



7 août 2014

13.074 n Stratégie énergétique 2050, premier paquet de mesures

Rentabilité des centrales hydrauliques existantes

Rapport à l'intention de la CEATE-N

Sommaire

1. Contexte	3
2. Base de données	3
3. Evaluation générale des données	5
4. Analyse des composantes des coûts	8
5. Instruments de soutien aux centrales hydrauliques existantes	11
5.1. Prêts de la Confédération.....	11
5.2. Cautionnements	11
5.3. Redevances hydrauliques	12
6. Appréciation juridique	12

1. Contexte

Compte tenu de la situation difficile des centrales hydroélectriques sur le marché européen de l'électricité, la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) a chargé le 27 mai l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) d'examiner la rentabilité des centrales hydrauliques existantes. La présente évaluation sert de base pour décider si des mesures de soutien destinées aux centrales hydrauliques existantes dont la rentabilité n'est pas assurée sont nécessaires. Les données pour l'évaluation ont été transmises de manière confidentielle à l'OFEN par les exploitants des centrales électriques et les cantons. L'OFEN a rendu ces données anonymes de manière à exclure toute possibilité d'identification des centrales ou des exploitants concernés.

2. Base de données

Les données fournies par les exploitants et les cantons concernent 58 centrales au total, dont 34 centrales au fil de l'eau, 19 centrales à accumulation et 5 centrales de pompage-turbinage. Ces centrales produisent 23 108 GWh au total, soit environ 65% de la production de la force hydraulique en Suisse, et représentent une puissance de 10 400 MW, soit environ 75% de la puissance installée de la force hydraulique. Les petites centrales hydrauliques, qui bénéficient de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), ne sont pas comprises dans cette base de données.

Les données fournies portent sur les exercices 2011 à 2013. Une plus longue série chronologique n'étant pas disponible, l'évolution des coûts à plus long terme n'a pas pu être analysée. Ainsi il n'est pas possible de montrer les effets que pourraient avoir des amortissements extraordinaires ou la disponibilité de l'eau.

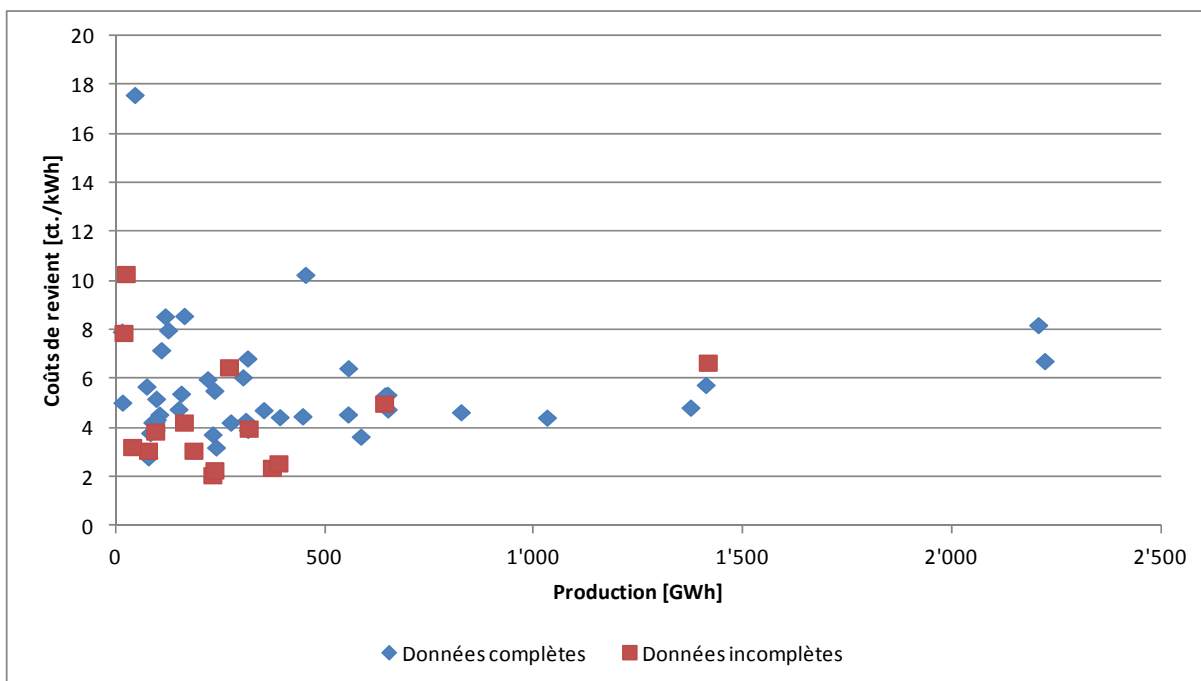
Le tableau 1 ci-dessous indique la proportion de la production figurant dans la base de données selon les différents cantons. Les données des cantons du Valais et des Grisons, principaux producteurs d'électricité d'origine hydraulique, représentent respectivement 81% et 71% de la production escomptée.

Canton	Production escomptée de l'ensemble des installations selon la statistique des aménagements hydroélectriques SAHE (en GWh)	Production escomptée des installations figurant dans la base de données (en GWh)	Proportion de la production figurant dans la base de données en %
VS	9'618	7'777	81%
GR	7'784	5'525	71%
TI	3'543	2'161	61%
BE	3'322	2'791	84%
AG	3'175	2'104	66%
GL	933	456	49%
GE, OW, SG, SH, SO, SZ, VD, ZH	4'283	2'294	54%
AI, AR, BL, BS, FR, JU, LU, NE, NW, TG, UR, ZG	3'255	0	0%
Total	35'912,57	23'108	64%

Tableau 1 Répartition des données reçues en fonction des cantons

Les données des centrales hydrauliques fournies par les exploitants et les cantons n'attestent pas toutes du même niveau de détail: la structure détaillée des coûts est disponible pour 43 installations alors que seules les indications du montant des coûts de revient ont été fournies pour les autres centrales.

Le graphique 1 indique les coûts de revient en fonction de la quantité d'électricité produite. Ils sont répartis entre les installations qui présentent des données économiques détaillées (en bleu) et celles dont les données économiques sont incomplètes (en rouge). Deux tiers des centrales examinées présentent des coûts de revient inférieurs à 6 ct./kWh.



Graphique 1 Coûts de revient des centrales examinées

3. Evaluation générale des données

L'évaluation des données permet de dresser le tableau suivant:

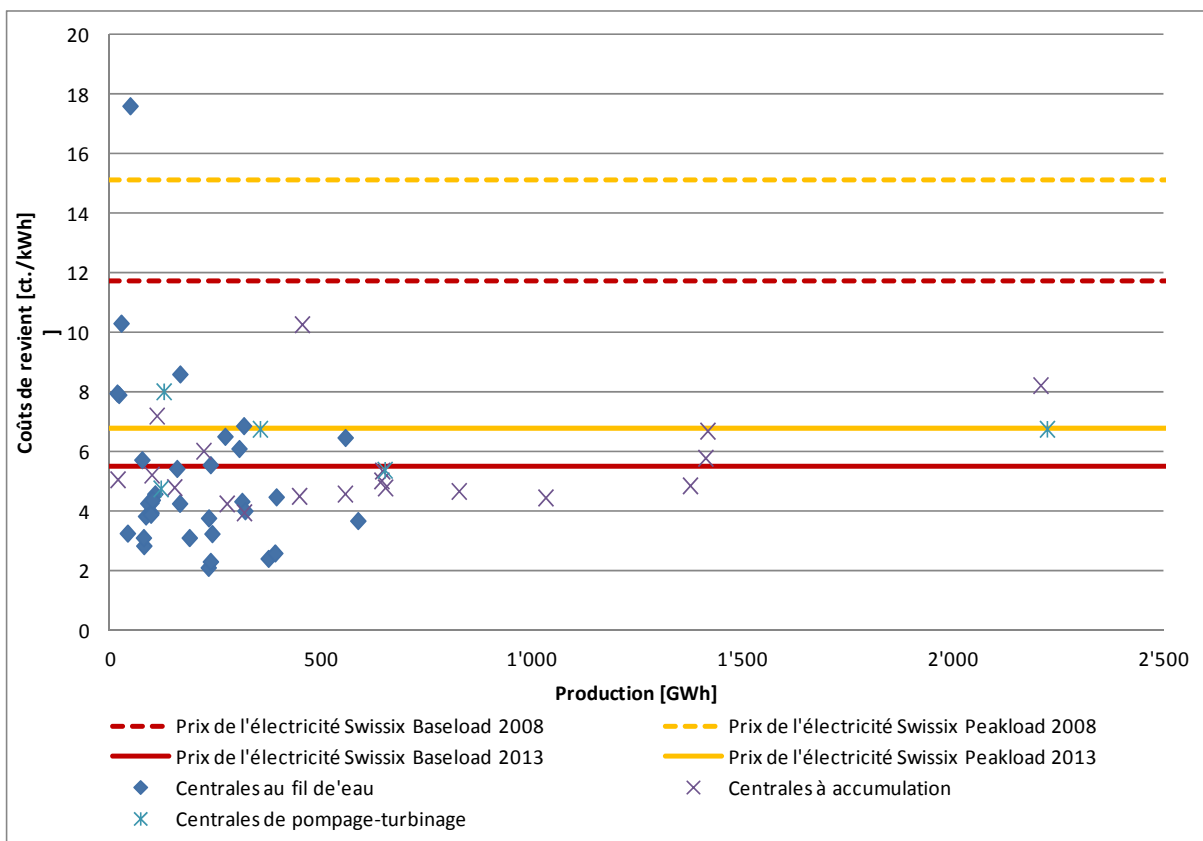
- Les coûts de revient des installations de production examinées varient entre 2,1 ct./kWh et 17,6 ct./kWh.
- La moyenne pondérée des coûts de revient de l'ensemble des installations est de 5,6 ct./kWh. Cette valeur est de l'ordre de grandeur du prix de l'énergie en ruban au Swissix en 2013 (4,5 ct. d'euro/kWh, soit environ 5,5 ct./kWh).
- En moyenne, les centrales au fil de l'eau ont les coûts de revient les plus bas (4,5 ct./kWh) et les centrales de pompage-turbinage les plus élevés (6,4 ct./kWh), notamment en raison des coûts d'acquisition de l'énergie. Cette valeur est de l'ordre de grandeur du prix de l'énergie de pointe au Swissix en 2013 (5,5 ct. d'euro/kWh, soit environ 6,8 ct./kWh).
- Ces valeurs montrent qu'en moyenne une exploitation rentable des installations est possible.

<i>en ct./kWh</i>	<i>Toutes centrales confondues</i>	<i>Centrales au fil de l'eau</i>	<i>Centrales à accumulation</i>	<i>Centrales de pompage-turbinage</i>
moyenne pondérée	5,6	4,5	5,9	6,4
minimum	2,1	2,1	3,9	4,8
maximum	17,6	17,6	10,3	8,6

Tableau 2 Coûts de revient en fonction du type d'installation

Le graphique 2 montre la variabilité des coûts de revient des différentes installations. Parmi les centrales aux coûts de revient les plus élevés figurent les centrales au fil de l'eau les plus petites, dont les

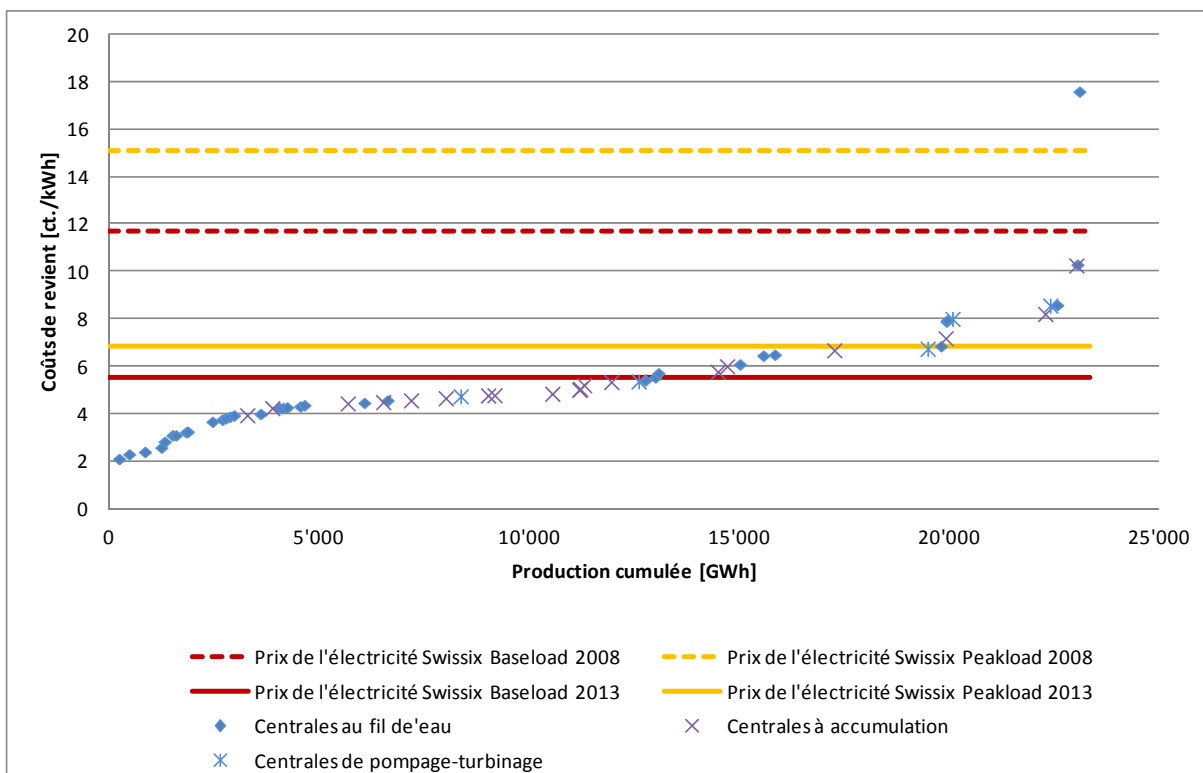
coûts sont largement supérieurs aux prix actuels du marché. Certaines centrales d'accumulation et de pompage-turbinage enregistrent également de coûts de revient dépassant les prix actuels du marché.



Graphique 2 Coûts de revient comparés aux prix actuels du marché et à ceux de 2008

Comme le montre le graphique 3, plus de la moitié des centrales hydrauliques examinées produisent avec des coûts de revient inférieurs aux prix actuels du marché. Il est ainsi possible d'avoir une exploitation couvrant ses coûts, en commercialisant l'électricité sur le marché de gros.

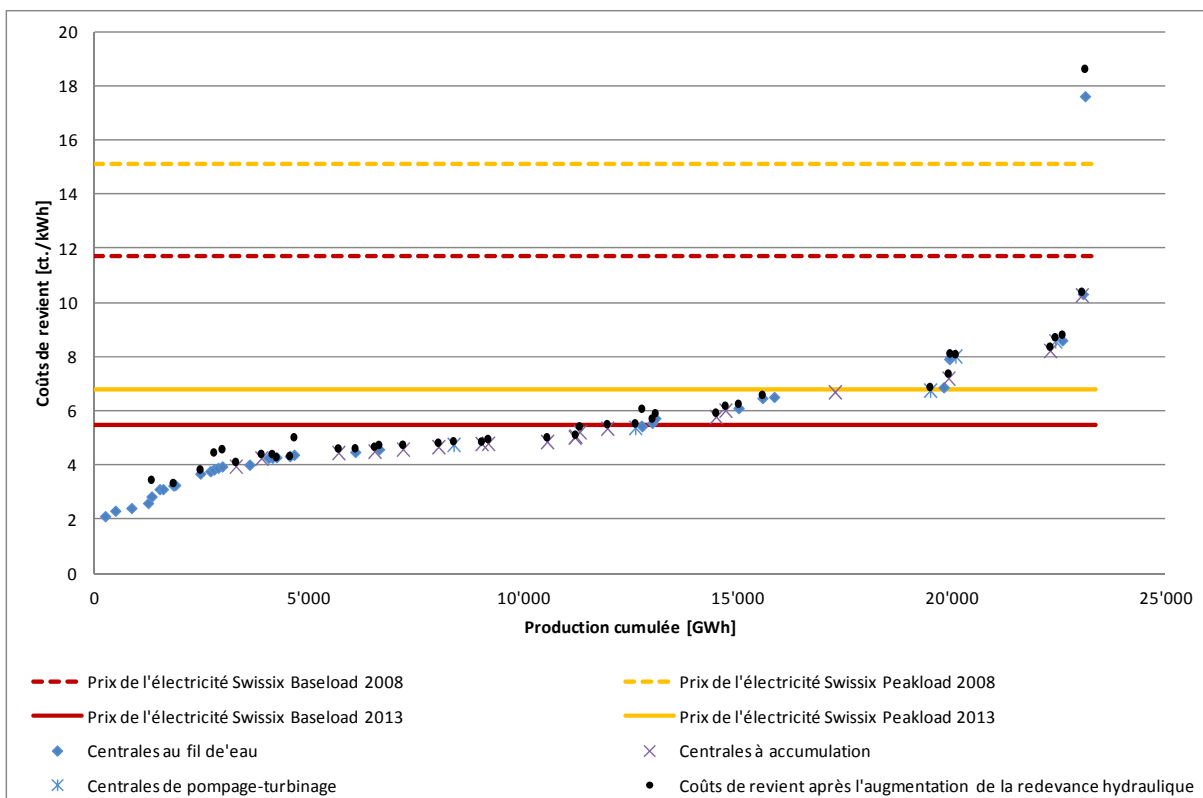
Toutes les centrales ne sont cependant pas exposées dans la même mesure aux prix du marché spot. Les consommateurs dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh n'ont ainsi pas accès au marché et achètent l'électricité au coût de production d'une exploitation efficace, en vertu de l'art. 4 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI), ce qui représente environ la moitié de la consommation suisse. Cela signifie également que les centrales avec des consommateurs finaux en approvisionnement de base peuvent vendre leur électricité aux coûts de revient, même si le prix du marché est inférieur aux coûts de revient de l'installation. La centrale peut ainsi produire en couvrant ses coûts à condition de produire efficacement, en vertu de l'art. 4 OApEI.



Graphique 3 Coûts de revient par rapport à la production cumulée

La loi sur les forces hydrauliques (LFH) prévoit la possibilité pour les cantons d'augmenter à partir de 2015 la redevance hydraulique; de 100 francs par kilowatt théorique aujourd'hui à 110 francs par kilowatt théorique. Cela provoquera une hausse des coûts de revient et les installations accusant des pertes seront probablement plus nombreuses, en fonction de l'évolution des prix du marché de gros.

Les coûts supplémentaires attendus sont toutefois relativement faibles en comparaison avec les coûts de revient globaux. Le graphique 4 présente les coûts de revient des centrales pour lesquelles les coûts de la redevance hydraulique sont connus. On part du principe que les cantons exploiteront la marge au maximum et augmenteront les redevances hydrauliques de 100 francs à 110 francs par kilowatt théorique.

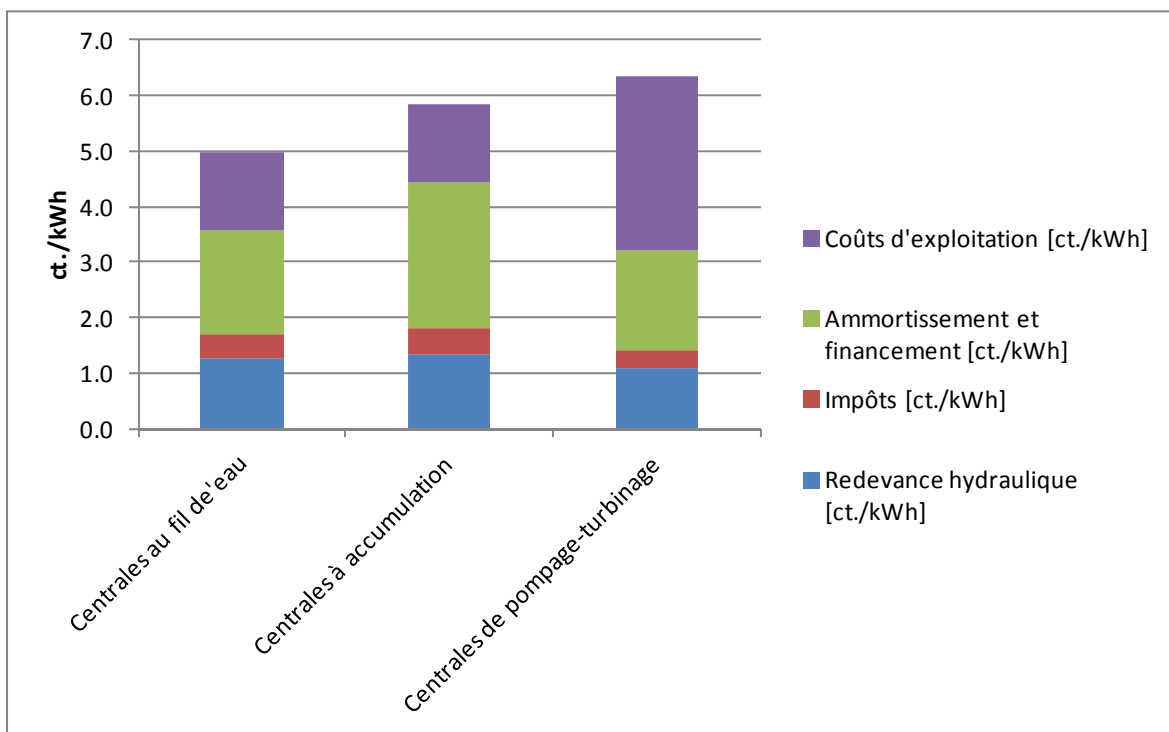


Graphique 4 Coûts de revient par rapport à la production cumulée après la hausse de la redevance hydraulique en 2015

4. Analyse des composantes des coûts

Le graphique 5 illustre les coûts de revient pondérés en fonction de la production selon le type de centrale hydraulique et de coûts pour les 43 installations dont les données détaillées sur les coûts sont disponibles (environ 50% de la production annuelle issue de la force hydraulique). Il s'agit ici des valeurs moyennes des années 2011 à 2013.

On remarque que les coûts du capital, comprenant les amortissements et les coûts de financement pour les fonds propres et les capitaux étrangers, constituent la part principale des coûts de revient pour les centrales au fil de l'eau et celles à accumulation (environ 2,4 ct./kWh). Avec environ 1,3 ct./kWh, la redevance hydraulique représente une autre part importante des coûts. Les coûts d'exploitation des centrales de pompage-turbinage sont élevés en raison de l'énergie de pompage. Les coûts indirects et ceux de la gestion des actifs et de la commercialisation de l'énergie ne sont pas intégrés dans les calculs.

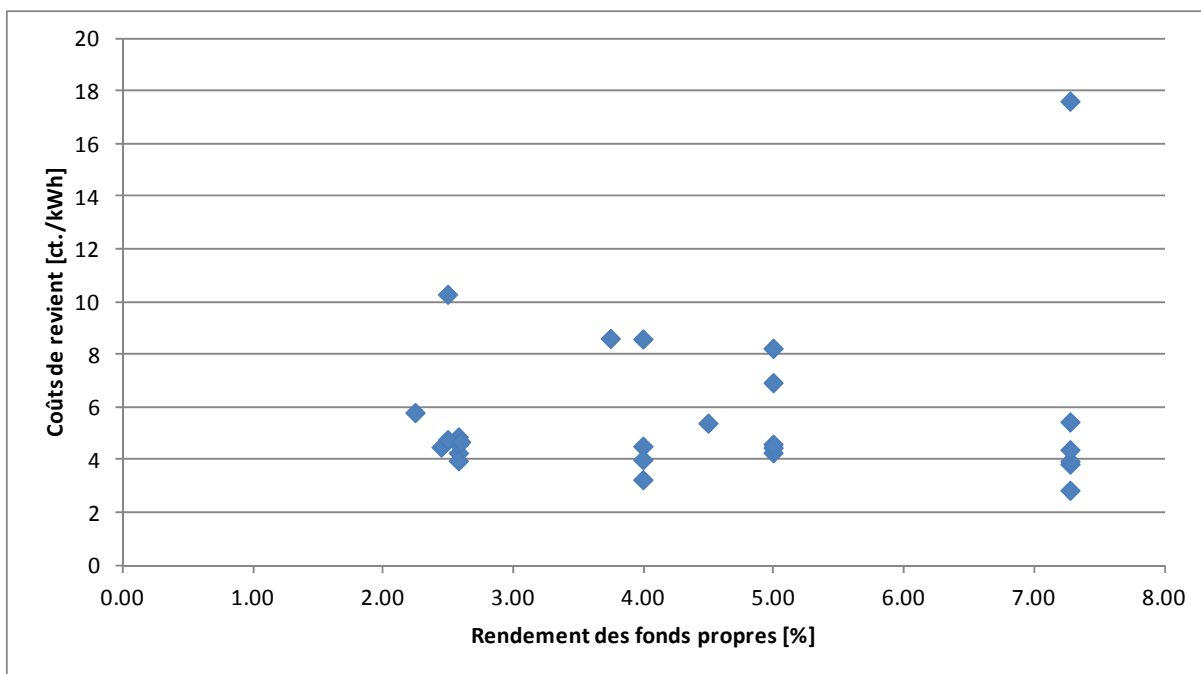


Graphique 5 Coûts de revient pondérés en fonction de la production selon les types de centrale et de coûts (43 installations)

Une comparaison des coûts des fonds propres montre qu'il existe ici de grandes différences entre les installations. Il apparaît que le rendement des fonds propres des sociétés partenaires est nettement inférieur à celui des installations intégrées dans un groupe de sociétés électriques. Ainsi, le taux d'intérêt moyen sur les fonds propres des sociétés partenaires examinées est de 3,5%, alors que celui des entreprises intégrées dans un groupe est de 6,95%. Ceci pourrait s'expliquer par le fait que les partenaires, en qualité d'actionnaires des installations, sont intéressés par des conditions d'achat de l'électricité avantageuses afin de pouvoir revendre l'électricité avec les bénéfices les plus élevés possibles et donc de maintenir les dividendes à un niveau bas.

Par ailleurs, l'échantillon des données atteste que certaines sociétés partenaires ont réduit le rendement des fonds propres ces dernières années. Les versements de dividendes ont pu être déduits pour 30 centrales totalisant une production de 16,1 TWh en 2012 (40% de la production totale issue de la force hydraulique). Ces versements ont atteint 67 millions de francs en 2012, soit 0,41 ct./kWh ou 6,1% des coûts de revient.

Aucun rapport statistique n'est constaté entre le rendement des fonds propres et les coûts de revient (voir graphique 6). Le coefficient de corrélation n'atteint que 0,12.



Graphique 6 Aucun rapport statistique entre le rendement des fonds propres et les coûts de revient

Les taux d'intérêt moyens sur les capitaux étrangers sont également plus bas pour les sociétés partenaires (2%) que pour les installations intégrées dans un groupe de sociétés (3%). Le taux d'intérêt moyen des capitaux étrangers des centrales examinées est de 2,24%.

En faisant l'hypothèse d'une part de fonds propres moyenne de 40%, le coût moyen pondéré du capital investi (WACC) est de 3,1% (2,6% pour les sociétés partenaires et 4,56% pour les producteurs intégrés dans un groupe de sociétés).

5. Instruments de soutien aux centrales hydrauliques existantes

L'éventail des instruments qui pourraient rendre rentables des centrales qui ne le sont pas est limité. Les coûts du capital et les redevances hydrauliques représentent des éléments de coût importants. Des prêts de la Confédération ou des cautionnements ainsi que la réduction des redevances hydrauliques constitueraient les voies à explorer. Ici s'appliquent les mêmes exigences que pour un éventuel encouragement du développement de la grande hydraulique, à savoir un examen au cas par cas et un soutien limité dans le temps.

5.1. Prêts de la Confédération

L'octroi de prêts exigerait une base légale matérielle dans la législation sur l'énergie afin de définir le cadre et les conditions préalables.

Coûts-utilité

- Les coûts du capital représentent une part importante des coûts de revient des centrales hydrauliques. Des prêts de la Confédération à taux d'intérêt préférentiel réduiraient les coûts du capital et de ce fait les coûts de revient des centrales hydrauliques.

Financement

- Les moyens provenant du budget ordinaire de la Confédération doivent être remboursés intégralement par le débiteur à l'échéance, lors d'un prêt. Au moment du prêt, les moyens versés sont cependant entièrement à la charge du compte financier. Ils sont ainsi soumis aux règles du frein à l'endettement et restreignent en conséquence la marge de manœuvre en termes de politique financière pour l'accomplissement des tâches dans d'autres domaines.
- Si le débiteur ne peut plus remplir ses engagements auprès de la Confédération, celle-ci doit supporter la perte et effectuer une correction de valeur correspondante au compte de résultat.
- Les prêts de la Confédération sont inscrits comme capitaux étrangers dans les bilans des bénéficiaires de subventions. La hausse correspondante de l'endettement peut conduire à ce que la solvabilité de l'entreprise soit entravée et à une augmentation de ses coûts de refinancement.

5.2. Cautionnements

L'octroi de cautionnements exigerait une base légale matérielle dans la législation sur l'énergie afin de définir le cadre et les conditions préalables.

Coûts-utilité

- L'octroi de cautionnements par la Confédération permettrait aux propriétaires de centrales de réduire les coûts du capital d'une centrale non rentable et d'améliorer ainsi sa rentabilité.
- Il faut escompter que lors de l'octroi de cautionnements par la Confédération, les coûts de financement baisseraient pour s'approcher du niveau des obligations portant intérêt de la Confédération (2%).
- L'importance de la baisse des coûts de financement pour chaque entreprise par ce moyen dépend des conditions auxquelles elle peut se financer sur le marché des capitaux.

Financement

- Lors d'un cautionnement, les finances fédérales ne sont pas sollicitées. Il n'a donc pas d'influence sur la marge de manœuvre en termes de politique financière en raison du frein à l'endettement.

- Si le débiteur ne peut plus remplir ses engagements auprès du prêteur, la Confédération intervient pour le remplacer. Les pertes éventuelles sont financées par le budget ordinaire de la Confédération. Dans ce cas, le frein à l'endettement entre en ligne de compte.

5.3. Redevances hydrauliques

Une réduction du montant maximal des redevances hydrauliques exigerait une modification de la loi sur les forces hydrauliques (LFH). Du point de vue du régulateur, il serait problématique que tous les exploitants de centrale profitent de redevances hydrauliques réduites et pas seulement les centrales reconnues comme non rentables (principe de l'arrosoir). En revanche, sur le plan juridique, une baisse des redevances hydrauliques qui ne serait pas appliquée à tous les exploitants de centrale mais uniquement à ceux dont l'installation est insuffisamment rentable serait irrecevable car contraire à la liberté économique (risque de distorsion de la concurrence, voir aussi ch. 6).

6. Appréciation juridique

L'octroi d'aides financières nécessiterait de créer une base légale conforme à la Constitution dans le projet de LEnE. En effet, en vertu de l'art. 89, al. 3, Cst., la Confédération ne doit favoriser que le *développement* des techniques énergétiques et non pas leur application. En parallèle, l'art. 89, al. 2, Cst. confère cependant à la Confédération une compétence législative limitée aux principes dans le domaine de l'utilisation des énergies indigènes et des énergies renouvelables. Cette compétence autorise la Confédération non seulement à fixer des principes mais aussi à établir ponctuellement des règles détaillées et approfondies. Dans la mesure où il lui revient d'établir des réglementations matérielles, elle est également autorisée à prévoir des soutiens financiers et d'en définir le cadre et les conditions préalables. Sur ce point, la compétence de la Confédération visant à prévoir des mesures de soutien de la production électrique issue de la force hydraulique devrait être approuvée. Toutefois, une certaine retenue devrait du moins être requise en regard de la limitation de la compétence visée à l'art. 89, al. 3, Cst. qui précisément ne prévoit *pas* de favoriser la seule application des techniques de production, soit un encouragement qui dépasse le stade du développement lui-même.

Lors de la concrétisation de la mesure de soutien, il faudrait en outre veiller à ce qu'elle ne contredise ni l'exigence d'égalité de traitement ni celle de liberté économique, soit qu'elle respecte le principe de neutralité concurrentielle. *Les interventions qui ne sont pas motivées par la politique énergétique, mais par la politique économique ou par la politique de la concurrence, ne sont en principe pas souhaitables.* Un système qui ne profiterait dès le départ qu'à certaines entreprises serait de ce point de vue jugé contraire à la Constitution. En élaborant des mesures de soutien nécessaires non pas pour une technologie en tant que telle (exploitation, extension, construction des installations correspondantes) mais, comme ici, seulement pour certaines entreprises en raison de leur situation financière spécifique, le cadre légal serait clairement dépassé.

Enfin, lors de modifications de la législation, il s'agit d'éviter la création de réglementations incompatibles avec celles de l'UE dans la perspective d'un éventuel accord sur l'énergie avec l'UE. En ce qui concerne les mesures décrites ci-dessus (ch. 5.1 à 5.3), elles seraient sans doute considérées comme des aides d'Etat au sens du droit européen à partir d'un certain montant. Une aide d'Etat n'est certes pas illicite dans tous les cas. La prudence est pourtant toujours de mise lorsqu'une mesure est motivée par des considérations relevant de la politique économique, car de telles aides dans tous les cas illicites selon le droit européen. Il convient de tenir compte du fait que les aides non autorisées doivent être remboursées selon le droit de l'UE.