

Un scénario alternatif pour le renouvellement des concessions hydroélectriques :

organiser conjointement la complémentarité des énergies renouvelables entre elles et la maîtrise des consommations.

André Marquet (Global Chance)

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques de 2006 a mis le droit français en conformité avec le droit européen et ouvert les concessions hydrauliques à la concurrence.

Depuis, nombre d'entre elles arrivant à échéance dans les prochaines années, il avait été prévu de les réattribuer par vagues successives, parfois même par anticipation dans certains cas. Ces concessions sont aujourd'hui principalement attribuées à « l'opérateur historique » EDF (80 %) et depuis quelques années à GDF-Suez via sa filiale SHEMA (17 %).

Cette réattribution des concessions hydrauliques a donc été initiée sur la toile de fond du mouvement de libéralisation des marchés énergétiques européens et notamment de celui de l'électricité.

Une partie de ces concessions porte sur des usines de lacs et éclusées qui représentent un potentiel important de stockage d'énergie gravitaire, de l'ordre de 39 TWh, et un productible de puissance électrique d'un peu plus de 20 GW mobilisables quasi instantanément pour faire face à des appels de pointe, et contribuer ainsi très efficacement à l'équilibre du système électrique.

Après une valse-hésitation de 3 ans, ce type de réattribution n'étant guère dans la culture française, une première vague était prévue en 2012 (elle concernait 10 « concessions de vallées » a priori pour 5 200 MW de puissance installée, représentant une cinquantaine

d'ouvrages – cf. tableau en annexe). Elle sera sans doute encore repoussée.

Au second semestre 2012, la ministre en charge de l'énergie, Mme Batho, a fait valoir qu'elle ne souhaitait pas poursuivre directement dans la voie suivie jusqu'à présent. Mais, constatant le degré d'avancement des appels d'offres, elle a demandé la mise à l'étude de scénarios alternatifs.

Faut-il réattribuer ces concessions d'énergie de pointe aux opérateurs « historiques » qui les revendiquent ? Au risque de voir leur usage retourner au statu quo ante et continuer à les voir mobilisées au profit de la demande globale du chauffage électrique en hiver, dès que le froid s'installe et s'accroît, conjointement avec les centrales à flamme ?

Ou bien, tout en restant dans le cadre d'une charte de service public, mais à une échelle plus décentralisée, faut-il chercher comment combiner l'attribution de ces concessions avec l'ouverture des appels d'offres aux candidats européens qui se sont manifestés¹ – certains d'ailleurs bien engagés dans le développement des ENR – et qui font valoir les règles de concurrence de l'UE ? Comment alors éviter que la concession

1 - Parmi les candidats : EDF, GDF-Suez SHEMA, E.ON-Hydrocop, Vattenfall, ENEL, Statkraft, Fortum, BKW International, CNR/Gaz Électricité de Grenoble, Direct Énergie/Axpo, Iberdrola, Verbund/Powerco, Alpiq, SNCF/Rhodia/Vattenfall... généralement appuyés au besoin sur des intervenants ayant l'expérience de l'hydraulique. Les motivations sont à l'évidence diverses...!

nouvelle ait un caractère seulement spéculatif sur les marchés spots pour les producteurs candidats, notamment ceux qui n'ont pas de clientèle en France ?

Dans la perspective d'un recours accru aux énergies renouvelables, il y a là une occasion importante de trouver un chemin original et d'éviter de voir ces capacités de stockage revenir purement et simplement aux pratiques antérieures, au seul prix de quelques ajustements. Au contraire, ce peut être un moyen de consolider progressivement un parc énergétique renouvelable, fournissant une énergie garantie répondant à une demande mieux maîtrisée.

En somme, au lieu de se concentrer seulement sur la production, assigner comme objet à la concession de traiter d'un ensemble maîtrise de la consommation + production.

Un scénario alternatif consisterait à utiliser à une échelle locale ou régionale, plus proche des utilisateurs, le stockage d'énergie hydraulique (lacs et éclusées) pour régulariser la production d'énergies renouvelables dites variables : éolien et solaire principalement. En demandant aux candidats opérateurs des sites concédés d'investir conjointement dans ces énergies variables, en complémentarité optimisée du productible hydraulique, ET dans la maîtrise des consommations d'électricité à l'échelle territoriale considérée.

Peut-être ainsi couperait-on court enfin aux sempiternels et simplistes discours prétendant que chaque investissement dans les énergies renouvelables implique un investissement en rapport, voire équivalent, en centrales à flammes !

Et peut-être trouverait-on aussi le moyen d'une exploitation mieux équilibrée de la ressource en eau.

Les trois critères d'attribution qui avaient été auparavant mis en avant dans le cadre des projets d'appels d'offres étaient les suivants :

1. investir pour augmenter la production hydroélectrique de l'ordre de 10 % en modernisant les dispositifs de production hydroélectrique associés aux retenues d'eau ;
2. améliorer l'impact environnemental en augmentant les débits réservés, les lâchers d'eau, les dispositifs de préservation de la faune halieutique...
3. prévoir une redevance substantielle (c'est-à-dire un partage de la rente hydraulique) au profit des collectivités locales... et de l'État ?

On pourrait déjà, pour certains ouvrages hydroélectriques, se poser la question d'optimiser le productible non seulement en énergie, mais aussi et surtout en puissance, en fonction des besoins prévisionnels du programme conjoint consommation/ENR/stockage hydraulique. L'investissement de l'ouvrage de retenue (le barrage) étant amorti de plus ou moins longue date, il serait intéressant d'examiner si les capacités en puissance de l'ouvrage, déterminées

voici une cinquantaine d'années ou plus, dans un contexte énergétique bien différent, mériteraient ou non d'être accrues pour faire éventuellement face à des appels de puissance plus importants. Cela pourrait demander des investissements nouveaux dans des accroissements de capacité des conduites et galeries hydrauliques, ainsi que dans les groupes de production électriques des usines.

Au-delà, pourquoi ne pas proposer, donc, d'introduire un quatrième critère qui valoriserait les candidats fortement engagés à la fois dans le développement des énergies renouvelables et dans l'indispensable maîtrise des consommations, afin :

- de mettre en pratique les complémentarités des premières entre elles, d'une part,
- et d'encourager des projets locaux de réduction des besoins de consommation électrique, à la fois en énergie ET en puissance de pointe ?

Puisque la rente hydraulique correspond à des ouvrages très largement amortis, et qu'est produite de l'électricité à haute valeur ajoutée (en attirant par là bien des convoitises de producteurs), il n'est pas absurde de demander aux candidats d'investir dans les énergies renouvelables complémentaires, solaire et éolien surtout, mais aussi dans des modes d'utilisation qui puissent servir de modèle de sobriété énergétique en rapport avec la promotion des dites renouvelables, voire dans le traitement social du besoin énergétique de base ; et ce, dans les différents secteurs économiques présents dans l'environnement des ouvrages concédés.

En quelque sorte, la concession engloberait non seulement l'exploitation des ouvrages hydroélectriques et leur ré-optimisation au regard des critères initialement avancés, mais aussi des actions territoriales impliquant des investissements en renouvelables complémentaires, au besoin avec des conditions de développement et de localisation industrielles, ainsi que des actions corrélées et négociées au niveau décentralisé, de maîtrise de la demande d'électricité (énergie ET puissance), le tout formant un ensemble cohérent, ayant éventuellement recours à une gestion de réseau intelligent (« smart grid »).

On pourrait ainsi à la fois maintenir une orientation ouverte de service public décentralisé agissant dans le sens d'une maîtrise de l'équilibre consommation/production et rester dans un cadre de concurrence entre les candidats à cet exercice ainsi complété et encadré. Des expérimentations à assez grande échelle pourraient être mises sur pied avec des acteurs et des modèles différents tenant compte des situations locales, régionales... À l'État de fixer un cadre, aux collectivités locales de négocier à l'échelle appropriée le périmètre contractuel de la concession.

Ce périmètre des appels d'offres, avant l'échéance de lancement d'une nouvelle tranche de renouvellement

et d'élargissement des concessions, inclurait donc, outre la réponse aux critères initiaux :

- dans un délai fixé, à déterminer, un programme de mise en œuvre d'une puissance installée de production électrique renouvelable (éolien, solaire, ou autre, sur critère de variabilité) en rapport avec la puissance hydroélectrique concédée et sa capacité de régulation ;
- une analyse des renforcements possibles en puissance des ouvrages hydrauliques concessibles ;
- un projet de profil de vente de l'énergie ainsi produite à un prix négocié avec les collectivités locales et le ou les gestionnaires de réseaux concernés ;
- un programme de MDE faisant apparaître des économies d'électricité au moins du même ordre de grandeur, en énergie et en puissance, que le productible nouveau installé ; le tout à réaliser dans le même ordre de délai que l'investissement en renouvelables ;
- l'association du gestionnaire de réseau concerné pour instaurer une gestion locale intelligente du système ainsi modifié ;
- une contribution aux financements et aux montages financiers facilitant la mise en place de cet ensemble d'actions.

Les collectivités qui soutiennent le développement des renouvelables avec des moyens financiers réduits devraient trouver de l'intérêt à une telle construction.

Trois remarques s'imposent :

- si des productions renouvelables nouvelles sont installées dans le territoire proche de la concession hydraulique concernée, leur connexion au réseau peut bénéficier des raccordements des installations hydroélectriques préexistantes, dans la mesure où elles interviennent de manière complémentaires et non en surplus.
- les producteurs auront donc intérêt (et y seraient incités) à organiser les lâchers d'eau de sorte qu'ils compensent la variabilité des productions nouvelles ; ces lâchers seraient beaucoup mieux répartis dans l'année que pour la fourniture de la pointe hivernale, et donc les autres utilisateurs de l'eau, agriculture et vie halieutique notamment, y trouveraient aussi un meilleur équilibre, en rejoignant le critère n° 2.
- lorsque des équipements de pompage sont associés, les productions renouvelables nouvelles pourraient contribuer efficacement au pompage et à l'accumulation en amont des barrages, et par là, à la régulation d'ensemble du réseau, alors qu'on leur fait souvent le procès inverse.

ANNEXE : Les premières concessions hydroélectriques prévues à renouveler ou à interrompre et réattribuer : les « dix vallées »

Concession nouvelle – vallée	Puissance maximum (MW)	Concessionnaire précédent
OSSAU	203	SHEM (GDF-Suez)
LAC MORT (Romanche)	10	EDF
TÊT	37	SHEM (GDF-Suez)
LOURON	56	SHEM (GDF-Suez)
DRAC	218	EDF
TRUYERE	2014	EDF
BISSORTE (Arc)	882	EDF
DORDOGNE	1551	EDF / SHEM
BEAUFORTAIN	128	EDF
BRILLANNE-LARGUE (Durance)	45	EDF