

# Tournant énergétique dans le secteur électrique

## Mode d'emploi

La Stratégie énergétique 2050 de la Confédération prévoit le remplacement des centrales nucléaires par des sources d'énergie renouvelable. L'hydraulique d'accumulation se révélera alors précieuse pour absorber les fluctuations de production journalières et saisonnières des nouvelles sources renouvelables, et notamment du photovoltaïque. Une nette revalorisation des infrastructures hydroélectriques se produira au plus tard à la fermeture des centrales nucléaires de Mühleberg et de Beznau.

**Michel Bonvin, Philippe Jacquod**

Des trois piliers sur lesquels repose la Suisse électrique, le premier (l'hydroélectricité) vacille aujourd'hui, le deuxième (le nucléaire) va disparaître, alors que l'avenir du troisième (les échanges avec l'étranger) est incertain. Ce système, épine dorsale de notre économie, est-il condamné à s'effondrer ?

Cet article discute de la faisabilité du volet électrique du tournant énergétique en Suisse. Il s'avère que les installations hydroélectriques d'accumulation et de pompage-turbinage seront nettement revalorisées pour leur rôle central de gestionnaire des fluctuations tant journalières que saisonnières de production renouvelable, mais que l'engagement du turbinage d'accumulation sera revu : il faudra turbiner davantage la nuit et l'hiver.

### Abandon du nucléaire et mix de substitution : hypothèses

La Stratégie énergétique 2050 de la Confédération vise l'abandon à terme du nucléaire et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Elle prévoit donc de remplacer les 25 TWh de production annuelle d'électricité nucléaire principalement par des productions à base de sources renouvelables telles que la géothermie, la biomasse, l'hydraulique, l'éolien ou le solaire photovoltaïque.

Ce dernier est déjà déployé avec succès dans de nombreux pays, son coût d'installation a considérablement baissé [1] et son développement est bien accepté par la population. Cet article se base ainsi

sur un mix de remplacement de l'électricité d'origine nucléaire composé de photovoltaïque (PV) à hauteur de 75% et complété par 15% de biomasse, de géothermie et de petite hydraulique ainsi que par 10% d'éolien, calibrés de sorte que les productions correspondent aux productions à remplacer en intégrale annuelle.

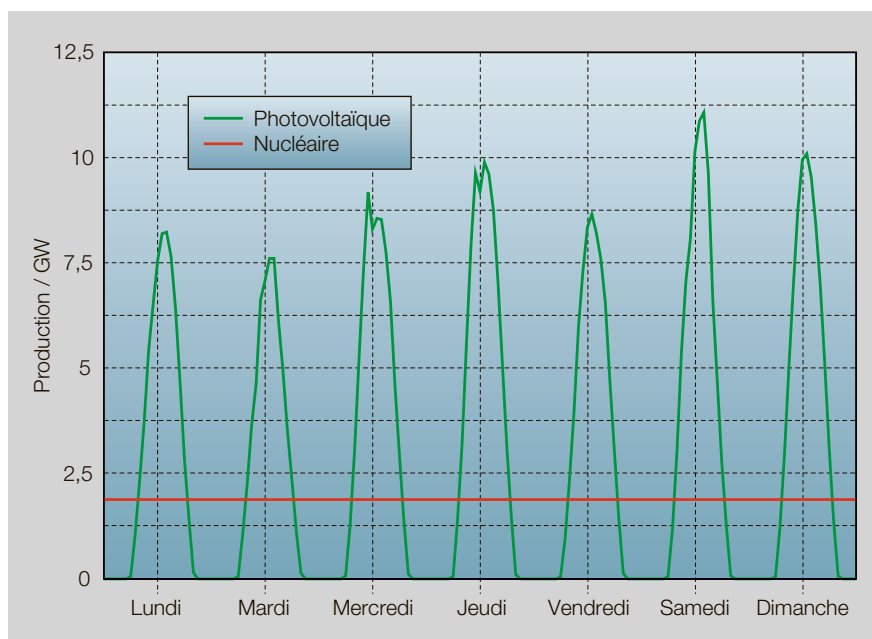
Par exemple, pour remplacer les 16,5 TWh de production des quatre plus anciens réacteurs nucléaires (Mühleberg, Beznau 1 et 2, ainsi que Gösgen) le mix proposé correspond à :

- 12,5 TWh de photovoltaïque, soit 11 GW<sub>p</sub> couvrant une surface d'environ 75 km<sup>2</sup> (moins d'un sixième de la surface de toits en Suisse) ;
- 2,5 TWh de mix géothermique, biomasse, recyclage et petite hydraulique ;
- 1,5 TWh d'éolien, correspondant à 1 GW<sub>p</sub> ou environ 350 grandes éoliennes.

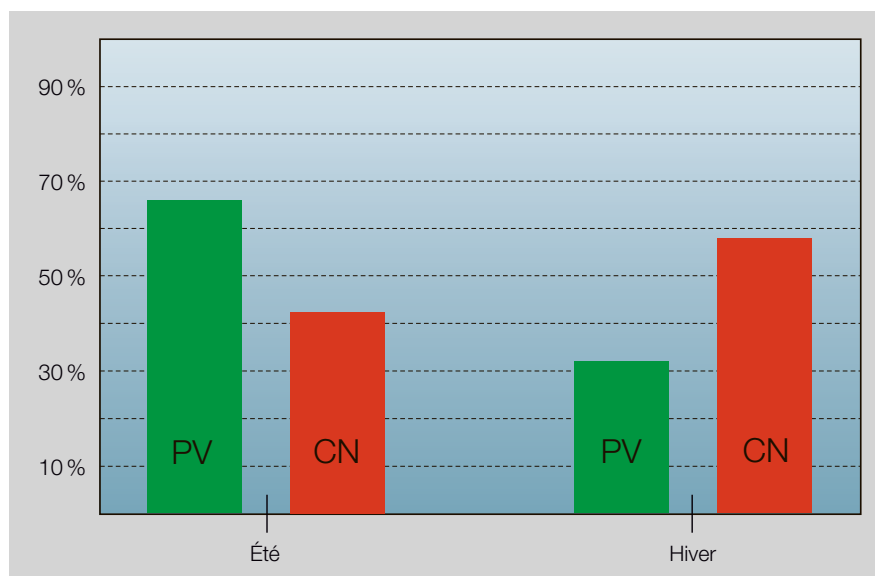
Ce mix est en accord qualitatif avec la variante d'offre d'électricité « C&E » (combinaison de centrales à gaz centralisées et d'énergies renouvelables) proposée par l'OFEN [2], la principale différence étant que les centrales à gaz à cycle combiné ne sont considérées ici qu'en dernier recours.

### Nucléaire et photovoltaïque : qui produit quand ?

Remplacer une production électrique nucléaire par une production photovoltaïque pose un problème de gestion des fluctuations. Les fluctuations journalières de la **figure 1** sont relativement aisées à gérer avec les centrales hydrauliques à accumulation et de pompage-turbinage disponibles à l'horizon 2020<sup>1)</sup>. Plus complexes à administrer sont les fluctuations saisonnières de production.



**Figure 1** Comparaison des productions journalières d'électricité photovoltaïque et nucléaire pour une semaine typique d'été et une puissance de production calibrée pour produire 16,5 TWh/année.



**Figure 2** Comparaison des pourcentages saisonniers de la production annuelle d'électricité photovoltaïque (PV) et nucléaire (CN).

Comme illustré sur la **figure 2**, la production photovoltaïque estivale équivaut environ au double de la production hivernale. Des fluctuations similaires mais inversées existent aussi pour la production nucléaire, les travaux de révision étant habituellement effectués durant l'été. S'ensuit une production nucléaire estivale plus faible que la production hivernale, dans un rapport d'environ 5/7 [3]. Pour compenser ces fluctuations saisonnières, environ 1/4 de la production photovoltaïque annuelle doit être transférée de l'été à l'hiver. L'hydro-électrique d'accumulation a un rôle important à jouer dans la résolution de ce problème.

### Basculement saisonnier de la production des barrages

Aujourd'hui les barrages produisent entre 18 et 21 TWh par année, la production estivale dépassant la production hivernale dans un rapport d'environ 11/9 [3]. Quelle est la production énergétique que l'on peut transférer d'été en hiver en adaptant les pratiques de turbinage ?

Tant la production que le contenu des bassins d'accumulation sont publiés par l'OFEN [4,5], ce qui permet d'extraire le flux hebdomadaire de remplissage des barrages. Des modifications de turbinage peuvent donc être simulées tout en monitorant le contenu ainsi modifiés des bassins. La **figure 3** montre qu'un turbinage plus intensif en hiver et plus doux en été permet de transférer au moins 2 TWh de production de l'été vers l'hiver sans assécher les barrages à la fin de l'hiver ni les

laisser déborder en été. Le parc actuel de bassins d'accumulation permet donc d'intégrer au moins 8 TWh de production photovoltaïque, sans augmentation des importations hivernales ni des exportations estivales.

### La consommation résiduelle: un indicateur économique

Le prix de l'électricité est inclus dans la présente réflexion de manière indirecte, à l'aide de la « consommation résiduelle ». Cette quantité est donnée en soustrayant de la consommation totale la somme de toutes les productions pas ou très peu flexibles, telles que nucléaire,

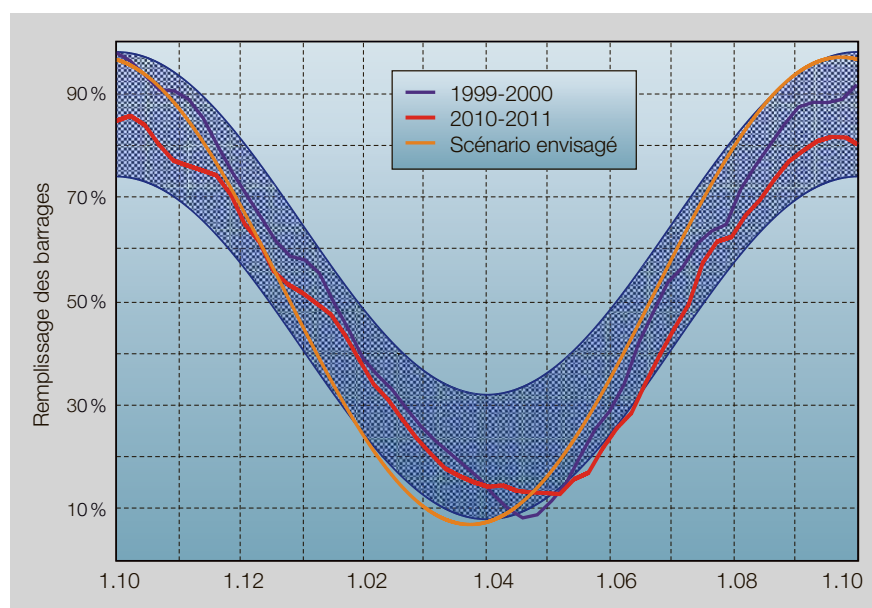
hydraulique au fil de l'eau, ou encore thermique aujourd'hui, photovoltaïque et éolienne demain.

La consommation résiduelle est donc une mesure du déséquilibre entre l'offre d'électricité non flexible et la demande. Elle quantifie l'urgence de mise en fonction des productions flexibles ou de recours aux importations. Il est donc raisonnable de penser qu'elle constitue un indicateur économique qualitativement fiable qui dirige l'engagement de l'hydraulique à accumulation. Ce point est illustré sur la **figure 4**, qui montre clairement le haut degré de corrélation entre la consommation résiduelle et la production hydraulique à accumulation.

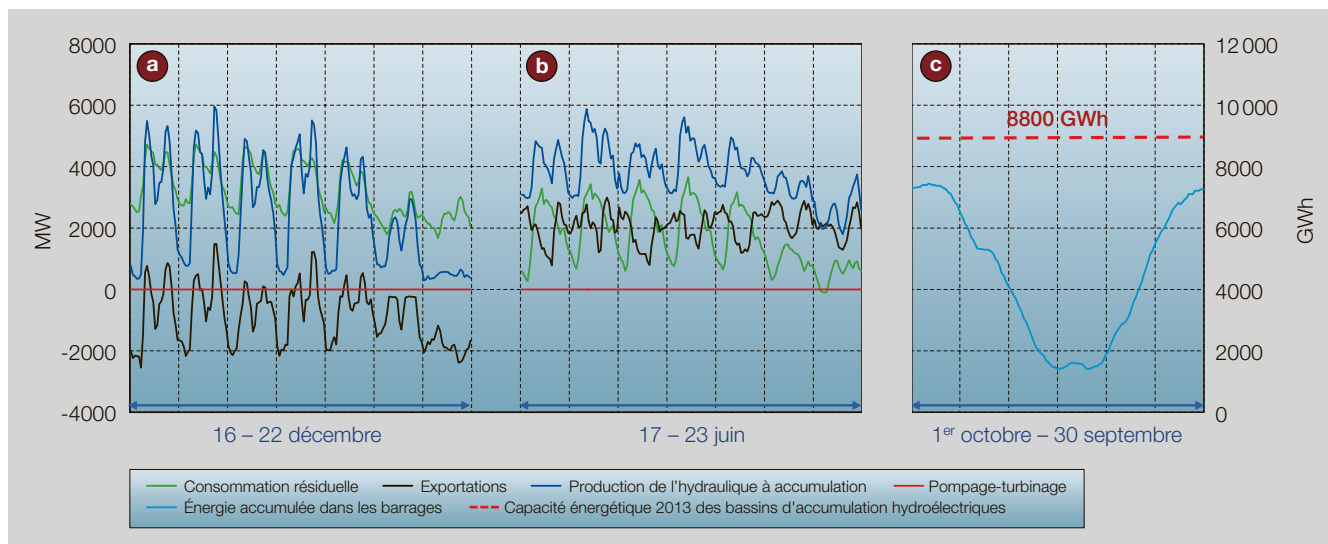
### Modélisation numérique

Dans cette étude, il est admis que la consommation suisse d'électricité ne changera pas d'ici à l'abandon du nucléaire, les économies réalisées par les mesures d'efficacité énergétique étant compensées par une électrification augmentée de différents secteurs d'activités ainsi que par la croissance démographique. En outre, dans l'ignorance de ce que la gestion de la demande aura comme impact, il est raisonnable de poser que le rythme horaire de la consommation électrique restera similaire à celui du régime actuel. La consommation donnée par Swissgrid pour l'année 2013 [6] a donc été prise en considération dans ce qui suit.

Les productions des centrales nucléaires, des centrales thermiques, de



**Figure 3** Contenu énergétique des bassins d'accumulation au cours des années hydrologiques 1999-2000 et 2010-2011. La bande bleue indique qualitativement les niveaux historiques minimaux et maximaux. La courbe jaune propose un turbinage plus intensif en hiver et moins intensif en été.



**Figure 4** Corrélation entre la consommation résiduelle et la production hydraulique à accumulation. Exemple de l'année 2013 : semaine du 16 au 22 décembre (a), semaine du 17 au 23 juin (b). Variation de l'énergie accumulée dans les barrages sur l'ensemble de l'année 2013 (c).

l'hydraulique au fil de l'eau ainsi que les apports au remplissage des barrages sont obtenus à partir des données hebdomadaires de l'OFEN pour 2013 [5], converties en données horaires par interpolation. Le stockage à court terme par pompage-turbinage est calibré à sa taille approximative de 2020<sup>1)</sup>. Enfin, les productions photovoltaïques et éoliennes sont obtenues par les données météorologiques de Meteonorm, pour une distribution de production photovoltaïque dans un rapport de 2/3 sur le Plateau suisse et 1/3 dans les Alpes et des éoliennes disposées sur les crêtes du Jura et quelques cols alpins.

### Trois scénarios pour la Suisse électrique du futur

Face aux incertitudes concernant les échanges électriques futurs de la Suisse,

cette étude considère trois scénarios dans lesquels les échanges avec l'étranger n'augmentent pas par rapport à 2013:

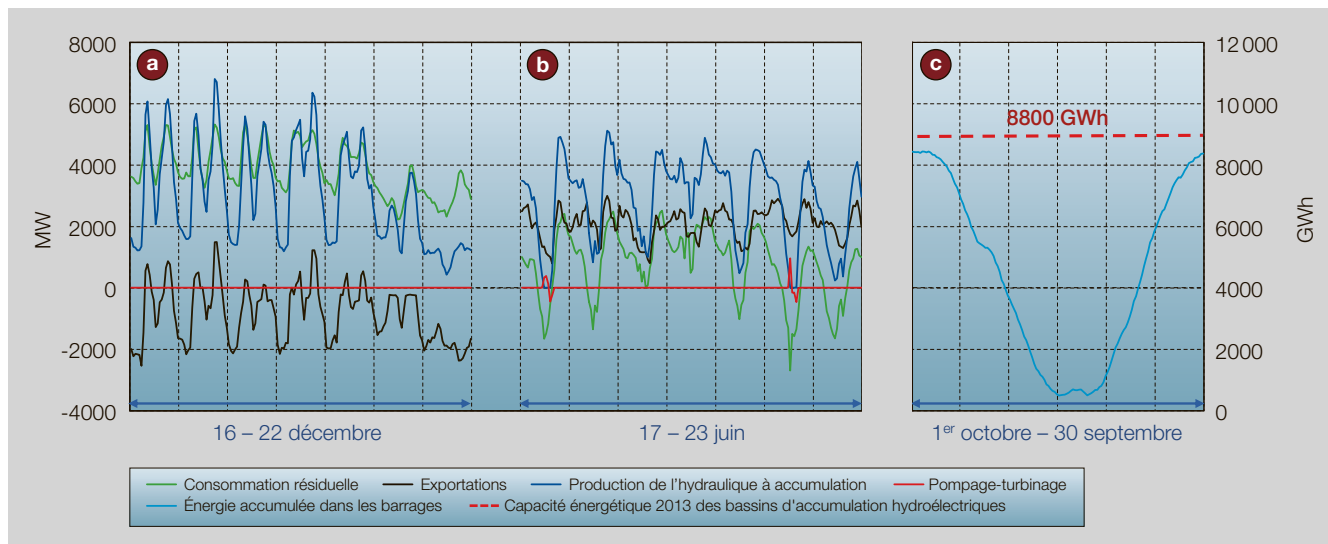
- le scénario « Échanges 2013 » ;
- le scénario « Échanges court terme » : les échanges sont alors nuls en intégrale hebdomadaire, avec exportation lorsque la consommation résiduelle est positive et importation lorsque cette dernière est négative ;
- le scénario « Suisse en îlot ».

Le premier de ces scénarios a le mérite d'être simple et de fonder la réflexion sur des échanges avec l'étranger dont on sait qu'ils sont possibles. Le deuxième remarque qu'actuellement les régimes de turbinage d'hydraulique d'hiver, de printemps et d'automne proposent des pointes de production importantes aux pics de consommation du

matin et de début de soirée, dont la moitié est exportée. Il est raisonnable de penser que ce service restera apprécié dans le futur. Le troisième scénario n'a pas vocation à représenter une situation réaliste. Il représente plutôt le scénario du pire, permettant d'évaluer jusqu'où le système de production peut être poussé. Du point de vue du stockage de puissance, aucun de ces scénarios ne crée de difficulté technique, les puissances échangées n'étant pas supérieures à celles de 2013.

### Les cinq étapes de la transition énergétique

Le volet électrique de la transition énergétique se passera en cinq étapes, fixées par la fermeture des réacteurs nucléaires. Il est admis qu'à chacune de ces étapes, la production nucléaire élimi-



**Figure 5** Fermeture de Mühleberg et de Beznau : scénario « Échanges 2013 ».

Fermeture	Production cumulée à remplacer	PV dans le mix de remplacement
Mühleberg	2,8 TWh	2,1 TWh
Beznau 1	5,7 TWh	4,3 TWh
Beznau 2	8,6 TWh	6,4 TWh
Gösgen	16,5 TWh	12,5 TWh
Leibstadt	25 TWh	19 TWh

**Tableau 1** Production cumulée à remplacer et part du photovoltaïque dans le mix de remplacement aux 5 stades considérés de la transition énergétique.

née est remplacée à intégrale annuelle par la production du mix discuté plus haut, comme indiqué dans le **tableau 1**.

La **figure 4** résume la situation de 2013. Les **figures 4a et 4b** présentent les séries horaires de la consommation résiduelle, des exportations (négatives lorsque la balance est importatrice) et de la production de l'hydraulique à accumu-

lation, pour une semaine d'hiver et une semaine d'été. On observe principalement que :

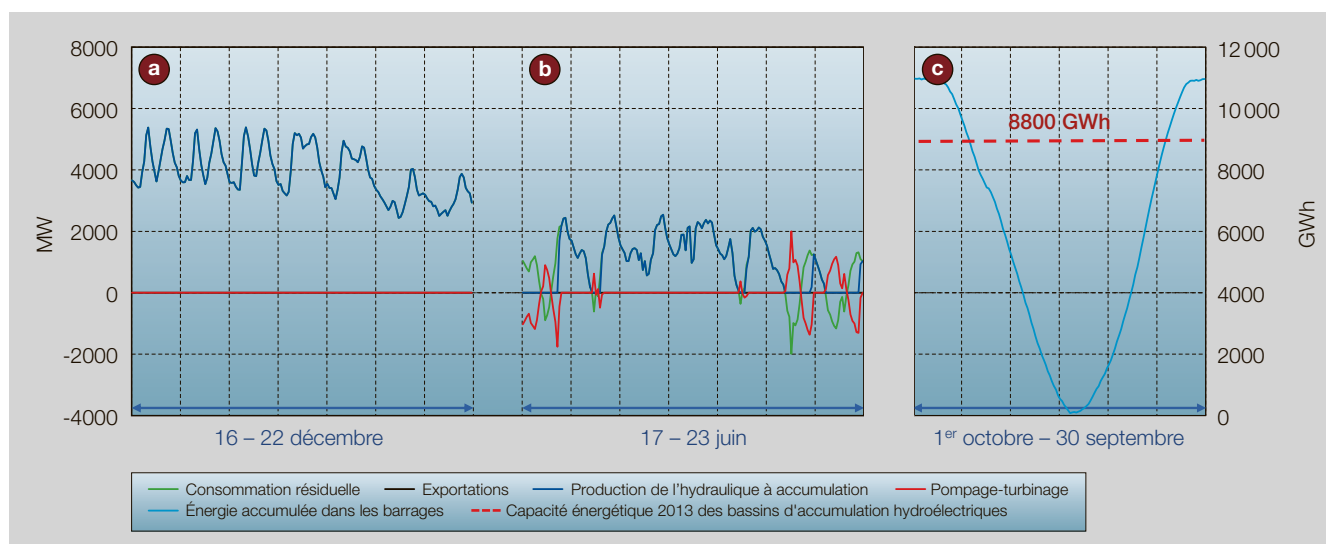
- la production des barrages est fortement corrélée avec la consommation résiduelle ;
- l'hydraulique de barrage est surtout mobilisée lors des pics de consommation du matin et de début de soirée en hiver et principalement en journée, mais aussi la nuit en été ;
- la production hivernale de l'hydraulique d'accumulation est destinée à l'exportation et à la consommation domestique en parts égales. Cette dernière observation justifie de considérer le scénario « Échange court terme ».

La **figure 4c** montre que les bassins d'accumulation sont actuellement utilisés avec prudence, les niveaux de remplissage maximum et minimum n'étant jamais approchés de moins de 1TWh.

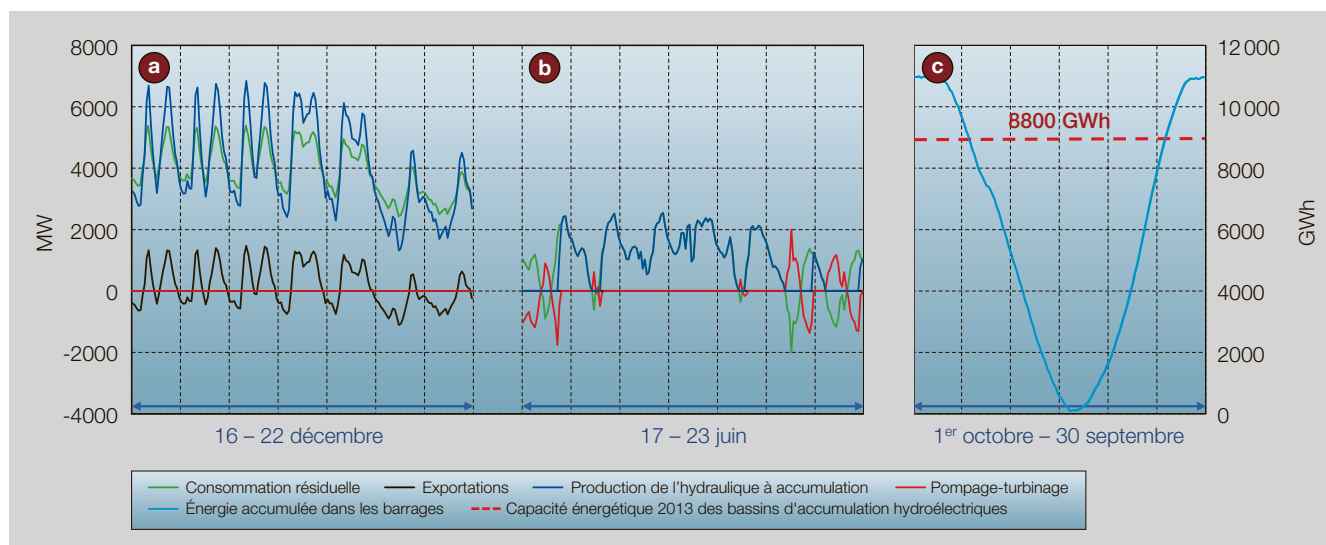
### Arrêt de Mühleberg et de Beznau 1 et 2

L'arrêt de Mühleberg ne présente de challenge significatif dans aucun des trois scénarios proposés. La manœuvre devient plus délicate au moment de la fermeture des deux réacteurs de Beznau. C'est ce que montrent les **figures 5, 6 et 7**.

Pour chacun des trois scénarios, la production des barrages augmente en hiver, sans toutefois approcher la puissance maximale de 8,3 GW disponible actuellement, et baisse en été. Ceci est accompagné d'une plus grande variation du niveau de remplissage des barrages : l'hydraulique d'accumulation compense les différences de production saisonnière entre le photovoltaïque et le nucléaire. Alors que dans le scénario « Échanges 2013 » les niveaux de remplissage sont acceptables avec les installations existantes, la capacité des barrages devrait être augmentée d'envi-



**Figure 6** Fermeture de Mühleberg et de Beznau : scénario « Suisse en îlot ».



**Figure 7** Fermeture de Mühleberg et de Beznau : scénario « Échanges court terme ».



Scénarios	Challenge	Solution	Remarque
Échanges 2013	Aucun	N/A	Pompage-turbinage relativement utile
Suisse en îlot	Léger surremplissage des bassins ~11 TWh	Quelques rehaussements de barrages	Pompage-turbinage utile et bien valorisé
Échanges court terme	Léger surremplissage des bassins ~11 TWh	Quelques rehaussements de barrages	Pompage-turbinage très utile et très valorisé

**Tableau 2** Résumé des résultats obtenus dans les trois scénarios pour le remplacement des productions électriques des réacteurs de Mühleberg et Beznau.

Scénarios	Challenge	Solution	Remarque
Échanges 2013	Léger surremplissage des bassins ~10 TWh	Quelques rehaussements de barrages	Pompage-turbinage utile et bien valorisé
Suisse en îlot	Net surremplissage des bassins ~13 TWh	– Rehaussement des barrages – Réduction du pourcentage de pénétration PV par l’engagement de centrales à cycle combiné	Pompage-turbinage indispensable
Échanges court terme	Net surremplissage des bassins ~13 TWh	– Rehaussement des barrages – Réduction du pourcentage de pénétration PV par l’engagement de centrales à cycle combiné	Pompage-turbinage indispensable

**Tableau 3** Résumé des résultats obtenus dans les trois scénarios pour le remplacement des productions électriques des réacteurs de Mühleberg, Beznau et Gösgen.

ron 20% dans les scénarios « Suisse en îlot » et « Échanges court terme », plus sensibles aux fluctuations saisonnières car devant absorber en plus la disparition des différences saisonnières d’import/export. Par ailleurs, le pompage-turbinage commence à être nécessaire en été, spécialement dans les scénarios « Suisse en îlot » et « Échanges court terme ».

**Arrêt de Gösgen et de Leibstadt**

Ces phénomènes étant amplifiés à chaque fermeture de centrale, la fermeture de Gösgen nécessitera une augmentation de la capacité des bassins de retenue (tableaux 2 et 3). Enfin, l’abandon complet du nucléaire à l’heure de la fermeture de Leibstadt génèrera des fluctuations de production saisonnières trop grandes pour être gérées uniquement par l’hydroélectrique d’accumulation. Une solution consistera à épauler cette dernière par des centrales à gaz, à la fois flexibles et avantageuses de par la réduction du photovoltaïque nécessaire et des fluctuations résultantes.

Il est intéressant d’observer que l’utilité du pompage-turbinage dépend essentiellement du volume d’échanges extérieurs – le scénario « Échanges court terme » valorise très nettement le pompage-turbinage. Par contre, il apparaît que tant la puissance que la capacité 2020 de pompage-turbinage<sup>1)</sup> sera suffisante au moins jusqu’après la fermeture de Gösgen. Que ce soit pour l’absorption des pics des fluctuations journalières, ou à des fins de réserve de puis-

sance, les projets actuellement en attente de Grimsel 3, Lago Bianco et Rhodix se révéleront nécessaires à la fermeture de Leibstadt. Il est de plus probable que l’évolution du marché de l’électricité, en particulier la possible création de marchés de capacité, motivera l’engagement de ces projets avant ce stade ultime de la transition énergétique.

**Les réseaux de transport d’électricité**

Pour un horizon de temps correspondant à la fermeture des trois réacteurs de Mühleberg et de Beznau, dans le cadre du scénario d’une « Suisse en îlot », les

réseaux électriques sont moins sollicités qu’aujourd’hui : il n’y a pas de transit qui charge le réseau national et les nouvelles productions renouvelables sont réparties sur tout le territoire. Dans le cadre du scénario « Échanges court terme », la production d’hydraulique à accumulation est fortement mise à contribution aux heures de pointe : en hiver, on s’attend à ce que le transport des cantons alpins vers ceux du Plateau soit de 3 GW, celui entre le Valais et l’Arc lémanique de 1 GW. Ces valeurs, bien que supérieures à celles caractérisant la situation actuelle, restent globalement compatibles avec les capacités de transport du « réseau stratégique 2025 » de Swissgrid.

Ces conclusions sont rassurantes en ce qui concerne les capacités de transport entre différentes régions de Suisse. Cependant il est impossible d’exclure l’apparition de saturations ponctuelles, par exemple à l’extraction des plus grosses productions.

**Conclusions**

L’étude présentée intègre globalement la complexité du problème posé par la transition énergétique. Premièrement, le volume et les rythmes des échanges d’électricité avec l’étranger sont restés limités en-dessous de leur niveau de 2013. Les déficits temporaires de production n’ont pas été compensés par des importations aux heures creuses du photovoltaïque. Deuxièmement, des aspects techniques (puissances et volume de stockage, capacité des lignes de transport), économiques (offre et demande à partir de la consommation résiduelle) et physiques (remplissage des barrages,

**Zusammenfassung** **Energiewende im Stromsektor**

**Eine Bedienungsanleitung**

Die Energiestrategie 2050 des Bundesrates sieht den Ersatz von Kernkraftwerken durch erneuerbare Energien vor. Eine Studie, die das Problem der Energiewende in seiner gesamten Komplexität – unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und physikalischer Aspekte – untersuchte, wurde an der HES-SO Wallis durchgeführt. Ausgangsbasis ist der Ersatz der Jahresstromproduktion von 25 TWh aus Kernkraft durch einen Energie-Mix aus 75 % Fotovoltaik, ergänzt durch einen Anteil von 15 % aus Biomasse, Geothermie und Kleinwasserkraft sowie 10 % Windkraft.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Energiewende in der Anfangsphase relativ unproblematisch umsetzbar sein wird, was insbesondere auf die bereits bestehenden oder kurz vor Fertigstellung befindlichen Wasserkraftanlagen zurückzuführen ist. Erst mit der Abschaltung des Kernkraftwerks Leibstadt kommt es zu schwerwiegenden Einschränkungen, die unter Umständen den Einsatz von Gaskraftwerken erforderlich machen. Bis zu diesem Zeitpunkt werden die Wasserspeicherkraftwerke die benötigte tägliche und saisonale Speicherleistung erfüllen – ohne wesentliche Änderungen am bestehenden Kraftwerkspark. Es kommt jedoch zu einer Verlagerung beim Abruf der Leistung, d.h. die Turbinen müssen in grösserem Umfang im Winter und nachts in Betrieb genommen werden.

CHE

productions à partir de sources renouvelables basées sur des données météorologiques) ont été intégrés. Troisièmement, l'étude se base sur le comportement temporel simulé du système d'approvisionnement électrique heure par heure, sur une durée d'une année. Elle tient donc compte d'évènements rares, tels que les larges fluctuations ponctuelles, tant de production que de consommation.

Les résultats obtenus indiquent que les premiers stades de la transition énergétique seront relativement aisés à implémenter, en particulier grâce aux infrastructures hydroélectriques existantes ou en phase finale de construction. Ce n'est qu'au moment de la fermeture de Leibstadt que des contraintes physiques sévères nécessiteront peut-être l'engagement de centrales à gaz. Auparavant, l'hydraulique d'accumulation fournira les services de stockage journalier et saisonnier nécessaires, sans modification significative de son parc de production, mais en suivant de nouvelles règles d'engagement : il faudra turbiner plus en hiver et plus la nuit.

La transition énergétique signifiera donc le printemps de l'hydroélectricité, cette dernière fournissant en particulier des services indispensables de stockage saisonnier qu'aucune autre solution de stockage ne peut actuellement fournir. Devant cette absence d'alternative de stockage longue durée il paraît donc impératif de maintenir les infrastructures hydroélectriques à leur niveau de fonctionnement actuel et d'en assurer la pérennité économique. À noter finalement que les conclusions obtenues avec l'hypothèse d'une consommation inchangée par rapport à 2013 demeurent valables dans le cas d'une augmentation modérée – de l'ordre de 5% – de la consommation, pour autant qu'elle soit accompagnée d'une augmentation de la production du mix de remplacement.

### Références

- [1] Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE, 11 octobre 2015. [www.pv-fakten.de](http://www.pv-fakten.de).
- [2] Perspectives énergétiques 2050. Rapport OFEN, octobre 2013.
- [3] Statistique suisse de l'électricité. OFEN. [www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=fr&dossier\\_id=00765](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=fr&dossier_id=00765).

- [4] Contenu des bassins d'accumulation. OFEN. [www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=fr&dossier\\_id=00766](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=fr&dossier_id=00766).
- [5] Statistique hebdomadaire de l'électricité. OFEN. [www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=fr&dossier\\_id=00767](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=fr&dossier_id=00767).
- [6] Aperçu énergétique Suisse 2013. Swissgrid. [www.swissgrid.ch/dam/dataimport/energy\\_data/fr/EnergieUebersichtCH\\_2013.xls](http://www.swissgrid.ch/dam/dataimport/energy_data/fr/EnergieUebersichtCH_2013.xls).

### Auteurs

Prof. **Michel Bonvin** est physicien de l'École polytechnique fédérale de Zurich où il a obtenu un titre de docteur en sciences naturelles. Jusqu'en 2014, il a été professeur à la HES-SO Valais et a déployé des activités de recherche en énergie (énergétique du bâtiment, processus industriels).

[michel.bonvin@hevs.ch](mailto:michel.bonvin@hevs.ch)

Prof. **Philippe Jacquod** est physicien de l'École polytechnique fédérale de Zurich. Il a obtenu un titre de docteur en sciences naturelles de l'Université de Neuchâtel. Il a effectué des séjours postdoctoraux aux Universités de Yale (USA) et Leiden (Pays-Bas) et a été professeur ordinaire à l'Université d'Arizona. Depuis 2013, il est professeur à la HES-SO Valais où il dirige une équipe de recherche dans le domaine de l'énergie.

**HES-SO Valais, 1950 Sion, [philippe.jacquod@hevs.ch](mailto:philippe.jacquod@hevs.ch)**

<sup>1)</sup> Soit environ 8,3 GW et 8,8 TWh pour les barrages ; 3,5 GW et au moins 250 GWh pour le pompage-turbinage en tenant compte des installations existantes et des projets Linthal 2015, Nant-de-Drance et FMHL+ en voie d'achèvement.

Le travail présenté ici a été partiellement financé par le Fonds national suisse de la recherche scientifique.