

L'évolution des besoins de stockage au fur et à mesure de la sortie du nucléaire, dans l'hypothèse où l'on remplace 70 % du nucléaire par du photovoltaïque

Roger Nordmann, Conseiller national, Président Swissolar

Jan Remund, dipl. natw. ETH, Meteotest SA

24.9.12

Résumé

Un scénario qui voit le nucléaire remplacé à 70 % par du photovoltaïque est possible sans menacer l'approvisionnement électrique hivernal, moyennant que les 30 % restants soient couverts par de l'éolien et de la biomasse.

Le besoin de stockage additionnel en vue de l'hiver est modeste parce que l'énergie photovoltaïque est très complémentaire avec l'hydroélectricité au fil de l'eau, en termes de profil saisonnier. Contrairement à l'hydraulique, la production photovoltaïque est en effet très forte en février, mars et avril, ce qui permet de réserver la capacité hydroélectrique des barrages pour le cœur de l'hiver.

Concrètement, il est possible de remplacer Mühleberg, Beznau 1 + 2 et Gösgen avec un modeste accroissement du stockage (+ 15 %) ou du commerce extérieur d'électricité (+ 20 %). On serait alors à 19 % de l'électricité solaire (12 TWh). Si l'on entend remplacer encore Leibstadt de la même manière et arriver à 18 TWh de solaire, il faut soit augmenter de 50 % les soldes d'importation et d'exportation, soit augmenter de 30 % les capacités de stockage ou engager un modeste appoint fossile de couplage chaleur-force (2,5 TWh él./an).

Le développement du pompage-turbinage en cours permettra d'absorber les pics de puissance photovoltaïque correspondants.

En annexe : la démonstration que la crise de rentabilité des projets de pompage-turbinage est probablement un phénomène temporaire, car la production photovoltaïque allemande actuelle couvre les pics diurnes de consommation.

Sommaire

1	Introduction : approvisionnement hivernal et lissage estival	3
2	La complémentarité entre le photovoltaïque et l'hydroélectricité atténue les besoins de stockage saisonniers	3
3	Les principaux paramètres retenus dans cette simulation pour remplacer la production nucléaire ...	5
4	La situation actuelle des besoins de stockage saisonnier	7
5	Première étape : fermeture de Mühleberg et de Beznau 1 + 2	8
6	Deuxième étape : fermeture de Gösgen	9
7	Troisième étape : fermeture de Leibstadt, sortie définitive du nucléaire	10
8	Comment absorber les pics de puissance estivaux dans la troisième étape	11
9	Conclusion	13
10	Annexe 1 : la crise du pompage-turbinage n'est que momentanée	16
11	Annexe 2 : table des illustrations	18

1 Introduction : approvisionnement hivernal et lissage estival

Comme le soleil brille davantage en été qu'en hiver, un accroissement de la production photovoltaïque pourrait conduire à une augmentation des importations en hiver et des exportations en été. La présente note examine l'ampleur de ces augmentations des soldes d'importation et d'exportation. Elle calcule la capacité de stockage qu'il faudrait pour maintenir les soldes actuels, en ayant recours à l'hypothèse que l'on remplace la production nucléaire par une production renouvelable équivalente.

La présente note examine en outre la question du stockage journalier des pics de production de photovoltaïque au milieu des journées d'été, lorsque le photovoltaïque sera très développé.

L'étude examine la situation selon les étapes de la transition électrique qui se dessinent dans la stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral. En envisageant une durée de vie de 50 ans pour les centrales nucléaires, le Conseil fédéral esquisse en effet trois étapes :

- 1) Etape 1 : fermeture du premier tiers de la production électronucléaire aux alentours de 2020 (Mühleberg et Beznau 1 + 2)
- 2) Etape 2 : fermeture de Gösgen, soit du second tiers de la production électronucléaire en 2029
- 3) Etape 3 : fermeture de Leibstadt, plus aucune centrale nucléaire, en 2034.

Par hypothèse dans cette note, lors de chacune des trois étapes, le nucléaire mis hors circuit est intégralement remplacé par de la nouvelle production renouvelable selon la clé de répartition suivante : 70 % de photovoltaïque¹, 15 % d'éolien et 15 % de biomasse. Dans ce scénario, au terme de la transition, le solaire assurerait 28 % de la production électrique.

Au moyen de simulations, nous comparons ces trois étapes avec la situation actuelle. Les calculs se basent sur la production et la consommation mensuelle effective des années 2008 à 2011². La production des nouvelles énergies renouvelables est simulée sur la base des données météorologiques réelles de 2008 à 2011 (vent et ensoleillement au sol). Pour la biomasse, on admet par hypothèse qu'elle produit légèrement plus en hiver, car une partie de la biomasse peut être stockée de l'été à l'hiver. Il n'est pas tenu compte du changement climatique, tant l'incertitude est grande.

2 La complémentarité entre le photovoltaïque et l'hydroélectricité atténue les besoins de stockage saisonniers

Le profil saisonnier de production des différentes technologies constitue, avec la répartition de la consommation, le facteur central de détermination des besoins de stockage saisonnier. Le solaire et l'hydroélectricité au fil de l'eau ont des propriétés saisonnières qui se ressemblent : ils produisent davantage en été qu'en hiver. On pourrait donc penser qu'il faudrait doubler les capacités de stockage si

¹ Dont 51 % sur le plateau, 19 % dans les Alpes.

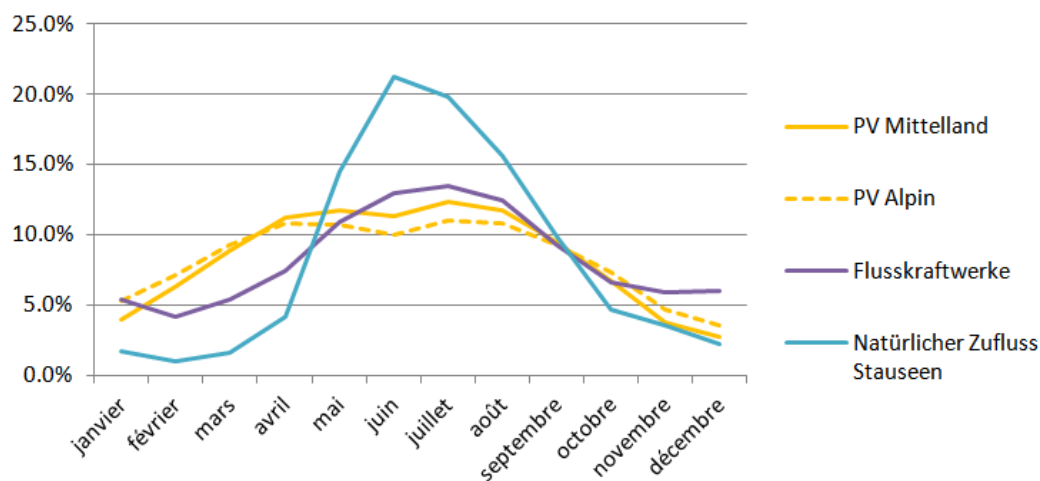
² Sources des données à la base des calculs : données mensuelles, 2008 à 2011, en GWh sur http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00769 et Jan Remund, Meteotest, pour le PV et l'éolien.

l'on se mettait à produire autant d'électricité photovoltaïque que d'hydroélectricité au fil de l'eau. Or, les calculs effectués montrent qu'une augmentation de 30 % de la capacité de stockage suffirait pour maintenir au niveau actuel les soldes d'importation et d'exportation. L'augmentation des besoins de stockage n'est donc que modérée.

Ce résultat étonnant, détaillé au cours des pages suivantes, s'explique principalement par le fait que le photovoltaïque monte plus tôt en puissance dans l'année que l'hydroélectricité. Le PV présente par ailleurs une courbe annuelle légèrement plus étalée que l'hydroélectricité au fil de l'eau, et cette propriété est encore plus marquée pour le photovoltaïque dans les Alpes (en raison de la réflexion sur la neige). En outre, le creux du photovoltaïque se situe en décembre, alors que celui de l'hydraulique au fil de l'eau a lieu en février. Ainsi, les « faiblesses » de ces deux formes d'énergies renouvelables sont décalées dans le temps. Les deux graphiques ci-dessous illustrent les similitudes et les différences.

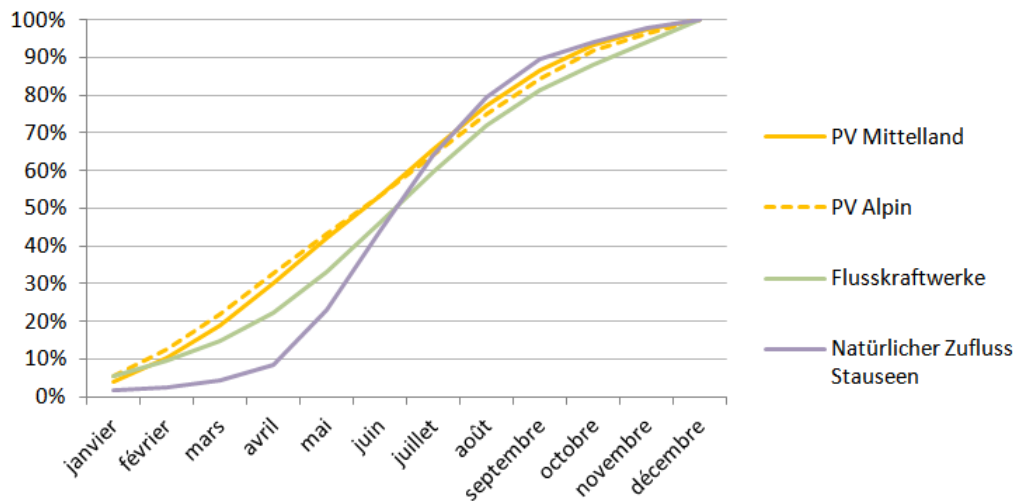
Sur le premier graphique, on voit très nettement qu'en février, mars et avril, le PV est plus fort que l'hydraulique au fil de l'eau. En chiffres : le photovoltaïque sur le plateau livre 8,8 % de sa production annuelle en mars, alors que le fil de l'eau ne produit que 5,4 %. A contrario, l'hydraulique est plus forte en novembre, décembre et janvier, soit durant la première moitié de l'hiver : en décembre, le PV sur le plateau ne génère que 2,7 % de sa production annuelle, contre 6 % pour l'hydroélectricité au fil de l'eau. En été, le pic photovoltaïque est un peu moins marqué que le pic hydroélectrique au fil de l'eau, et beaucoup moins prononcé que celui de l'apport d'eau dans les barrages.

Figure 1 : La répartition de la production sur l'année, moyenne 2008-2011, par technologie



Sur le deuxième graphique, qui montre la production cumulée, on voit qu'à la fin mai, le photovoltaïque a déjà livré 43 % de sa production annuelle, contre 33 % pour l'hydroélectricité au fil de l'eau.

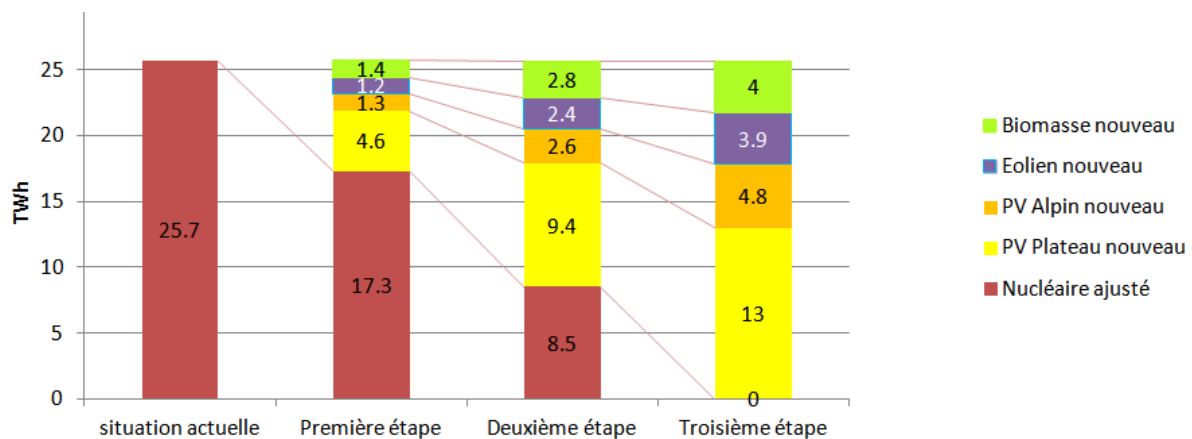
Figure 2 : La production cumulée sur l'année, moyenne 2008-2011, par technologie



3 Les principaux paramètres retenus dans cette simulation pour remplacer la production nucléaire

Selon les hypothèses émises dans cette note, le remplacement du nucléaire par le renouvelable se fait dans les proportions illustrées par le graphique ci-dessous.

Figure 3 : Le remplacement du nucléaire par du renouvelable



Dans la première étape, le solaire assure 9 % de la production électrique nationale. Dans la seconde, il garantit 19 % et 28 % au cours de la troisième étape.

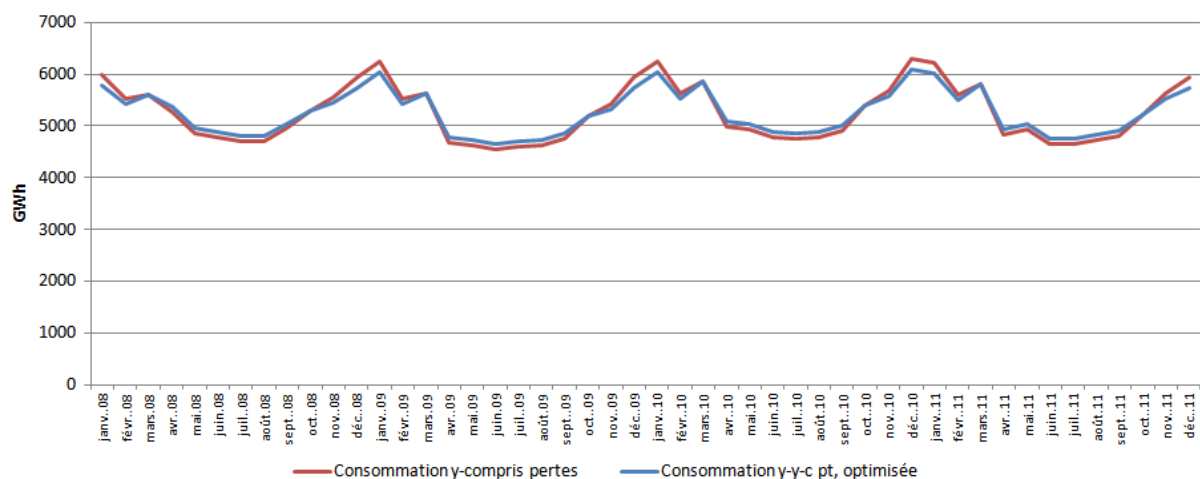
Logiquement, la répartition de la production de chaque technologie entre l'hiver et l'été est déterminante. Le tableau illustre la part de la production durant les années 2008 à 2011, en tenant compte de la météo effective.

Figure 4 : La répartition été-hiver de la production, 2008-2011

	Part de la production durant le semestre d'hiver (du 1 ^{er} octobre au 31 mars)
Hydroélectricité au fil de l'eau	33,4 %
Photovoltaïque sur le plateau	32,2 %
Photovoltaïque dans les Alpes	37,4 %
Biomasse (hypothèse)	55,0 %
Eolien	59,6 %
<i>A titre de comparaison : nouveaux projets hydroélectriques (les dix plus grands > 50 GWh/an³)</i>	26,2 %

Du côté de la consommation, on admet un léger aplatissement de la consommation hivernale, entièrement compensé par une très légère augmentation de la consommation estivale. Dans la première étape, l'aplatissement maximal est de 100 GWh en décembre, puis de 150 GWh et 200 GWh au cours des étapes suivantes. Cela réduit la consommation de décembre de 1,7 à 3,3 %. L'assainissement progressif des bâtiments chauffés à l'électrique direct et le réchauffement climatique rendent cette évolution plausible. Actuellement, les chauffages électriques consomment environ 1000 GWh par mois au cœur de l'hiver. La réduction envisagée demeure modeste, car une partie des économies est réabsorbée par les pompes à chaleur. Le graphique ci-dessous illustre la correction maximale durant la troisième étape (-200 GWh en décembre).

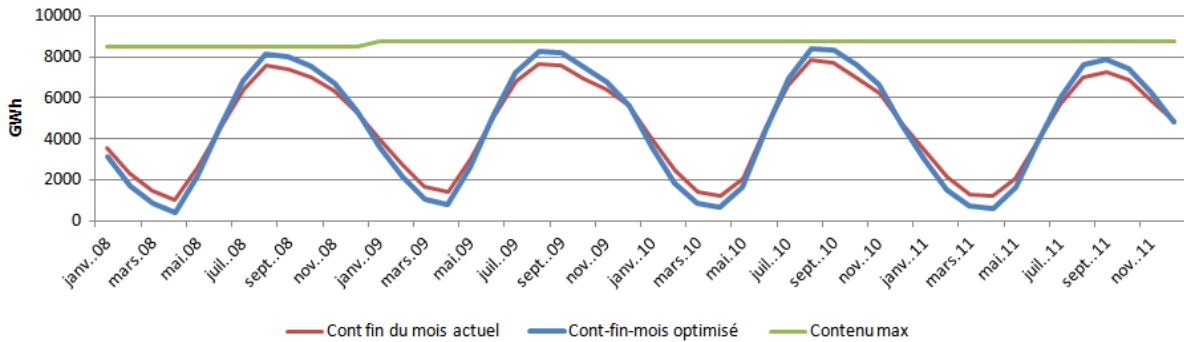
Figure 5 : L'optimisation de la consommation



³ Source : « Vergleich der zeitlichen Variabilität von Photovoltaik- und Laufwasser-Kraftwerken in der Schweiz, Untersuchung der täglichen, monatlichen und der saisonalen Variabilität », Meteotest SA, sur mandat de Swissolar

Dès la première étape, on admet que l'on utilise un peu mieux les capacités de stockage existantes, en transférant 1200 GWh de l'été à l'hiver (la quantité d'énergie stockée dans les barrages est plus proche du maximum en août-septembre et plus proche du minimum en avril). Le graphique ci-dessous montre cette optimisation.

Figure 6 : L'ajustement du remplissage des barrages



4 La situation actuelle des besoins de stockage saisonnier

En violet sur le graphique ci-dessous, on voit la production des barrages si l'on turbinait directement l'apport naturel en eau du mois en cours, sans faire varier le niveau des lacs d'un mois à l'autre. L'apport naturel d'eau dans les lacs à accumulation est extrêmement irrégulier. La variation saisonnière considérable due au cycle de la fonte des neiges n'est donc pas du tout en phase avec la consommation.

Figure 7 : La production mensuelle avant stockage et consommation sans pompes (situation actuelle)

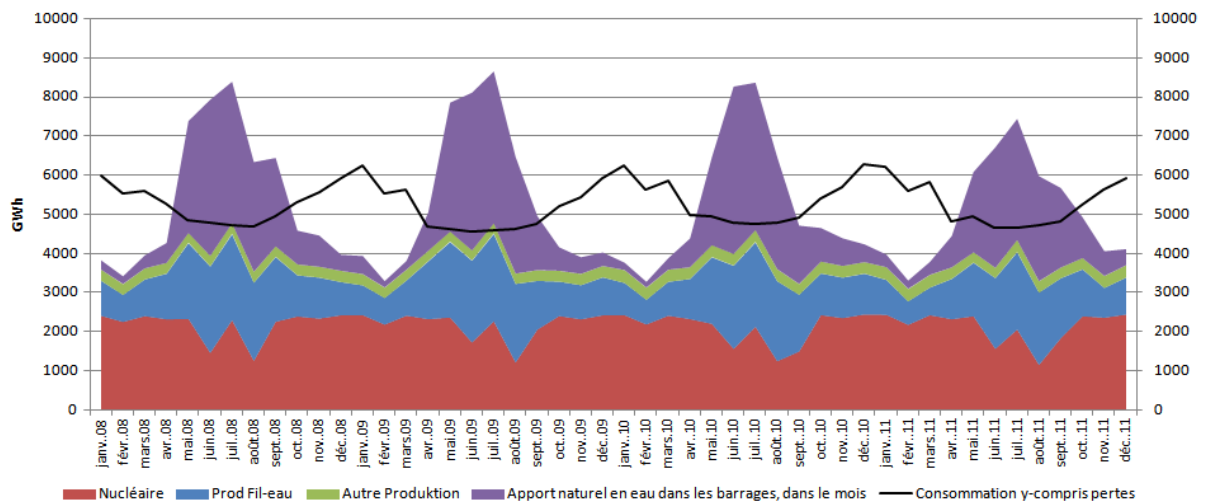
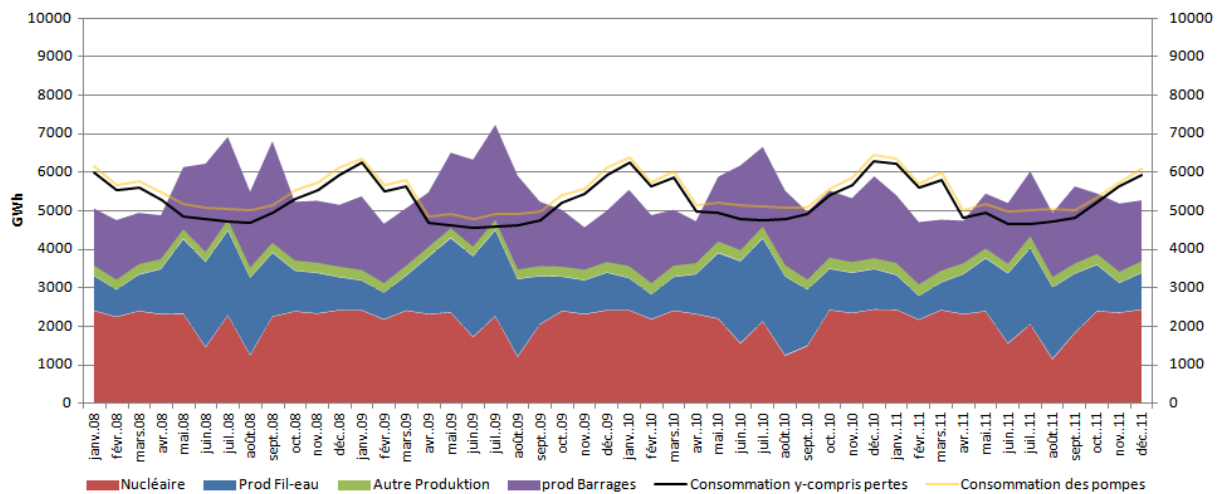


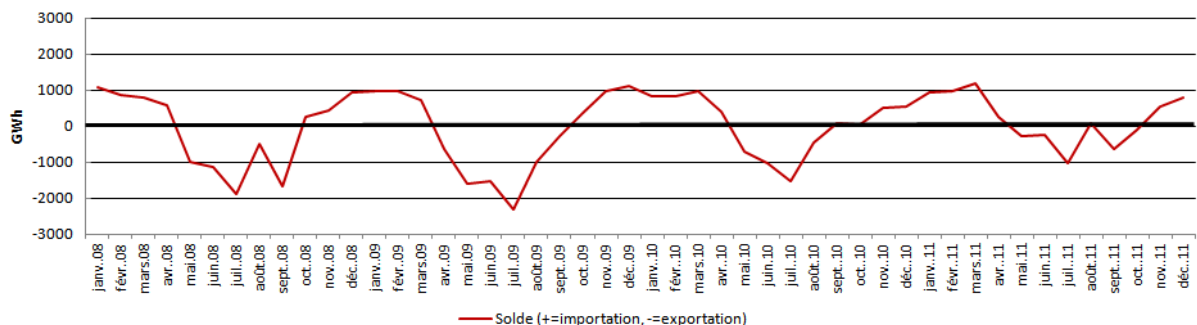
Figure 8 : La production après stockage et consommation avec pompes (situation actuelle)



Par chance, l'eau des rivières les plus irrégulières (celle de haute montagne) peut être stockée dans des barrages, ce qui permet de lisser la production. Cela se reflète dans le cycle annuel de fluctuation du niveau des barrages, représenté à la page 7.

Malgré l'importante variation des stocks, il subsiste actuellement encore un déficit hivernal que l'on importe, et un surplus estival que l'on exporte, selon l'illustration du graphique ci-dessous.

Figure 9 : Les soldes (situation actuelle)

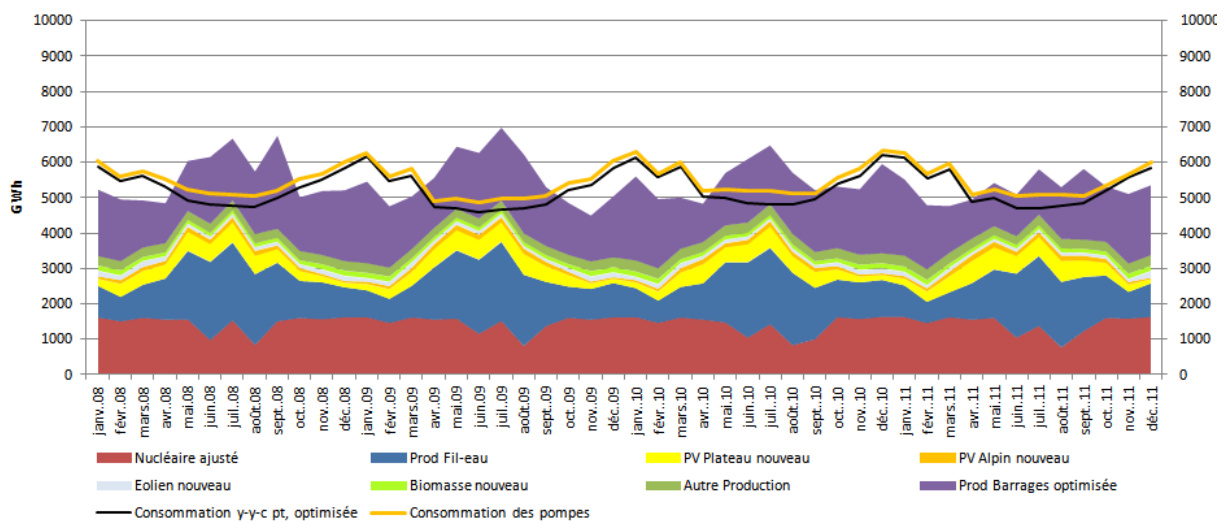


Si nous voulions atteindre une autarcie complète, il faudrait augmenter le stockage saisonnier à 4500 GWh (dont 1000 GWh existent dès aujourd'hui sans être utilisés à cette fin). Il faudrait donc construire une capacité de stockage supplémentaire pour 3500 GWh si l'on voulait que la Suisse vive en autarcie électrique.

5 Première étape : fermeture de Mühleberg et de Beznau 1 + 2

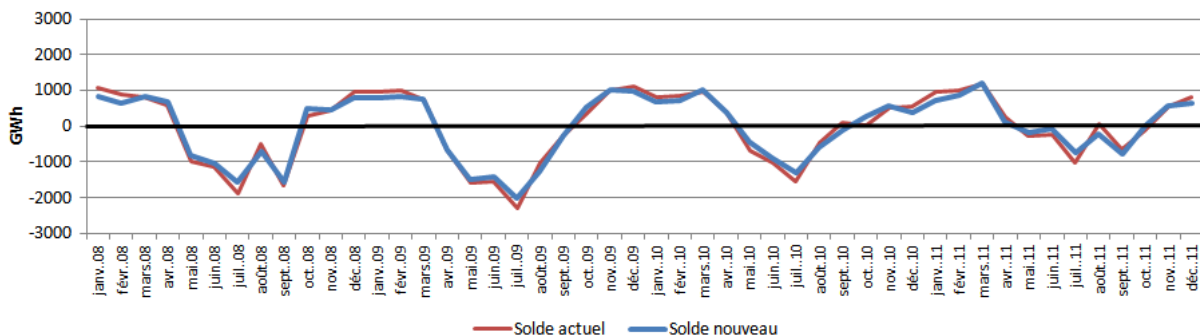
Dans cette première étape, l'instauration de 9 % de production solaire se fait à peine remarquer. Le léger aplatissement de la courbe de consommation et l'usage optimisé des infrastructures de stockage permettent de compenser la saisonnalité du solaire.

Figure 10 : La production après stockage, étape 1



Le graphique ci-dessous montre que l'on épouse assez précisément la courbe actuelle d'importation et d'exportation. On importe même un peu moins au début de l'année et un peu plus durant les derniers mois. Le décalage des creux de production entre le PV et l'hydroélectrique au fil de l'eau contribue à lisser la production. Ainsi, le graphique ci-dessous n'est pas très différent du graphique sous 4.

Figure 11 : La comparaison des soldes (étape 1)



Si l'on voulait pouvoir épouser exactement la courbe 2008-2011 du commerce extérieur, il suffirait de stocker 200 GWh en plus, sur un total de 8800 GWh disponibles lorsque les barrages sont pleins. Cela représente environ 2 %. Pour y parvenir, il suffirait d'optimiser encore un peu plus l'utilisation des infrastructures actuelles.

Conclusion : à l'arrêt des trois petites centrales nucléaires, le remplacement de leur production par 70 % de PV n'accentue en rien le problème d'équilibre saisonnier du stockage ! Pas besoin d'importer plus qu'aujourd'hui pendant le semestre d'hiver, ni d'avoir de centrale à gaz ou de couplage chaleur-force.

6 Deuxième étape : fermeture de Gösgen

Durant cette deuxième étape, la saisonnalité du solaire se fait nettement plus sentir. L'examen de la courbe des soldes montre que les exportations s'accroissent en été et les importations en hiver. La courbe du commerce extérieur se « renforce » pour ainsi dire d'environ 20 %.

Figure 12 : La production après stockage, étape 2

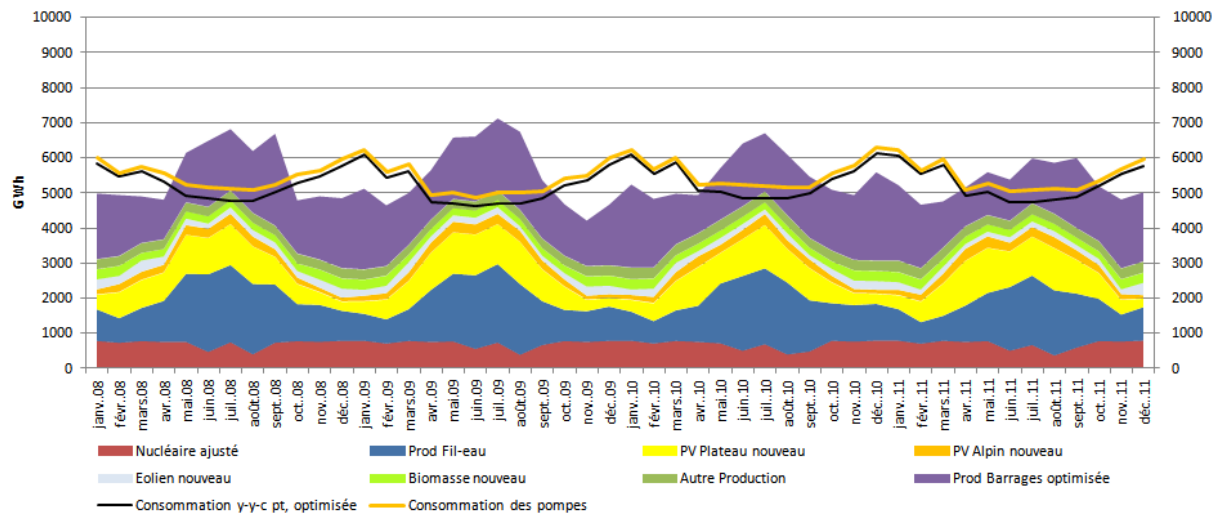
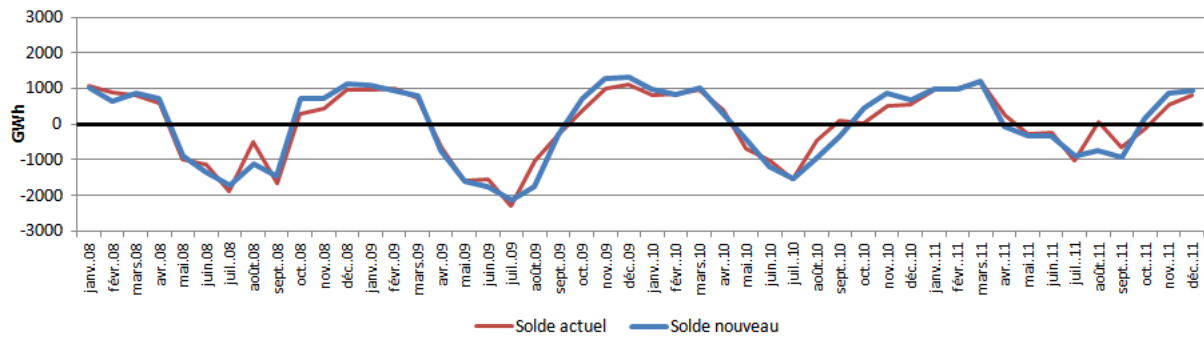


Figure 13 : La comparaison des soldes (étape 2)



Si l'on veut limiter au niveau actuel les importations hivernales, il faut environ 1300 GWh de stockage en plus pour un transfert de l'été à l'hiver. Cela représente une hausse de 15 % des capacités de stockage ou une production fossile correspondante pendant l'hiver (environ 300 GWh fossiles par mois au cœur de l'hiver, sous la forme de couplage chaleur-force).

Moyennant un accroissement du commerce extérieur de l'ordre de 20 %, il serait aussi possible de gérer la fermeture de Gösgen et le remplacement de sa production par 70 % de solaire avec les infrastructures de stockage actuelles.

7 Troisième étape : fermeture de Leibstadt, sortie définitive du nucléaire

Ce n'est que la fermeture de la dernière centrale nucléaire, prévue pour 2034, qui influence substantiellement les soldes d'importation et d'exportation.

Figure 14 : La production après stockage, étape 3

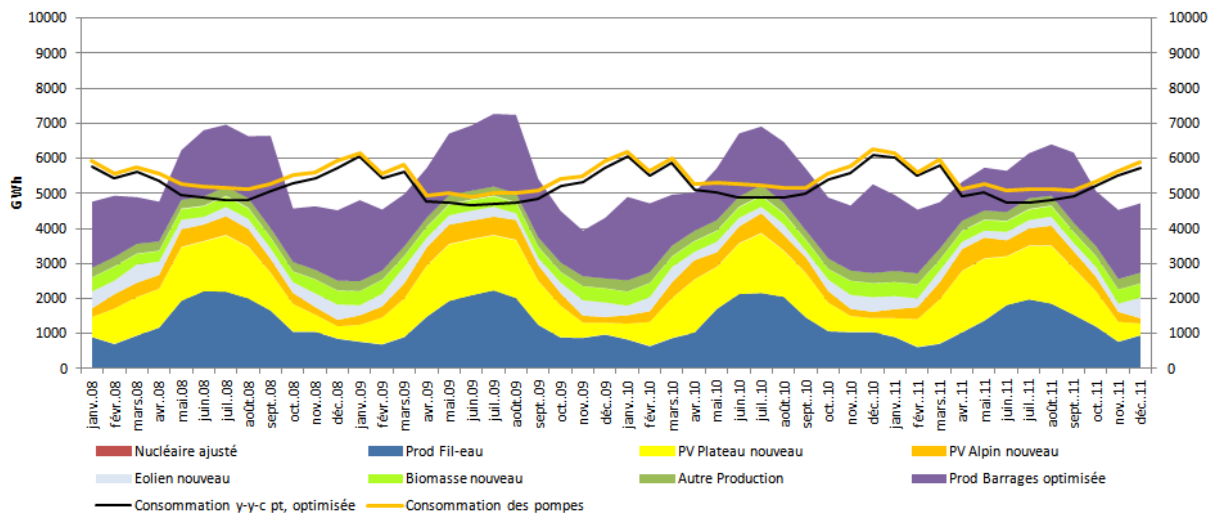
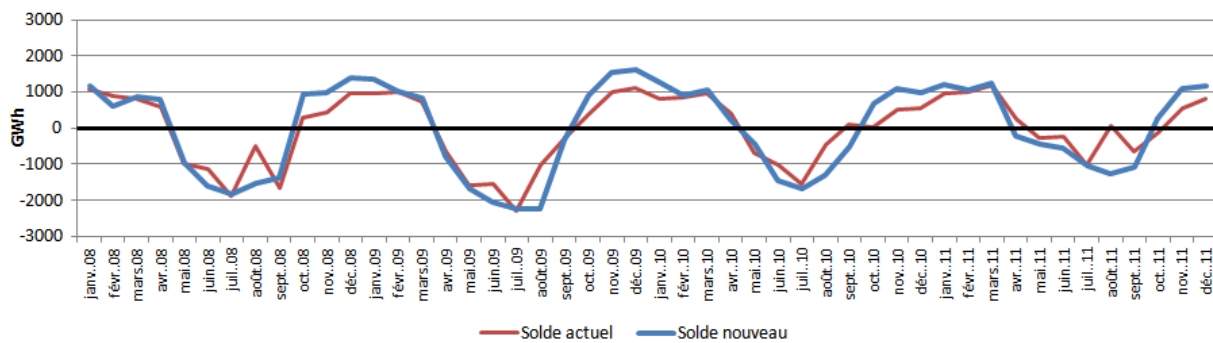


Figure 15 : La comparaison des soldes (étape 3)



Au lieu des quelque 1000 GWh par mois d’hiver importés actuellement, on passe à 1500 GWh (+ 50 %). Inversement, on exporte plus en été. Si l’on voulait épouser la courbe actuelle du commerce extérieur, il faudrait une augmentation de la capacité de stockage de 2600 GWh (+ 30 %) ou produire environ 500 GWh d’électricité d’origine fossile par mois d’hiver, par couplage chaleur-force.

8 Comment absorber les pics de puissance estivaux dans la troisième étape

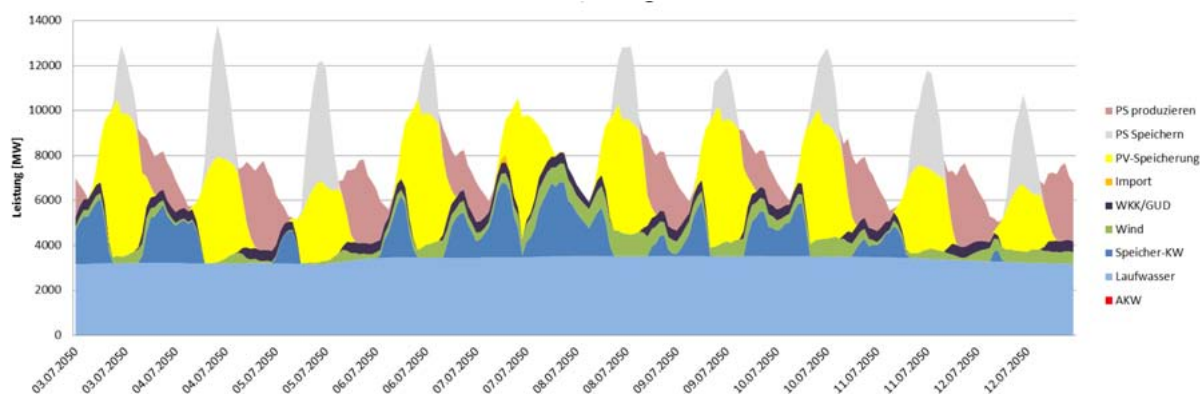
Selon l’hypothèse de la présente note, au terme de la transition, la production photovoltaïque annuelle serait de 18 TWh. Cela suppose une puissance photovoltaïque nominale totale des panneaux aux alentours de 18 GW. L’expérience montre qu’un jour d’été de très grand ensoleillement, sans nuage, la puissance totale d’injection culminerait à 12 GW. Cette différence de puissance s’explique par la variabilité de l’orientation et de l’inclinaison des panneaux ainsi que par les pertes de transformation avant l’injection. A l’avenir, ce pic de puissance pourra être encore légèrement rabaissé par le « peak-shaving⁴ », à savoir la

⁴ Le peak-shaving peut être programmé de manière permanente dans l’onduleur ou avoir lieu à la demande du réseau, via un signal électronique. Bien que sévère en été, le peak-shaving à 70 % conduit à la perte de 3 à 5 %

programmation des onduleurs de manière à limiter leur injection à 70 % de la puissance nominale des panneaux. Avec le peak-shaving, l'injection maximale dans le réseau est réduite à 11 GW. A noter que le développement des installations « est-ouest » pourrait étaler encore davantage la production journalière, réduisant le pic ultérieurement.

Cette puissance photovoltaïque de 11 GW s'additionne à la production incompressible des centrales au fil de l'eau, qui atteint 3 GW⁵. Ainsi, la puissance maximum de la production peut être de 14 GW. Cette puissance doit être mise en regard de la consommation estivale, qui peut, lors d'un week-end d'été, descendre à 6 GW. Il y a donc une différence maximum d'environ 8 GW à absorber. Le graphique ci-dessous illustre ces pics de puissance et la façon dont cette énergie doit être décalée de quelques heures.

Figure 16 : Le profil de puissance estival, avec 18 TWh de production photovoltaïque annuelle (étape 3)



Légende : en gris, le surplus de production photovoltaïque qui doit être stocké (PS Speichern). En violet, le déstockage de cette énergie photovoltaïque pour être utilisée pendant la soirée et la nuit (PS Production). Il s'agit d'une simulation sur la base du profil actuel de la consommation.

Cette situation pose la question de la capacité des installations de stockage d'absorber un tel surplus de puissance momentanée, puis à le restituer ultérieurement. Les installations de pompage-turbinage existantes, en construction ou en planification avancée permettront, en 2020, d'absorber à elles seules 6,1 GW. Le décalage de certaines consommations (notamment les boilers et les installations frigorifiques) vers le milieu de la journée permettra de déplacer 1 GW. Enfin, à l'horizon 2030, il est probable d'imaginer que le stockage par batterie permette non seulement de soulager les réseaux de distribution, mais d'absorber un surplus momentanée d'1 GW.

Il en résulte que la totalité d'un pic solaire estival à midi pourra vraisemblablement être absorbée en Suisse même, sans nécessité d'exporter. Si les puissances à absorber sont extrêmes, il faut noter que la quantité d'énergie à stocker est de l'ordre de 70 GWh seulement. Cela représente moins d'1 % de la quantité d'énergie stockable dans les barrages.

seulement de la production annuelle. Cela s'explique par le fait que les installations solaires ne produisent au-delà du seuil de 70% de leur puissance nominale que pendant quelque dizaines d'heures par an, ce qui fait qu'en perspective annuelle, le rabotage est minime.

⁵ En termes de puissance, les installations de biomasse non interruptibles sont négligeables (de l'ordre de 0,3 GW). Quant à la puissance éolienne, elle est très faible pendant les pics d'ensoleillement.

9 Conclusion

Cette étude rappelle en premier lieu le fait que la Suisse est, dès aujourd'hui, loin d'une autarcie permanente. Elle importe et exporte suivant le cycle des saisons, tout en produisant environ l'équivalent de sa consommation sur une année.

Pour maintenir les soldes d'exportation et d'importation actuels, un renfort de la production hivernale sera nécessaire. Durant la première étape de sortie du nucléaire, ce besoin de renfort est quasiment négligeable, de l'ordre de la marge d'erreur. Durant la seconde étape, la production hivernale nécessaire équivaut à environ 1300 GWh. Cela exigerait une augmentation de 15 % des capacités actuelles de stockage. Au terme de la sortie, le besoin correspond à 2600 GWh approximatifs, ce qui demanderait un accroissement de 30 % de nos capacités de stockage existantes.

Ce besoin de production hivernal peut être couvert par le stockage d'électricité renouvelable. On pense évidemment en premier lieu aux barrages, mais d'autres technologies pourraient apparaître. Cependant, cette production pourrait aussi provenir d'une production thermique fossile.

Au terme de la transition, la production photovoltaïque (18 TWh) serait légèrement supérieure à la production actuelle au fil de l'eau (16 TWh). Il n'est pas nécessaire pour autant de doubler la capacité de stockage, et de loin, puisqu'une augmentation de 30 % suffit. Cela s'explique par la relative complémentarité des courbes de production saisonnière. Le développement d'une dose modérée d'éolien et de biomasse à stockage saisonnier contribue lui aussi à ce résultat très modeste.

Vu l'énorme développement de l'hydraulique au fil de l'eau dans notre pays, son développement ultérieur déséquilibrerait davantage le mix électrique que le développement du photovoltaïque. Ce constat est d'autant plus vrai que les nouveaux projets hydroélectriques au fil de l'eau auraient une production nettement moins équilibrée que les centrales au fil de l'eau qui existent actuellement : seulement 26 % de leur production aurait lieu entre octobre et mars, contre 33 % pour l'hydraulique actuel au fil de l'eau (PV : 32 % pour le PV en plaine, 37 % dans les Alpes).

Moyennant une augmentation modérée des soldes d'importation et d'exportation, il serait même possible de réaliser la deuxième étape sans augmenter le stockage ou la production hivernale. Autrement dit, jusqu'à concurrence d'environ 12 TWh/an (19 % de la production), l'expansion photovoltaïque ne pose pas de problème saisonnier majeur. Le besoin de stockage supplémentaire ne se fera véritablement sentir qu'après la fermeture de Leibstadt, en 2034, lorsque, selon l'hypothèse de cette note, l'on passe de 12 à 18 TWh de production solaire.

Dans la troisième étape, l'alternative à l'augmentation du stockage ou des importations d'électricité pourrait être la production des 2500 GWh manquants par le couplage chaleur-force. Celui-ci pourrait être fossile, ou ultérieurement fonctionner au biogaz ou au gaz de synthèse produit à partir des surplus de courant estival renouvelables. Il s'agirait de produire de l'ordre de 500 GWh par mois de grand froid. Si la production est entièrement fossile, cela représente 1 million de tonnes de CO₂ par an, soit 2 % des émissions actuelles de gaz à effet de serre⁶.

⁶ Base : 400 g CO₂ par KWh, pour une centrale à gaz ou pour la part imputable à l'électricité dans un couplage chaleur-force.

Pour augmenter le stockage en vue de l'hiver, la première possibilité consiste à rehausser des barrages qui n'arrivent actuellement pas à retenir tout leur afflux naturel, ou ceux dotés de pompes et d'une source suffisante d'eau de pompage. Le potentiel réaliste⁷ oscille autour de 1000 GWh, ce qui permettrait d'absorber une part substantielle des besoins de stockage de la troisième étape. L'hypothèse de nouveaux barrages en très haute altitude, dans des espaces libérés par la fonte des glaciers, mérite aussi d'être examinée. Il faut donc bel et bien développer l'hydroélectricité, mais avec des accents quelque peu différents de ce qui a été envisagé ces derniers mois dans les débats publics. En matière d'hydroélectricité, le stockage est en effet au moins aussi intéressant que la production. Et bien entendu, il s'agit de poursuivre et de renforcer l'assainissement des chauffages électriques, pour aplatir légèrement la courbe de charge hivernale.

Dans tous les cas de figure, il est intéressant de mener ces études et de préparer des projets de barrages, de manière à pouvoir décider vers 2020 ou en 2025 s'il faut vraiment les construire. Par contre, il serait prématuré de décider définitivement maintenant de renforcer de 30 % les capacités de stockage des barrages. En effet, suivant l'évolution à long terme des profils de consommation et de production en Europe, le développement du stockage saisonnier dans des barrages pourrait devenir très attractif ou au contraire totalement superflu, pour les raisons suivantes :

1. Les profils de consommation sont susceptibles d'évoluer : par exemple, si la France diminue progressivement le chauffage électrique et si le boom des climatiseurs se poursuit, le pic de la consommation pourrait se déplacer vers l'été, comme c'est déjà le cas au sud du continent. Cette tendance pourrait s'accroître si l'éolien poursuit un fort développement, avec une production prépondérante en hiver. Dans ce cas, il serait économiquement nettement plus intéressant de laisser la courbe des soldes d'importation et d'exportation se renforcer encore et ce serait moins coûteux que le stockage.
2. Mais l'évolution inverse est également possible : le PV qui pourrait devenir prédominant en Europe, faisant exploser les besoins de stockage à l'échelle continentale. Le stockage saisonnier pourrait se transformer en marché très lucratif.
3. L'évolution des techniques de stockage saisonnier pourrait elle aussi modifier la donne. Si le stockage saisonnier par air comprimé ou sous forme chimique (méthane ou hydrogène de synthèse) se développe favorablement, ces technologies pourraient être plus économiques que le stockage dans de nouveaux barrages, malgré une moindre efficacité énergétique (50 à 60 % de perte contre 25 à 30 % pour le pompage-turbinage et 0 % pour le turbinage sans pompage préalable).
4. Le réchauffement climatique pourrait avoir une influence très substantielle : manque d'eau, réduction des besoins d'électricité en hiver et anticipation de la fonte des neiges au printemps sont trois facteurs qui réduiraient le déficit électrique hivernal.

En conclusion, cette étude met en évidence que la Suisse possède trois atouts dont la combinaison est probablement unique au monde : premièrement, une infrastructure permettant de stocker une quantité d'électricité correspondant à 14 % de sa production annuelle, deuxièmement des pompes capables dès

⁷ Selon « Wasser, Energie & Luft », N° 2, 2012

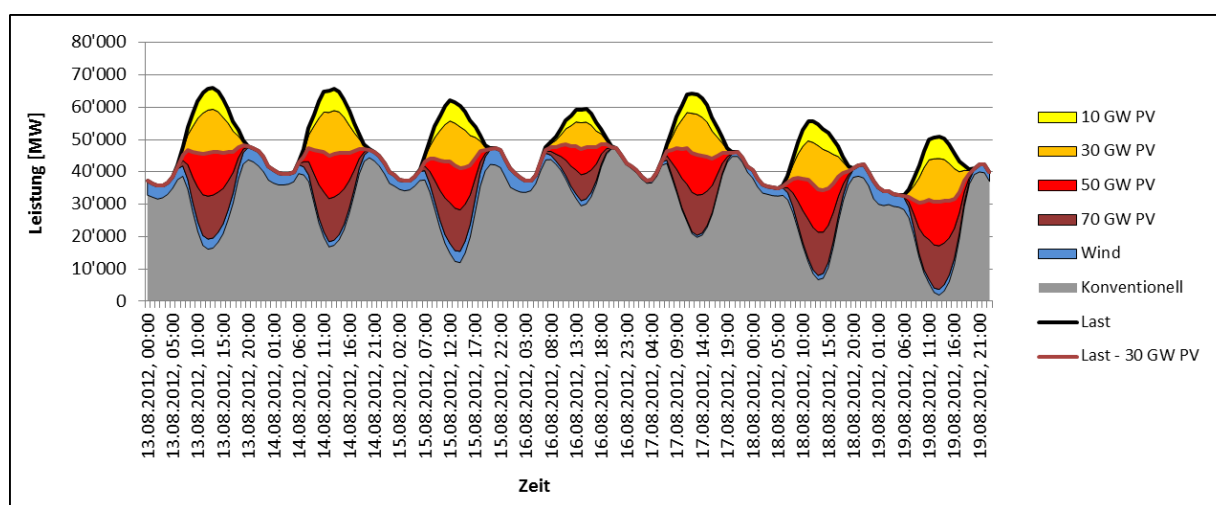
2020 d'absorber deux tiers de sa puissance et troisièmement un ensoleillement bien meilleur que d'autres pays ayant développé l'hydroélectricité, comme la Norvège. La Suisse a donc la possibilité de remplacer la majorité du courant nucléaire par le photovoltaïque, une technologie bien acceptée, facile à déployer et dont le prix va poursuivre sa baisse. Cela lui évitera de tomber dans une dépendance structurelle accrue aux importations d'électricité ou de gaz.

10 Annexe 1 : la crise du pompage-turbinage n'est que momentanée

Le développement massif du photovoltaïque en Italie et en Allemagne a eu pour effet de réduire la différence de prix entre le courant le plus cher de la journée (peak-load) et le moins cher (base-load).

Cet effet est illustré dans le graphique ci-dessous⁸, qui représente la situation en Allemagne pendant une semaine en août 2012. La puissance photovoltaïque installée est actuellement de 30 GW. Cette production est représentée sur le graphique par les tranches jaune et orange. On constate que la production photovoltaïque actuelle couvre assez précisément le surplus de consommation pendant la journée (en comparaison du creux nocturne). Ainsi, la charge à couvrir par les autres modes de production (nucléaire, fossile, éolien et biomasse, représentés en bleu et gris) est relativement plate. Actuellement, l'Allemagne n'a pas vraiment besoin d'acheter beaucoup de courant de pointe. Avant le boom du photovoltaïque, elle avait besoin de courant pour couvrir sa consommation diurne. Ce courant pouvait venir du stockage dans les barrages, mais aussi des centrales à gaz, très flexibles. La demande de courant de pointe étant actuellement faible, son prix est bas.

Figure 17 : La situation allemande dans la semaine du 13 août 2012, en fonction du développement actuel et futur du photovoltaïque



La poursuite du développement du photovoltaïque en direction de 60 ou 70 GW bouleversera à nouveau la donne (tranches rouge et bordeaux). La production d'énergie de ruban nucléaire et charbonnière, représentée par les lignes bleues, devra être réduite. Dès lors, le besoin d'énergie de pointe se fera sentir pendant la soirée et la nuit, et ceci de manière croissante. Cette évolution se traduira par une remontée des prix du peak-load. Selon toute vraisemblance, cela relancera massivement la rentabilité économique du pompage-turbinage.

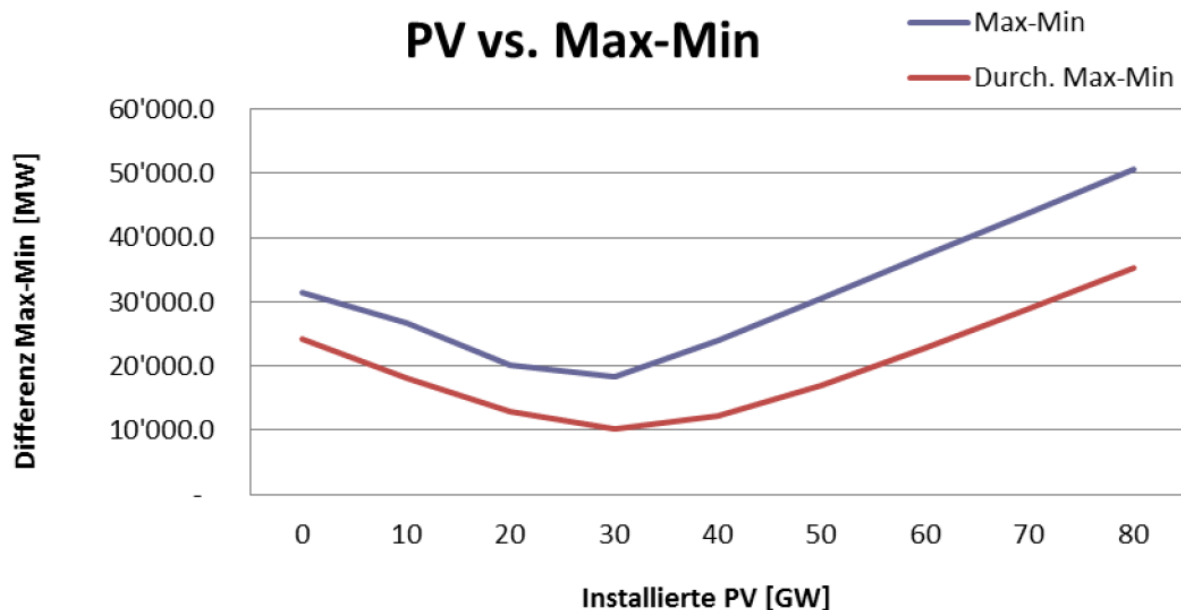
⁸ Source de ce graphique et du suivant : Jan Remund, dipl. natw. ETH, « Ausbau Pumpspeicherung – lohnt sich das? » 13.9.2012, Version 2

Ce regain d'intérêt du pompage-turbinage pourrait être freiné si le prix du gaz demeure relativement bas, car le courant de pointe ne pourra pas être vendu plus cher que celui de la production gazière. Inversement, le prix d'achat du courant de pompage pourrait chuter considérablement, en raison de la fréquente apparition de surplus solaires et éoliens. Ce facteur augmenterait la marge économique du pompage.

Le graphique ci-dessous modélise le besoin de puissance flexible. Plus précisément, il illustre l'évolution de la variabilité maximum à assumer par les autres énergies que le photovoltaïque, en fonction du développement de celui-ci. Jusqu'aux 30 GW installés actuellement, le développement du photovoltaïque a clairement diminué ce besoin, pénalisant le pompage-turbinage. En d'autres termes, le développement du PV a rapproché la courbe de production de celle de la demande. A l'avenir, le développement du photovoltaïque va produire l'effet inverse : il faudra plus de puissance flexible pendant la nuit, ce qui augmentera la demande de courant de pointe.

Il en découle que la crise de rentabilité actuelle du pompage temporaire correspond à un instantané historique tout à fait particulier, qui ne durera vraisemblablement pas.

Figure 18 : L'évolution des besoins de courant de pointe en Allemagne en fonction du développement du photovoltaïque



11 Annexe 2 : table des illustrations

Figure 1 : La répartition de la production sur l'année, moyenne 2008-2011, par technologie	4
Figure 2 : La production cumulée sur l'année, moyenne 2008-2011, par technologie	5
Figure 3 : Le remplacement du nucléaire par du renouvelable	5
Figure 4 : La répartition été-hiver de la production, 2008-2011.....	6
Figure 5 : L'optimisation de la consommation	6
Figure 6 : L'ajustement du remplissage des barrages	7
Figure 7 : La production mensuelle avant stockage et consommation sans pompes (situation actuelle)	7
Figure 8 : La production après stockage et consommation avec pompes (situation actuelle).....	8
Figure 9 : Les soldes (situation actuelle)	8
Figure 10 : La production après stockage, étape 1	9
Figure 11 : La comparaison des soldes (étape 1)	9
Figure 12 : La production après stockage, étape 2	10
Figure 13 : La comparaison des soldes (étape 2)	10
Figure 14 : La production après stockage, étape 3	11
Figure 15 : La comparaison des soldes (étape 3)	11
Figure 16 : Le profil de puissance estival, avec 18 TWh de production photovoltaïque annuelle (étape 3)	12
Figure 17 : La situation allemande dans la semaine du 13 août 2012, en fonction du développement actuel et futur du photovoltaïque.....	16
Figure 18 : L'évolution des besoins de courant de pointe en Allemagne en fonction du développement du photovoltaïque	17