



13 mars 2014

13.074n Stratégie énergétique 2050, premier paquet de mesures

Rapport à l'attention de la CEATE-N concernant l'encouragement de la force hydraulique

1. Contexte

Ce rapport fournit un aperçu global de la situation économique actuelle de la force hydraulique suisse – compte tenu des conditions-cadres internationales – et de l'évolution attendue du marché. Les modèles d'encouragement proposés y font l'objet d'une appréciation économique et juridique. On a renoncé à décrire dans le détail l'éventuelle réalisation des systèmes d'encouragement en discussion, eu égard aux incertitudes de politique énergétique et économique existantes, et aussi au vu de la situation en Europe.

2. Situation actuelle des centrales hydroélectriques existantes

2.1. Evolution de l'environnement du marché international et conséquences sur la rentabilité des centrales hydroélectriques existantes de la Suisse

Les conditions de marché et les conditions-cadres de la force hydraulique suisse ont changé ces dernières années en raison des développements internationaux. La crise financière, la crise économique et la crise de l'euro, conjuguées à l'extraction fructueuse du gaz de schiste aux Etats-Unis, ont entraîné l'effondrement du prix des combustibles en 2008. Simultanément, le prix du CO₂ est si bas en Europe (env. 6 euros par tonne de CO₂ émise) qu'aucun effet incitatif ne se fait plus sentir (cf. graphique 1). Cette situation favorise aussi la production électrique à partir des énergies fossiles. Les centrales électriques à charbon d'un certain âge, déjà amorties et dont les coûts de production sont avantageux, constituent surtout une concurrence directe aux autres grandes centrales électriques. De plus, le changement structurel et les mesures prises dans les pays européens pour améliorer l'efficacité énergétique ne restent pas sans effets. C'est ainsi que l'Agence allemande de l'énergie (Deutsche Energie Agentur, DENA) observe en Allemagne une dissociation de la consommation électrique et de la croissance économique. De plus, les subventions ont permis de fortement développer les éoliennes et les installations photovoltaïques, notamment en Allemagne. Leur production, si le vent est puissant ou que le rayonnement solaire est intense, exerce une pression sur les prix de l'électricité en Europe.



Graphique 1 Evolution du prix des combustibles (charbon et gaz) et du prix de la tonne de CO₂.
Source: Office fédéral de l'énergie, 2013.

Dans ce contexte, les prix du Swissix ont plongé au cours des cinq dernières années de plus de 70 €/MWh pour une cote de ruban annuel à actuellement quelque 45 €/MWh pour la charge de base et 56 €/MWh pour la charge de pointe. Ces valeurs correspondent à un prix de l'électricité respectivement d'environ 5,5 ct./kWh (charge de base) et d'environ 6,8 ct./kWh (charge de pointe).

La situation esquissée du marché européen de l'électricité pèse sur la rentabilité des **grandes centrales hydroélectriques existantes**. Comme des données actuelles, testées quant à leur plausibilité, font défaut, l'OFEN n'est pas en mesure de procéder à une analyse précise de la situation économique des grandes centrales hydroélectriques. Mais de précédentes études publiées en 2001 et 2004¹ ont montré que les coûts de revient des grandes centrales hydroélectriques se situent, selon le type, entre 4,56 et 6,49 ct./kWh (sans le pompage). Cependant, l'amplitude des coûts est très grande, car leur montant dépend notamment du moment des investissements réalisés et des charges liées aux concessions. Parmi les composants importants de coûts, citons les coûts du capital et les amortissements (1,2 à 3,3 ct./kWh), suivis des redevances hydrauliques (env. 1 à 2 ct./kWh actuellement; elles renchéiront de 0,1 à 0,2 ct./kWh dès 2015). Le taux maximum respectivement de 100 CHF/kW de puissance brute et de 110 CHF/kW de puissance brute dès 2015 est réglementé au niveau fédéral. Les cantons et les communes ont la compétence de décider si le maximum est ou non réclamé (un bon nombre de cantons ont prévu dans leur législation que le taux maximum s'applique).

Sur la base de la structure de coûts calculée à partir des études citées des années 2001 ou 2004, on pourrait en moyenne couvrir de justesse les coûts de revient des grandes centrales hydroélectriques existantes aux prix de marché actuels au Swissix (soit env. 5,5 ct./kWh pour la charge de base et env. 6,8 ct./kWh pour la charge de pointe selon les prix spot 2013). Toutefois, depuis que ces études ont été réalisées, les redevances hydrauliques et les débits résiduels ont été relevées, ce qui a induit une hausse supplémentaire des coûts de revient. Selon l'étude de BSG Unternehmensberatung St. Gallen (2010), conduite sur mandat de l'OFEN et de l'AES², les taxes frappant la force hydraulique étaient d'environ 2,2 ct./kWh en 2009. Ces taxes comprennent entre autres les redevances hydrauliques, les taxes de concession, les indemnités de renoncement au droit de retour et les impôts. En faisant l'hypothèse que les autres éléments de coût (coûts de la main-d'œuvre, coûts d'exploitation, amortissements, coûts des fonds étrangers et coûts des fonds propres) n'ont pas changé depuis les études précitées, les coûts de revient moyens se situent entre 5,6 et 6,9 ct./kWh environ, c'est-à-dire qu'ils sont supérieurs aux prix actuels du marché. L'amplitude des coûts de revient entre les différentes centrales électriques devrait cependant rester considérable.

La situation économique des **centrales à pompage-turbinage** est aussi difficile actuellement, car les prix en périodes de pointe reculent fortement depuis quelques années, particulièrement par rapport aux prix en périodes de faible charge. La volatilité des prix de l'électricité s'est réduite en raison des surcapacités en Europe. Une étude menée par Frontier Economics et swissQuant Group 2013³ sur mandat de l'OFEN a examiné la rentabilité des centrales à pompage-turbinage. Cette analyse montre que le seuil de rentabilité sera difficile à atteindre d'ici à 2020, mais que la rentabilité s'améliorera à partir de 2020. En effet, l'injection accrue d'électricité provenant respectivement des nouvelles éner-

¹ Filippini, M., S. Banfi, C. Luchsinger, J. Wild (2001), Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz, Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale, étude réalisée sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, de l'Office fédéral des eaux et de la géologie et du groupe d'intérêts de la branche (IGW), et Filippini, M., S. Banfi, C. Luchsinger, A. Müller (2004), Bedeutung der Wasserzinsen in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung.

² BSG Unternehmensberatung St. Gallen (2010), Finanzielle Belastung der Schweizer Elektrizität durch Abgaben an die Gemeinwesen im Jahr 2009, étude réalisée sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie et de l'Association des entreprises électriques suisses.

³ Frontier Economics et swissQuant Group (2013), Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050, étude réalisée sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie.

gies renouvelables, ou d'apports énergétiques irréguliers, devrait accentuer alors la volatilité des prix de l'électricité.

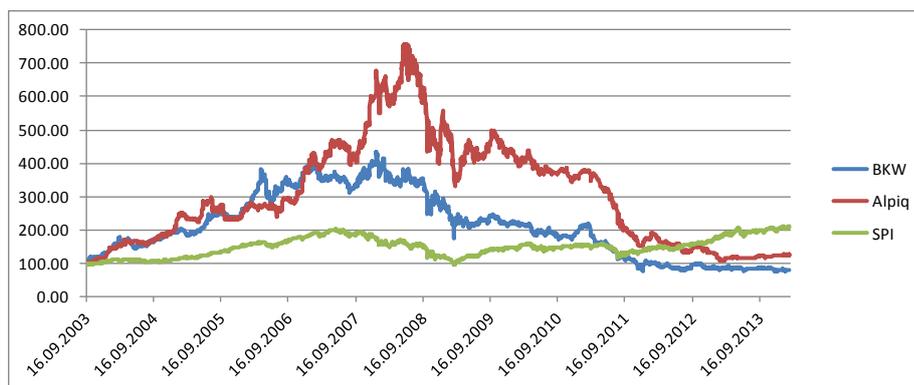
L'OFEN ne dispose de données concrètes qu'en nombre limité sur la situation économique des **petites centrales hydroélectriques existantes**. S'agissant en particulier des petites installations (puissance < 300 kW), la forte diminution de leur nombre suite aux mises hors service au cours des dernières décennies permet toutefois de postuler que la majeure partie ne peut pas être exploitée de manière rentable.

En ce qui concerne **la construction, la transformation et l'aménagement des petites centrales hydroélectriques**, diverses enquêtes ont fourni des informations sur les coûts de revient. Les installations présentent d'importantes différences quant à la structure de leurs coûts, des différences qui proviennent des conditions disparates de l'espace naturel et de la planification opportune de l'installation.

Les installations de référence, qui servent à déterminer les taux de rétribution RPC pour les petites centrales hydroélectriques et dont les coûts sont en moyenne de 40 ct./kWh pour les installations d'une puissance <10 kW et de 12 ct./kWh pour les grandes installations jusqu'à 10 MW, présentent une variance des coûts de revient fortement corrélée à leur taille. En d'autres termes, pour la plupart des projets, l'équilibre économique ne saurait être atteint sans subventions.

2.2. Etat économique actuel des groupes de la branche électrique

En raison de la baisse des prix de l'électricité, observable depuis 2008, la branche suisse de l'électricité se trouve dans une phase de réorientation et de consolidation. Les cours des actions des deux sociétés cotées, BKW-FMB et Alpiq, sont retombés à leur niveau de 2003 après avoir connu une envolée durant les années de boom économique entre 2006 et 2008. Le graphique 2 ci-dessous illustre l'évolution des cours des actions de BKW-FMB et d'Alpiq et les compare à l'évolution du Swiss Performance Index (SPI). Axpo n'est pas cotée en Bourse et appartient intégralement aux cantons de la Suisse du Nord-Est.



Graphique 2: Cours des actions des grands groupes cotés de la branche électrique (valeurs indexées, septembre 2003 = 100).

Les chiffres clés des entreprises reflètent l'évolution du cours de leur action au cours des années passées. Si le chiffre d'affaires et les volumes d'énergie écoulés sont restés relativement stables, les bénéfices nets ont chuté de leur niveau record de 2008 en raison de la baisse des prix de l'électricité: les

résultats avoisinent zéro, quand ce ne sont pas des pertes qui ont dû être enregistrées. En particulier, des amortissements extraordinaires pour les centrales nucléaires, au gaz, au charbon et hydrauliques ont pesé sur les résultats annuels. Les effectifs de personnel au sein de la branche sont globalement en léger recul. Axpo et BKW-FMB ont pu maintenir leurs effectifs (moyennant certains transferts de Suisse à l'étranger), mais Alpiq a par contre réduit son effectif d'environ 30 pour cent suite aux mesures de restructuration entreprises en 2012 ainsi qu'à la fermeture et à la cession de certaines activités. La réorientation a impliqué que des programmes de réduction des coûts soient mis en œuvre ou que des participations soient vendues à des centrales électriques suisses ou étrangères.

Les groupes énergétiques d'Europe sont confrontés aux mêmes défis. En Allemagne, par exemple, les groupes E.ON et RWE ont substantiellement perdu en rentabilité et en capacité d'investissement au cours des cinq dernières années. L'énergie renouvelable subventionnée représente désormais près d'un quart de la production électrique de ce pays. L'offre d'électricité éolienne et solaire, dictée par les conditions météorologiques et non par les besoins, évince du marché les centrales électriques conventionnelles plus coûteuses, qui ne sont plus en mesure de couvrir leurs coûts de capital en raison des prix plus bas du marché de gros.

Par ailleurs, des erreurs d'estimation commises par leur direction expliquent aussi la situation difficile des entreprises allemandes d'approvisionnement en électricité. De fait, certains groupes énergétiques ont postulé que la croissance économique entraînerait nécessairement une consommation accrue d'électricité. Mais en 2013, la consommation électrique en Allemagne était inférieure à celle de 2003, bien que le produit intérieur brut du pays ait augmenté de plus de dix pour cent. Parallèlement, le nombre des acteurs du marché qui produisent eux-mêmes leur électricité (p. ex des particuliers et des entreprises) a augmenté. Les entreprises d'approvisionnement ne parviennent par conséquent pas à écouler leurs surcapacités notamment parce qu'ils ont ignoré cette évolution. En outre, E.ON et RWE disposent d'un nombre relativement faible de parcs éoliens et d'installations photovoltaïques. Depuis lors, les groupes ont réagi: ils optimisent leur structure de coûts et réorientent leur stratégie.

Les groupes suisses de la branche électriques ont eux aussi identifié trop tard ces développements du marché. Le développement subventionné de la force éolienne et de l'énergie solaire en Europe était prévisible depuis au moins dix ans compte tenu de la base légale. De plus, les producteurs d'électricité ont investi dans les centrales à gaz partout en Europe. Or, à l'époque déjà, certaines voix se sont élevées dans les milieux bancaires pour mettre en garde contre un excès d'offre d'électricité en Europe. Contrairement à l'événement de Fukushima, le succès de l'encouragement des énergies renouvelables et la surabondance d'électricité qu'elle a induite, c'est-à-dire la surcapacité de la production électrique européenne, auraient été décelables à un stade précoce.

Actuellement, les grandes entreprises d'approvisionnement en énergie réorientent leur stratégie. Il faut s'attendre à ce qu'elles doivent procéder à d'autres corrections de valeur, notamment dans le domaine de l'énergie hydraulique. Leur capacité à accéder au marché des capitaux en pâtira, c'est-à-dire qu'il leur sera plus difficile de financer des investissements dans de nouveaux projets. Simultanément, des postes de coûts importants demeureront en raison de l'intensité capitaliste des capacités de production existantes. Les actionnaires ou les collectivités publiques doivent également contribuer à l'optimisation des structures de coûts. En outre, des experts critiquent le fait que certaines entreprises d'approvisionnement en énergie qui enregistrent des pertes soient tenues de continuer à verser des dividendes en vertu de conventions d'actionnaires.

2.3. Attentes concernant l'évolution future de l'environnement du marché et de la rentabilité des centrales hydroélectriques existantes

Les prix à terme aux bourses européennes de l'électricité n'annoncent pas de reprise d'ici à 2016. C'est ainsi que le prix de l'électricité pour l'année civile 2016 est négocié entre 34,8 €/MWh et 44,65 €/MWh à l'European Energy Exchange (EEX) de Leipzig, soit environ 5,1 à 6,3 ct./kWh pour la Suisse. En 2013, pour anticiper l'avenir plus lointain, l'OFEN a donné le mandat de réaliser une étude sur les prévisions de prix⁴. Dans tous les scénarios, les prix de l'électricité jusqu'en 2020 sont supérieurs à leur niveau actuel (entre 7 et 11 ct./kWh à long terme). Les auteurs de l'étude sont partis du principe que les prix des combustibles et du CO₂ se redresseraient à l'horizon 2020 et que les surcapacités sur le marché européen de l'électricité seraient réduites. Simultanément, d'autres facteurs comme la conception du marché européen de l'électricité, comprenant l'éventuelle introduction de mécanismes de capacité, sont aussi susceptibles d'influencer à la baisse la formation des prix sur les marchés de gros.

Il faut aussi tenir compte de la rentabilité future de la grande hydraulique en Suisse à la lumière de l'ouverture complète du marché de l'électricité, attendue pour 2018. Actuellement, dans le cadre de l'approvisionnement de base, les producteurs peuvent vendre l'électricité à leurs clients à des tarifs basés sur leurs coûts de revient. Lorsque l'ouverture du marché sera complète, le libre choix du fournisseur permettra davantage au marché de fixer les prix également envers les petits clients.

2.4. Conclusions du chapitre 2

- Les **prix de l'électricité** ne sont pas fixés en Suisse, ils sont déterminés sur le marché européen. Ces prix ont chuté d'environ un tiers depuis 2008 aux bourses européennes de l'électricité. Cette évolution est surtout due à **la crise financière, à la crise économique et à la crise de l'euro**, escortées des prix bas des combustibles, notamment du prix du charbon.
- Dans l'environnement du marché international actuel, les exploitants des **grandes centrales hydroélectriques existantes** ne sont quasiment plus en mesure d'exploiter leurs installations de manière rentable.
- Des amortissements extraordinaires pour les centrales nucléaires, à charbon et hydrauliques pèsent en particulier sur les **résultats annuels des groupes électriques**. Un redressement à court terme des prix de l'électricité n'est pas en vue. Sur la foi d'études actuelles, l'OFEN prévoit que la situation pourrait de nouveau se détendre à partir de 2020.
- La situation économique des **centrales à pompage-turbinage** est pour l'heure également difficile, car les prix en périodes de charge de pointe sont en fort recul depuis quelques années, surtout par rapport aux prix en périodes de faible charge. La situation pourrait s'inverser à partir de 2020 en raison d'une plus forte volatilité attendue des prix de l'électricité liée à l'injection accrue de courant provenant des nouvelles énergies renouvelables, c'est-à-dire d'apports énergétiques irréguliers.
- S'agissant des **petites centrales hydroélectriques**, un assainissement structurel a déjà eu lieu ces dernières décennies. Le projet de loi concernant la stratégie énergétique 2050 prévoit de ces-

⁴ OFEN (2013), Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.

ser le subventionnement des petites centrales hydroélectriques d'une puissance inférieure à 300 kW, à l'exception des infrastructures, ceci d'autant plus que les petits ouvrages impliquent généralement une atteinte plus grande à l'environnement.

- Les installations nouvelles, jusqu'à 10 MW, bénéficient du système de rétribution prévu (**commercialisation directe**) ; quant à la rénovation et à l'agrandissement des installations existantes d'une puissance comprise entre 300 kW et 10 MW, les exploitants de centrales électriques recevront à l'avenir des **contributions uniques à l'investissement**.
- **Partout en Europe, les groupes énergétiques** sont confrontés aux mêmes défis. L'offre d'électricité éolienne et solaire, dictée par les conditions météorologiques et non par les besoins, évince du marché les centrales électriques conventionnelles plus coûteuses, qui ne sont plus en mesure de couvrir leurs coûts de capital en raison des prix plus bas du marché de gros. Par ailleurs, les directions des groupes ont commis des **erreurs de décision stratégiques** avant même l'événement de Fukushima.
- Les entreprises se trouvent contraintes de réorienter leurs **stratégies**, de réduire leurs surcapacités, d'optimiser leurs structures de coûts et de pénétrer de **nouveaux marchés**.
- Il faut s'attendre à ce que les **groupes électriques suisses** doivent encore procéder à des **corrections de valeur**, ce qui entravera leur **capacité d'accéder au marché des capitaux**. Il leur sera plus difficile de financer les investissements nécessaires. Les actionnaires, ou les collectivités publiques doivent eux aussi contribuer à l'optimisation des structures de coûts.

3. Situation pour les nouvelles constructions et les agrandissements de grandes centrales hydroélectriques

3.1. Etude sur les perspectives de la grande hydraulique en Suisse

L'étude de l'OFEN publiée en décembre 2013 sur les perspectives de la grande hydraulique⁵ analyse, en se fondant sur des données actuelles fournies par la branche, la rentabilité de 25 projets majeurs de grandes centrales hydroélectriques planifiées. Les calculs indiquent que leurs coûts de revient moyens, de 14,1 ct./kWh, sont nettement supérieurs aux prix actuels du marché de gros (5-6 ct./kWh).

La deuxième partie de l'étude considère et évalue les modèles d'encouragement suivants pour la grande hydraulique (cf. tableau 1):

	Système de rétribution du courant injecté			Contributions à l'investissement/rémunération des capacités			Appels d'offres publics ¹⁾	Garanties d'achat et de rétribution	Quotas	Prêts de la Confédération
	Installation de référence	Procédure d'enchères	Commercialisation directe	Considération au cas par cas	Installation de référence	Procédure d'enchères				
Efficacité des coûts	-	o	o	o	o	+	+	o	+	o
Effectivité	+	o	+	+	+	o	-	-	+/-	+
Effets d'aubaine évités	o	+	o	o	-	o	+	+/-	+	-/+
Charges administratives réduites	o	-	o	o	+	o	o	+	o/-	o
Sécurité des investissements	+	+	+	o	o	o	-	-	-	o
Incitation à la production contrôlable	-	-	+	+	+	+	+	-/+	+	+
Réalisabilité politique et compatibilité avec le système actuel	o	o	o	o	o	o	+	o	-	o

Tableau 1 Matrice d'évaluation des systèmes d'encouragement étudiés.

Evaluation: + élevé, o moyen, - faible

¹⁾ Appels d'offres publiques en vue de réduire les pertes de transformation des installations électriques destinées à la production électrique.

Aucun des modèles d'encouragement examinés n'est particulièrement adapté à la grande hydraulique. En outre, pour tous les modèles, il faudrait s'accommoder d'inconvénients et de risques importants tels que des distorsions de marché, la discrimination négative des technologies non subventionnées et les effets d'aubaine. De tels effets sont contraires au fonctionnement et à l'ouverture complète du marché de l'électricité.

⁵ OFEN (2013), Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.

3.2. Examen complémentaire d'instruments d'encouragement choisis

a) *Commercialisation directe assortie d'une prime*: cette mesure est déjà comprise, pour les technologies ou les catégories de puissance couvertes par le système de rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC), dans le projet du Conseil fédéral visant un premier paquet de lois relatif à la Stratégie énergétique 2050. Elle pourrait être étendue à la grande hydraulique dans la LEne. La prime représente pour le producteur qui la reçoit une incitation à orienter la production de son installation en fonction des prix de marché actuels et, par conséquent, en fonction de l'offre et de la demande. La possibilité, pour le propriétaire de l'installation, d'augmenter son revenu en orientant sa production selon l'offre et la demande concourt à améliorer l'efficacité des coûts tout en réduisant les distorsions de marché. Le supplément perçu sur le réseau, qui permet de financer les primes selon P-LEne, est conçu comme une taxe compensatoire assortie d'une affectation particulière (compensation des charges différentes imposées aux gestionnaires de réseau soumis à l'obligation de reprendre le courant). Comme de telles dépenses compensatoires ne requièrent pas de base explicite dans la Constitution fédérale (Cst.), il serait admissible sous cet angle que le modèle de primes de la LEne soit étendu à la grande hydraulique.

b) *Contributions à l'investissement*: ces contributions, qui constituent un nouveau modèle d'encouragement pour les rénovations et les agrandissements des petites centrales hydroélectriques existantes, sont contenues dans la Stratégie énergétique 2050. Elles sont également financées par le supplément perçu sur le réseau (taxe compensatoire). Toutefois, leur versement ne se concrétise pas au fil des ans par la rétribution du courant injecté, mais par un paiement unique ou par des tranches en nombre limité (quasi capitalisation). Les contributions à l'investissement doivent permettre de réduire les coûts supplémentaires non amortissables pendant toute la durée de vie de l'installation. Mais il faut, pour les déterminer, des prévisions quant à l'évolution future des prix qui sont entachées d'incertitudes considérables. Des corrections a posteriori, sur la base d'une évolution divergente du marché, ne sont possibles qu'à certaines conditions (p. ex. demande en restitution de montants partiels). Le projet de LEne du Conseil fédéral ne prévoit des contributions à l'investissement que pour les technologies ou les catégories de puissance couvertes à ce stade par la RPC. La sollicitation du fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau s'en trouve réduite, car les contributions à l'investissement sont inférieures au montant cumulé des rétributions du courant injecté. En ce qui concerne la grande hydraulique, de nouvelles catégories de puissance s'ajouteraient au système financé par le supplément perçu sur le réseau, ce qui conduirait petit à petit à la théorie de la taxe compensatoire dans la zone grise de ce qui est permis.

c) *Prêts de la Confédération / garanties*: d'autres formes de soutien comme le prêt ou la garantie entreraient aussi en question. En cas de financement par le supplément perçu sur le réseau, les éléments notés sous b) s'appliquent. Une autre approche consisterait à assurer le financement par les ressources générales de la Confédération : il serait d'une part envisageable que l'Administration fédérale des finances considère les projets de grande hydraulique dans l'allocation à long terme des ressources disponibles de la Confédération, de tels placements de capitaux devant toutefois répondre à des critères de marché (art. 62 de la loi sur les finances de la Confédération, LFC). Les exploitants de centrales n'y trouveraient donc pas d'avantage notable comparativement à l'acquisition de fonds sur le marché des capitaux. D'autre part, il serait par exemple possible que l'OFEN alloue les ressources à titre de subventions, ce qui ne serait pas assimilable à un placement de capitaux. Pour l'une et l'autre de ces variantes, la LEne devrait fournir une base. Mais l'art. 89, al. 3, Cst. ne permet à la Confédération que l'encouragement des techniques énergétiques et non pas la promotion de simples applica-

tions. Or, s'agissant de soutenir une grande centrale hydroélectrique, ce dernier aspect prévaudrait clairement.

d) Redevances hydrauliques: à long terme (dès 2020), il sera possible au niveau fédéral d'adapter le taux maximum des redevances hydrauliques et de déterminer les redevances en fonction du marché, afin d'aiguiser la compétitivité des exploitants de centrales électriques, par une modification de l'art. 49 de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH). A court terme, les cantons/communes ont la compétence de décider des mesures effectives, telles qu'une réduction temporaire ou durable d'une redevance hydraulique ou son ajournement.

e) Indemnisation de renoncement au droit de retour: au terme de la concession, la collectivité est en droit, sous réserve d'autre disposition dans le contrat de concession, de reprendre possession des installations hydroélectriques. Lorsqu'ils y renoncent, les cantons/communes se font généralement indemniser par le concessionnaire (indemnité de renoncement au droit de retour ou valeur du droit de retour). Comme l'indemnisation peut être très conséquente selon la situation du marché, les projets de renouvellement de concession sont économiquement entravés et les moyens manquent pour réaliser des investissements. En fixant avec modération des indemnités de renoncement à leur droit de retour, ce sont les cantons et les communes concernés qui ont la possibilité de soutenir l'énergie hydraulique. Il serait toutefois envisageable de régler au niveau fédéral comment déterminer la valeur du droit de retour. Les collectivités concernées pourraient objecter que l'on porte atteinte à leur souveraineté et que le rapport de concession est modifié après coup à leur détriment. De plus, la communauté titulaire du droit de retour peut d'ores et déjà, avec l'assentiment du concessionnaire, apporter la valeur du droit de retour comme participation dans l'entreprise existante (art. 67, al. 5, LFH). La collectivité peut ainsi participer aux chances et aux risques du projet de centrale électrique et elle se trouve donc intéressée au succès économique de l'entreprise concernée.

f) Taxe CO₂ sur le courant gris: s'agissant d'une taxe CO₂ sur le courant gris importé, la question se pose de savoir comment comptabiliser l'électricité grise importée. Il s'agit aussi de clarifier la question du rapport au droit de l'OMC et de l'UE. Les flux physiques d'électricité ne permettent pas de prouver de quelle installation le courant provient. Il faut donc recourir à d'autres méthodes pour déterminer la part de CO₂ provenant d'électricité grise importée.

Une possibilité consiste à utiliser, pour l'électricité importée, le mix énergétique de l'Association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E). Cette méthode présente l'inconvénient qu'elle ne prend pas en compte les flux commerciaux d'électricité à destination de la Suisse et qu'elle pourrait donc discriminer les importations d'électricité produite sans émission de CO₂, au cas où la part de courant importé exempt de CO₂ serait plus importante que la part prouvée dans le mix énergétique d'ENTSO-E. Une telle discrimination est problématique sous l'angle du droit de l'OMC et du droit de l'UE.

Pour déterminer la part de CO₂ afférente à l'électricité grise importée, on peut aussi se référer aux flux électriques commerciaux. Il est possible de recenser les flux d'électricité commerciaux par types de production au moyen des garanties d'origine. Ces dernières contiennent des indications sur la source d'énergie à l'origine du courant, sur le moment et le lieu de sa production, et elles définissent ainsi sa plus-value écologique. Il est possible de les négocier en les dissociant du transport physique d'électricité. Cependant, une conception conforme au droit de l'OMC et au droit de l'UE impliquerait un

système de garanties d'origine ouvert, qui autorise sans restriction les garanties d'origine étrangères issue d'énergies exemptes de CO₂. L'objectif de renforcer les énergies renouvelables sur le territoire national suisse ne serait alors pas atteint. Il n'est donc pas pertinent en soi de concevoir une taxe CO₂ juridiquement compatible pour les importations d'électricité grise dans le but de créer des conditions plus favorables aux énergies renouvelables ou à la force hydraulique.

L'OFEN examine actuellement une conception différenciée de taxe énergétique applicable à l'électricité. Pendant une phase transitoire, à partir de 2021, les énergies renouvelables ne seraient que légèrement grevées par cette taxe énergétique. La grande hydraulique bénéficierait, tout comme les nouvelles énergies renouvelables, d'une taxe plus basse. Toutes les autres énergies non renouvelables (énergie nucléaire, agents énergétiques fossiles) seraient frappées par une taxe plus lourde. La distinction entre énergies renouvelables et non renouvelables reposerait sur les garanties d'origine.

Du point de vue juridique, les modèles d'encouragement considérés appellent les commentaires suivants:

- Eu égard à la **Constitution fédérale**, on peut dire généralement de toutes ces mesures que 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 pas souhaitables.
- Les mêmes remarques valent au titre de l'**interdiction des aides d'Etat**, qui pourrait s'appliquer à la Suisse si elle concluait un jour un accord sur l'électricité avec l'UE. Selon le droit de l'UE en la matière, les aides d'Etat (subventions et autres mesures visant à favoriser ou soulager) sont en principe illicites. Des **exceptions** sont toutefois possibles, justement s'il s'agit d'intérêts environnementaux ou de la promotion des énergies renouvelables. La Suisse ne devrait pas perdre ces règles de vue, lorsqu'elle examine de nouveaux instruments de politique énergétique, même s'il est incertain pour l'heure qu'un accord sur l'électricité soit conclu.
- Les instruments d'encouragement considérés sont concernés par les dispositions relevant du droit des aides d'Etat. Il n'est actuellement pratiquement pas possible de procéder à une évaluation, car l'UE prépare une modification majeure de ses règles en la matière dans les domaines de l'environnement et de l'énergie. Il est toutefois possible d'affirmer qu'il devrait être difficile de **concevoir un soutien des grandes centrales hydroélectriques en conformité avec les dispositions régissant les aides d'Etat**.

3.3. Conclusions du chapitre 3

- Les **modèles d'encouragement pour les nouvelles grandes centrales hydroélectriques** examinés par l'OFEN dans une étude ne sont que peu appropriés pour augmenter la confiance dans des investissements qui auraient pour objets de telles centrales.
- Les désavantages sont trop importants : en particulier, l'extension à la grande hydraulique des subventionnements de l'énergie induirait une augmentation des **distorsions de marché** et une éviction accrue des installations en principe économiquement exploitables. On courrait en outre le risque que les centrales hydroélectriques ne soient plus adaptées aux conditions économiques et physiques, mais qu'elles répondent prioritairement aux conditions posées au subventionnement, ce qui entraînerait des **effets d'aubaine** importants et une **inefficacité** considérable.
- Il faudrait créer des bases légales pour permettre un **soutien financier** de la branche ou de projets de grande hydraulique **par la Confédération**. Cependant, les interventions motivées par la politique économique ou la politique de la concurrence sont délicates. Juridiquement, il peut aussi

s'avérer délicat de réglementer un financement par des dispositions de droit fédéral. Cette remarque vaut surtout pour les ressources générales de la Confédération.

- Sous l'angle de **l'ouverture complète du marché de l'électricité** en 2018 également, il est peu sensé de prévoir des mesures d'encouragement qui laissent le champ libre à de profondes distorsions de marché.
- C'est pourquoi, s'agissant de soutenir l'énergie hydraulique domestique, la Confédération devrait veiller, en coopérant et en se coordonnant avec nos Etats voisins, à axer ses priorités sur l'élaboration d'une **solution européenne** qui permette de corriger les distorsions de marché.
- A court terme, les cantons et les communes ont la possibilité de procéder à des adaptations efficaces de leurs **redevances hydrauliques** et de **l'indemnisation de leur droit de retour**, de manière à soulager financièrement les entreprises d'approvisionnement énergétique ou les exploitants de centrales électriques.