentent de ce fait des zones d'instabilités de fonctionnement dans certains domaines. De plus, en mode turbine, des interactions rotor-stator assez importantes peuvent se manifester entre les aubes de roue et les directrices à la pleine ouverture de ces dernières. C'est ce qui a motivé le projet de recherche Hydrodyna[1].

Projet Hydrodyna

Le cas d'étude choisi pour ce projet est un modèle réduit d'une pompe-turbine réversible monoétage d'une faible vitesse spécifique, $n_{q,s} = 27$, dotée de 20 aubes directrices et 9 aubes (figure 5). Des investigations systématiques ont été menées en faisant appel à des méthodes expérimentales poussées et à des simulations numériques pour justement comprendre les phénomènes d'interactions rotor-stator, de couplages fluide-structure et d'instabilité dans le domaine de fonctionnement étendu ou «4 quadrants» d'une pompe-turbine (figure 6). Ces travaux de recherche en amont [6-10] ont abouti à des applications directes dans les développements des groupes de pompage-turbinage auxquels les constructeurs partenaires du projet Hydrodyna ont été associés.

Pompage-turbinage à vitesse variable

Cependant, malgré les avancées indéniables dans la maîtrise des phénomènes hydrauliques dans les pompes-turbines, force est de constater que les groupes



EPFL

Figure 5 Modèle d'étude instrumenté du projet Hydrodyna installé sur la plateforme PF2 de l'EPFL (a) et vue éclatée du modèle CAO (b).

EPFL

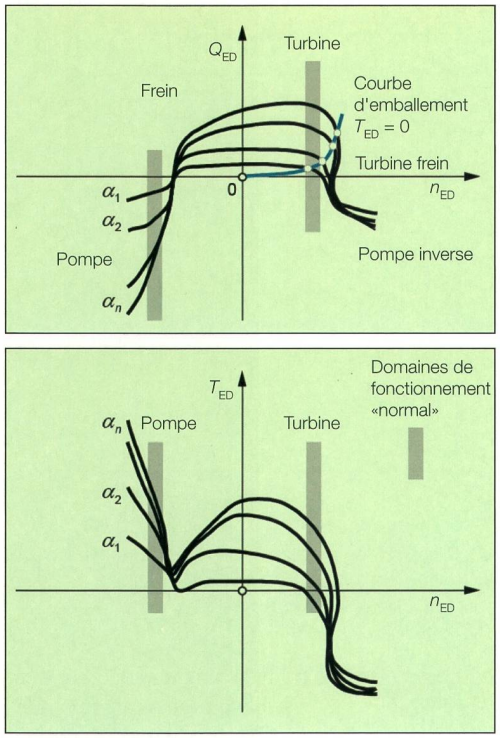


Figure 6 Evolution typique des facteurs de débit Q_{ED} et de couple T_{ED} en fonction du facteur de vitesse n_{ED} dans le domaine de fonctionnement étendu, domaine « 4 quadrants », d'une pompe-turbine.

réversibles de faible vitesse spécifique ont un domaine de fonctionnement restreint en mode pompe. Ces restrictions proviennent de l'instabilité des caractéristiques à débit partiel et des phénomènes de cavitation à grand débit. Il en résulte une impossibilité pratique de contrôler la puissance consommée du groupe. De plus, l'évolution du volume stocké dans les lacs d'accumulation de l'aménagement induit des variations de la chute qui peuvent être incompatibles avec le domaine de fonctionnement d'une pompe entraînée à vitesse de synchronisme constante. C'est ce qui a motivé le développement de la technologie d'entraînement à vitesse variable.

En 2003, la centrale de Goldisthal, Vatenfall, en Allemagne a été le pionnier en Europe de cette technologie. En effet, deux des quatre groupes de pompage-turbinage sont entraînés par des moteurs asynchrones dont la vitesse peut varier de 300 min^{-1} à 346 min^{-1} grâce à une cascade rotorique réalisée avec un cycloconvertisseur, la puissance de pompage de chacun des deux groupes pouvant être ajustée sur un intervalle de 170 MW à 300 MW [11]. Depuis, la technologie a évolué en alimentant le rotor bobiné de la machine électrique asynchrone par une cascade rotorique comportant un convertisseur de tension VSI [12]. C'est cette technologie dite Varspeed qui est mise en œuvre dans les groupes de Linth Limmern et Nant de Drance, et qui permettra de régler la puissance en mode pompe tout en s'accommodant des grandes variations de chute de ces aménagements.

Conclusions

La nouvelle donne d'une production électrique comprenant une part importante d'énergie éolienne au caractère imprévisible requiert des capacités inédites de stockage et de réglage des centrales de pompage-turbinage. Cela implique un développement de leur technologie pour garantir la sécurité, la fiabilité, la flexibilité, la stabilité et l'efficacité des installations, notamment dans le cas de l'utilisation d'infrastructures existantes.

Les projets suisses de pompage-turbinage en cours sont une motivation supplémentaire pour développer à l'EPFL la formation et la recherche dans le domaine des sciences de l'ingénieur appliquées à l'énergie.

Références

[1] OFEN : Statistique suisse de l'électricité 2010. Office fédéral de l'énergie, Berne, 2011.
[2] A. Stettler : Projets de centrales de pompage-turbinage : la Suisse, batterie de l'Europe ?. Colloque SHF Stockage d'énergie par pompage : challenge et opportunités, Lyon, 23-24 nov. 2011. Société hydrotechnique de France, www.shf-hydro.org.
[3] Ch. Nicolet, Y. Vaillant, B. Kawkabani, Ph. Allenbach, J.-J. Simond, F. Avellan : Pumped Storage Units to Stabilize Mixed Islanded Power Network : a Transient Analysis. Proc. HYDRO 2008 Conference, Ljubljana, Slovenia, Paper 16, Oct. 6-9, 2008.
[4] www.khnp.co.kr/en/030402
[5] J.-B. Houdeline, Y. Bouvet, D. Bazin, M. Couston, M. François, J.-M. Verzeroli : Double Stage Regulated and Reversible Pump Turbines of YangYang Power Station in Kore. Proc. 23rd IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems, Yokohama, Japan, Paper F260, 2006.
[6] O. Braun : Part Load Flow in Radial Centrifugal Pumps. EPFL Doctoral Thesis No 4422, Lausanne, Switzerland, 2009.
[7] V. Hasmatuchi, M. Farhat, S. Roth, F. Botero, F. Avellan : Experimental Evidence of Rotating Stall in a Pump-Turbine at Off-Design Conditions in Generating Mode. Journal of Fluids Engineering, Transactions of the ASME, 133(5), 2011.
[8] Alireza Zobeiri : Investigations of Time Dependent Flow Phenomena in a Turbine and a Pump-Turbine of Francis Type : Rotor-Stator Interactions and Precessing Vortex Rope. EPFL Doctoral Thesis No 4272, Lausanne, Switzerland, 2009.
[9] Ph. Ausoni : Turbulent Vortex Shedding from a Blunt Trailing Edge Hydrofoil. EPFL Doctoral Thesis No 4475, Lausanne, Switzerland, 2009.
[10] Amirreza Zobeiri : Effect of Hydrofoil Trailing Edge Geometry on Vortex Shedding. EPFL Doctoral Thesis No 5218, Lausanne, Switzerland, 2011.
[11] Th. Beyer : Goldisthal Pumped-Storage Plant : More than Power Production. Hydro Review Worldwide, Vol. 15, No 1, March 2007.
[12] Y. Pannatier : Optimisation des stratégies de réglage d'une installation de pompage-turbinage à vitesse variable. Thèse de doctorat EPFL n° 4789, Lausanne, Suisse, 2009.
[13] http://lmh.epfl.ch/expertise/model_tests

Informations sur l'auteur

Prof. Dr Ing. **François Avellan** est ingénieur hydraulicien diplômé de l'Ecole nationale supérieure d'hydraulique de l'Institut national polytechnique de Grenoble et a obtenu le titre de docteur ingénieur de l'Université d'Aix Marseille II. Professeur ordinaire à l'EPFL, il est le directeur du Laboratoire de machines hydrauliques.
Auteurs de nombreuses publications, il est depuis 2002 le président de la Section machines hydrauliques et systèmes de l'AIRH (Association internationale de recherche hydraulique). Il a reçu le « Grand prix 2010 de l'Hydrotechnique » décerné par la SHF (Société hydrotechnique de France) et la CEI (Commission électrotechnique internationale) lui a décerné en 2011 le « IEC 1906 Award ».

EPFL, Laboratoire de machines hydrauliques, 1007 Lausanne, francois.avellan@epfl.ch

1) Projet Hydrodyna : projet Eureka n° 3246 effectué en coopération entre l'EPFL, l'Université polytechnique de Catalogne, Alstom Hydro, Andrytz Hydro et Voith avec le soutien financier de la KTI/CTI et de Swisselectric Research.

Zusammenfassung

Entwicklung der Pumpspeicherwerke

Aktuelle Situation, Technologien und neue Projekte

Die Einbindung der Stromerzeugung aus Windkraft in den Elektrizitätsmix erfordert Kapazitäten zur Speicherung elektrischer Energie und zur Netzregulierung, die nur Pumpspeicherwerke liefern können. Dieser Artikel beschreibt die derzeitige Lage in der Schweiz, die neuen Projekte für Pumpspeicherkraftwerke sowie die damit verbundenen technischen Herausforderungen und Zwänge. Anschliessend werden die verschiedenen Bauarten und verfügbaren Technologien vorgestellt und bewertet. CHe

ANDRITZ Hydro

Service and rehabilitation
over the entire life cycle

Service & Rehab bietet Lösungen, Produkte und Dienstleistungen über den gesamten Lebenszyklus von Wasserkraftanlagen:
▪ Zustandserhebungen und - beurteilung ▪ Revisionen ▪ Sanierungen ▪ Modernisierung und Leistungssteigerung ▪ Wirtschaftlichkeitsstudien ▪ Risikobewertungen ▪ Störungsanalyse und - beseitigung ▪ Ersatzteilmanagement ▪ Wartungsverträge ▪ Training und Schulungen. Dank der Verbindung von globalem Know-How mit lokaler Präsenz erhalten Sie für jede Problemstellung schnelle und kompetente Antworten und Lösungen.

Service & Rehab – your partner nearby.

ANDRITZ HYDRO AG
Obernauerstrasse 4, 6010 Kriens, Schweiz
Tel.: +41 (41) 329 5111, Fax: +41 (41) 329 5112

contact-hydro.ch@andritz.com
www.andritz.com