

Point d'étape du rapport d'information sur l'hydroélectricité

[Retrouvez la vidéo de mon intervention en Commission des affaires économiques pour le point d'étape du rapport d'information sur l'hydroélectricité.](#)

Ce **mercredi 3 avril**, la commission a entendu le point d'étape sur le rapport d'information sur l'hydroélectricité que **Mme Marie-Noëlle BATTISTEL** co-présenté avec **M. Éric STRAUMANN**, député du Haut-Rhin.

" **M. le président François Brottes**. Je passe tout de suite la parole à Madame Battistel et M. Straumann pour un point d'étape sur l'avancement de la mission d'information sur l'hydroélectricité dont ils sont les rapporteurs.

Mme Marie-Noëlle Battistel, rapporteure. Les travaux de notre mission ont été lancés suite à l'audition de Mme la ministre Delphine Batho par la Commission des affaires économiques le 24 octobre dernier. Suite à l'une de mes questions, elle avait indiqué qu'elle recherchait des alternatives à la mise en concurrence des concessions hydrauliques. M. le président, vous avez alors souhaité confier à M. Straumann et moi-même une mission qui examinerait les différentes possibilités. Au cours de nos travaux, nous avons auditionné plus d'une centaine de personnes, et nous souhaitons vous présenter aujourd'hui l'état d'avancement de notre réflexion sur le sujet.

L'hydroélectricité est considérée, depuis sa création au 19^{ème} siècle, comme un bien national. La loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, énonce que « *nul ne peut disposer de l'énergie [...] des cours d'eau sans une concession ou une autorisation de l'État* ». Une grande partie des dispositions de cette loi sont encore en vigueur aujourd'hui.

L'hydroélectricité conserve encore aujourd'hui un rang à part dans notre mix énergétique. Cela tient à 4 raisons essentielles que mon collègue M. Straumann va vous exposer.

M. Éric Straumann, rapporteur. En premier lieu, l'hydroélectricité constitue, avec le nucléaire, l'un des deux piliers du *mix* électrique français : avec 70 TWh (*milliards de milliards de watts * 1heure*), produits en moyenne chaque année, soit 12 % de la production d'électricité, et 25 GW (*milliards de watts*) de puissance installée, soit 20 % de la puissance installée sur le territoire national, c'est l'un des maillons essentiels de la sécurité d'approvisionnement des usagers français.

Elle représente également plus de 80 % de la production d'électricité d'origine renouvelable ce qui la rend déterminante dans l'atteinte des objectifs fixés par la programmation pluriannuelle des investissements – 23% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie d'ici 2020. Rassemblant 66 % du parc de production de pointe et d'extrême pointe, il s'agit du moyen de production le plus flexible et le plus modulable. La centrale de Grand'Maison, en Isère, que nous avons visitée, offre par exemple une puissance de 1800 MW – l'équivalent de deux réacteurs nucléaires – mobilisables en trois minutes seulement. De telles propriétés sont précieuses dans le contexte énergétique européen. La part des sources d'énergie intermittentes dans le *mix* électrique européen s'accroît rapidement, nécessitant le développement parallèle de moyens de production flexibles, susceptibles de démarrer ou de s'arrêter rapidement en cas de variations importantes de la production. Les barrages constituent les moyens privilégiés de cet ajustement instantané de l'offre et de la demande. Quant aux STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), elles constituent un instrument dédié spécifiquement à l'optimisation du système électrique. Gérés en temps réel pour valoriser au mieux la ressource hydraulique, elles turbinent en heure de pointe, lorsque les prix sont élevés, et reconstituent leurs réserves en heure creuse, lorsque l'électricité est bon marché. Alors que

plusieurs pays européens ont lancé d'ambitieux programmes de développement des STEP, on compte un seul projet français, Redenat sur la Dordogne. L'ensemble de ces éléments font de l'hydroélectricité un moyen de production tout à fait déterminant à la réussite de la transition énergétique.

Enfin, l'hydroélectricité est le moyen de production d'électricité le plus compétitif, de l'ordre de 25 à 30 euros par mégawattheure (€/MWh) contre 42 €/MWh pour l'électricité nucléaire vendue dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et 50 €/MWh pour l'électricité valorisée sur le marché. La compétitivité de l'hydroélectricité est le point de départ de l'aventure de la « houille blanche » : de nombreux groupes industriels (Péchiney, Alcan, etc.) se sont développés dans les vallées alpines pour se brancher en direct sur les barrages. Plus d'un siècle plus tard, ces ouvrages offrent toujours au consommateur industriel ou particulier une électricité à un prix stable et bon marché. Tandis que les centrales nucléaires nécessitent des investissements de mise à niveau et que, dans le même temps, le soutien au photovoltaïque et à l'éolien impose de mobiliser des ressources financières nouvelles, l'énergie hydraulique constitue au contraire un facteur de stabilité du prix de l'électricité.

De l'hydroélectricité dépendent en réalité beaucoup d'autres décisions de politique énergétique, ce qui justifie qu'elle soit replacée au centre du débat sur la transition énergétique. L'objectif de notre mission est de poser les bases d'un régime juridique adapté : sa spécificité et son importance dans le mix énergétique national plaident en faveur de la mise en place d'un cadre particulièrement protecteur.

Mme Marie-Noëlle Battistel, rapporteure. À ce titre, 2 enjeux différents doivent être distingués. S'agissant de la petite hydroélectricité, des contraintes environnementales empêchent son développement ; nous avons donc cherché à étudier comment concilier la possibilité de relancer les projets de petites centrales et un niveau de protection de la qualité écologique des cours d'eau très élevé. Je rappelle que la très grande majorité de ces petites centrales sont soumises au régime de l'autorisation, applicable aux installations d'une puissance inférieure à 4,5 MW.

Mais la question traitée par le rapport au sujet de laquelle l'attente est la plus forte est bien évidemment celle du devenir des concessions hydrauliques, c'est-à-dire des ouvrages dont la puissance est supérieure à 4,5 MW. Il s'agit d'une question majeure, car ils représentent 93% de la production hydroélectrique française. Nous avons pu constater au cours de nos travaux à quel point ce sujet déchaînait les passions des acteurs du secteur de l'énergie : pas moins de 12 entreprises, venant de 7 pays différents, ont confirmé leur intention d'exploiter les centrales françaises.

Nous évoquerons, dans un premier temps, la question du devenir de la petite hydroélectricité. Nous déplorons que cette dernière soit la grande oubliée des questions énergétiques, au même titre que l'hydroélectricité en général.

Les installations hydroélectriques bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat produisent annuellement 5,4 TWh d'électricité. Leur coût pour la contribution au service public de l'électricité (CSPE) est faible : selon les chiffres donnés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), il s'élève à 71 €/MWh produit en 2013. Par comparaison, ce chiffre est de 89 €/MWh pour l'éolien et 459 €/MWh pour le photovoltaïque. Alors que ces chiffres plaident pour un développement de cette source d'énergie verte, on constate que le rythme de développement de la petite hydroélectricité est bien en deçà des objectifs fixés.

Les acteurs de l'hydroélectricité, réunissant petits producteurs et associations de défense de l'environnement, ont signé, en juin 2010, une convention d'engagements « pour le développement d'une hydroélectricité durable en cohérence avec la restauration des milieux aquatiques ». Elle fixe un objectif de développement de la production hydroélectrique de 3 TWh d'ici à 2020. Repris par la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, il constitue l'une des composantes de la stratégie française de développement des énergies renouvelables. Cela signifie que pour atteindre la cible de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie

d'ici à 2020, la France doit parvenir à cet objectif de développement de 3 TWh. Pourtant, la trajectoire de production d'électricité par des installations hydrauliques stagne depuis 2008.

En réalité, la mise en valeur du potentiel existant est freinée par deux facteurs. Le premier est la nécessité pour les petits producteurs de basculer des tarifs d'achat vers le marché, ce qui est une opération difficile.

Je rappelle que, si, par principe, un contrat d'obligation d'achat ne peut être renouvelé, la loi prévoit deux exceptions. D'une part, la loi NOME a introduit une disposition particulière pour les installations bénéficiant d'un contrat d'achat « 97 », arrivant à échéance à partir de 2012 : ces contrats pourront être renouvelés une fois à leur échéance aux mêmes conditions et pour une durée de quinze ans, sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement. Ce programme d'investissement a été défini par un arrêté récent, datant du 10 août 2012.

D'autre part, réaliser des investissements importants visant à accroître les performances environnementales et énergétiques de l'installation ouvre droit à un nouveau contrat d'obligation d'achat, dit de « rénovation ». Ce contrat « rénovation » présente un défaut : il introduit un effet de seuil important, qui incite les producteurs à limiter le gain de puissance de leur ouvrage pour ne pas dépasser la barrière des 400 kW. C'est pourquoi il serait nécessaire de supprimer cet effet de seuil.

Quant aux autres installations, pour lesquelles aucun investissement n'est nécessaire, elles ne pourront bénéficier d'un nouveau contrat (contrat « rénovation ») ou d'une prolongation de leur ancien contrat (contrat « loi NOME »). Perdant le bénéfice de l'obligation d'achat, elles seront donc contraintes de valoriser leur électricité sur le marché. Il s'agit d'une véritable rupture : les exploitants qui, jusqu'à présent, n'avaient à se soucier que du fonctionnement technique de leur installation, doivent désormais prendre en charge l'aspect économique, ce qui nécessite la maîtrise de compétences spécifiques.

Des acteurs (agrégateurs, coopératives) développent des offres de service spécifiques à destination des petits hydrauliciens pour les aider à assurer cette nouvelle activité. De telles structures sont nécessaires, à condition que le rapport de force ne soit pas défavorable aux producteurs, notamment quand ce sont des particuliers.

En résumé, l'équation économique de la petite hydroélectricité a des solutions, mais deux inconnues : la suppression de l'effet de seuil du contrat « rénovation » et le contrôle par l'État du bon fonctionnement des agrégateurs de production.

Deuxième frein au développement de la petite hydroélectricité, les contraintes environnementales n'intègrent pas suffisamment la spécificité de ce moyen de production.

La directive cadre sur l'eau de 2000 introduit le principe de continuité écologique des cours d'eau, transposé dans le droit français par la loi sur l'eau du 30 décembre 2006 puis par la loi Grenelle II. Les cours d'eau qui doivent être soumis à une protection particulière en raison de leur intérêt écologique font l'objet d'un classement, prévu par le code de l'environnement : soit le classement en liste 1, pour les cours d'eau sur lesquels les exigences doivent être les plus élevés ; dans ce cas, aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils constituent un obstacle à la continuité écologique ; soit le classement en liste 2 ; ce régime est moins strict que le classement en liste 1, mais prévoit quand même que tout ouvrage placé sur un cours d'eau classé en liste 2 doit être géré et entretenu selon des règles définies par l'autorité administrative compétente.

Ces dispositions divisent par trois le potentiel hydroélectrique des sites vierges pouvant faire l'objet de nouvelles installations.

En effet, l'Union Française de l'Électricité (UFE) a identifié, en septembre 2011, un potentiel hydroélectrique « brut » – c'est-à-dire avant examen de la faisabilité technique, économique et environnementale des projets – de 10,6 TWh, se répartissant en création d'ouvrages neufs (9,5 TWh) et équipement d'ouvrages existants (1,1 TWh). En croisant les données de potentiel avec les projets de

classement en liste 1, où tout projet faisant obstacle à la continuité écologique sera interdit et où de ce fait aucune demande ne sera instruite, ce potentiel est réduit de 75%. Dans cette hypothèse, l'objectif d'accroissement de la production hydroélectrique française de 3 TWh à l'horizon 2020 est très compromis.

Il apparaît donc nécessaire de procéder à un rééquilibrage des classements des cours d'eau, en préservant d'un classement en liste 1 les zones propices à l'hydroélectricité qui ne présentent pas un intérêt écologique majeur et à la condition que les ouvrages construits soient dotés de dispositifs destinés à favoriser la continuité écologique des cours d'eau. De tels équipements existent. En procédant au cas par cas et en joignant systématiquement une étude d'impact à tout nouveau projet, il nous semble que ce rééquilibrage ne nuirait pas à la richesse des fleuves et rivières français. À ce titre, soulignons que les sites à potentiel hydroélectrique ne concernent que 4% du linéaire des cours d'eau classés.

Si certains arrêtés de classement sont déjà parus, ceux relatifs aux bassins Rhône-Méditerranée et Adour-Garonne, les deux zones à plus fort potentiel hydroélectrique, sont en cours de discussion, et il est donc tout à fait essentiel de peser, dès maintenant, sur leur élaboration.

Les grands ouvrages hydroélectriques sont également à un moment clé de leur existence. Je vais laisser le soin à mon collègue de vous rappeler, dans un premier temps, le contexte juridique.

M. Éric Straumann, rapporteur. Les grands barrages hydroélectriques français sont la propriété de l'État, qui en concède l'exploitation par le biais de contrats.

Attachés à ces contrats, des cahiers des charges des concessions définissent les obligations du concessionnaire vis-à-vis de l'autorité concédante. Le bénéfice de la concession a été attribué, dans la très grande majorité des cas, pour une durée de 75 ans, mais à des dates différentes, selon l'année de construction des ouvrages. Par conséquent, les dates d'échéance de chaque concession s'échelonnent dans le temps selon un calendrier très étalé : 16 contrats arrivent à échéance avant 2015, tandis que d'autres courent jusque dans la décennie 2060. Héritages de l'histoire industrielle française, les concessions hydroélectriques sont exploitées à 80% par l'opérateur national EDF, qui voyait, jusqu'à une date récente, ses contrats de concession renouvelés de gré à gré. Les 20% restants sont détenus par la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) détenue à 49,97 % par Suez – GDF, à 33,20 % par la Caisse des dépôts et consignations, et à 16,83 % par les collectivités locales.

Cette procédure n'est plus utilisable en l'état actuel de la législation, en raison de deux évolutions juridiques majeures.

La loi sur l'eau du 30 décembre 2006 a supprimé le « droit de préférence » qui était prévu par la loi du 16 octobre 1919 susmentionnée ; cette suppression a été exigée par la Commission européenne, au motif que le droit de préférence engendrait une distorsion de concurrence incompatible avec la libéralisation du marché intérieur de l'électricité.

La loi du 29 janvier 1993 relative à la prévention de la corruption et à la transparence de la vie économique et des procédures publiques, dite « loi Sapin », prévoit une exception à l'obligation de mise en concurrence lors de l'attribution d'une délégation de service public si ce service public est confié à un établissement public. En transformant EDF en société anonyme, la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a fait rentrer les concessions hydroélectriques dans le droit commun des délégations de service public.

Le droit actuel prévoit donc que le régime de la concurrence entre opérateurs s'impose désormais dans le renouvellement des concessions hydroélectriques.

La procédure de remise en concurrence a été lancée depuis 2006 et le cadre en a été posé par des textes réglementaires datant de 2008.

À l'échéance de chaque contrat de concession, un appel d'offres sera lancé, auquel pourront candidater l'ensemble des opérateurs du secteur de l'énergie. Dans un premier temps, l'administration vérifiera que les **exigences minimales** sont atteintes, notamment celles relatives à la sécurité.

Si l'une de ces exigences au moins n'est pas respectée, l'offre sera systématiquement rejetée. Dans un deuxième temps, les offres seront notées au regard de trois critères.

Un critère énergétique : seront favorisés les projets présentant des investissements de modernisation des installations existantes ou des équipements nouveaux qui augmentent la performance et le productible des ouvrages.

Un critère environnemental : les ouvrages devront concilier la protection des écosystèmes et les usages de l'eau autre qu'énergétiques (protection des milieux aquatiques, soutien d'étiage, irrigation,...).

Un critère économique, la maximisation du taux de la redevance proportionnelle au chiffre d'affaires de la concession proposée par le candidat. Il est pour l'instant envisagé la mise en place d'un plafond à cette redevance, qui a pour vocation de limiter l'impact du critère économique sur les deux autres critères, et permet d'envoyer un signal fort aux candidats sur les attentes de l'État en matière énergétique ou environnementale.

Le programme de renouvellement des concessions par mise en concurrence a été annoncé par le ministre en charge de l'énergie le 22 avril 2010.

M. le président François Brottes. Le ministre d'alors, non le ministre actuel.

M. Éric Straumann, rapporteur. C'est exact. Ce programme de renouvellement porte sur 10 vallées, pour une puissance totale de 5 300 MW, soit 20 % du parc. Les concessions incluses dans ce programme sont celles dont la date d'échéance est la plus proche ; toutefois, afin d'attribuer conjointement les ouvrages situés sur une même chaîne, il a été procédé à des regroupements d'aménagements hydrauliques en mettant un terme à certaines concessions de façon anticipée. Pour ces dernières, les candidats devront indemniser le concessionnaire sortant en lui versant une soulte d'un niveau équivalent à la perte économique consécutive à la réduction de la durée de la concession.

Il est important de noter que ce regroupement n'a pas été effectué pour toutes les chaînes : dans certains cas, la date d'échéance des contrats étant très éloignée, le montant de la soulte aurait été particulièrement élevé, ce qui aurait constitué un trop grand obstacle financier pour les concurrents au concessionnaire sortant.

Sur le territoire des concessions concernées, un processus de concertation locale a été engagée : la démarche gestion équilibrée et durable de la ressource en eau (*GEDRE*) d'écoute et de consultation locale. Menée par les préfets coordonnateurs et les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (*DREAL*), elle a pour objectif de définir les enjeux prioritaires pour les acteurs locaux. Parallèlement, les concessionnaires sortants ont remis leurs dossiers de fin de concession, et des réunions de concertation ont eu lieu avec les candidats potentiels en 2012.

Si la procédure a passé quelques étapes, il reste tout de même un travail considérable à fournir. Pour chaque concession, il s'agira d'examiner le dossier de fin de concession remis par le concessionnaire, de rédiger le cahier des charges, de lancer les appels d'offre, d'examiner les offres reçues, puis, une fois chaque concession attribuée, d'organiser le transfert de l'exploitation de l'ouvrage au candidat vainqueur. Contrairement au parc électronucléaire, le parc hydroélectrique n'est pas standardisé, ce qui impose un travail au cas par cas coûteux en temps et en ressources humaines.

Il apparaît néanmoins cinq difficultés majeures nécessitant la révision du cadre actuel du renouvellement des concessions, que ma collègue va désormais vous présenter.

Mme Marie-Noëlle Battistel, rapporteure. Première difficulté, et elle est de taille, aucun autre pays européen n'ouvre son parc hydroélectrique.

Issus de pays voisins de la France, les candidats à la reprise des concessions hydroélectriques invoquent largement le droit européen pour justifier de la nécessité d'une mise en concurrence du parc hydraulique national.

Mais la France est la seule à se lancer dans une telle procédure. Les autres pays européens appliquent des régimes différents qui leur permettent de contourner la nécessité d'une mise en concurrence. Trois cas différents peuvent être distingués. Premier cas, les ouvrages hydrauliques sont sous le régime de l'autorisation : sous la propriété d'un opérateur national – très souvent public –, ils ne sont pas soumis, par définition, aux règles applicables aux concessions. C'est le cas de la Suède.

Deuxième cas, l'exploitation de la force hydraulique est soumise à un régime mixte combinant autorisation et concession ; dans de tels pays (Allemagne, Espagne), les règles du jeu sont particulièrement complexes pour les nouveaux entrants.

Dernier cas, certaines règles réduisent les possibilités offertes aux candidats à la reprise des concessions non nationaux ; par exemple, en Norvège, tout candidat à l'attribution d'une concession doit être au minimum à 70 % public, ce qui oblige un exploitant étranger, s'il souhaite pénétrer ce marché à intégrer un consortium (*de type SEM*) avec une entreprise publique ou une collectivité locale norvégienne.

Le cas de non-réciprocité le plus flagrant est celui de la Suisse, pays dans lequel les directives sectorielles sur l'énergie ne sont même pas applicables : doit-on ouvrir nos concessions à des entreprises dont le but est de pénétrer le marché unique, sans que ces mêmes entreprises ne se conforment aux règles communautaires sur leur territoire national ?

Deuxième difficulté, en remettant en concurrence les concessions, on perd définitivement le contrôle sur la production d'électricité la plus compétitive du *mix* énergétique.

Le parc hydroélectrique français se caractérise par deux qualités déterminantes : sa flexibilité et sa compétitivité. Nous ne détaillerons pas davantage le rôle de clé de voûte du système électrique joué par les barrages, pour nous concentrer sur l'impact de la mise en concurrence sur le prix de l'électricité payé par le consommateur français.

Le parallèle avec le cas du nucléaire est particulièrement éclairant. Sous la pression européenne, la France a été contrainte de mettre en place le mécanisme de l'ARENH pour permettre aux fournisseurs alternatifs de concurrencer EDF sur le marché français. Toutefois, comme le parc nucléaire historique est une propriété des Français, l'article L. 336-2 du code de l'énergie pose une condition fondamentale : les fournisseurs ont un droit à l'ARENH qui correspond aux besoins de leurs clients français.

Avec le processus de remise en concurrence, aucune condition similaire ne pourrait être imposée pour l'hydraulique : l'exploitant disposerait à sa guise de l'électricité produite et pourrait donc alimenter des clients hors du territoire national. Les consommateurs d'électricité français, qui ont financé la construction des barrages, ne bénéficieraient plus de l'électricité compétitive qui en est issue.

Cette question revêt une importance majeure pour la survie d'une industrie électro-intensive sur notre territoire. L'hydroélectricité est historiquement liée au développement de certaines activités, comme la production d'aluminium. Mais ce particularisme fort qu'est le lien entre électro-intensifs et hydroélectricité dans les régions montagneuses est désormais menacé. Les électro-intensifs qui ont des usines en France, comme FerroPem, dont nous avons visité le site, Alteo, Rio Tinto Alcan, Métaux Spéciaux, Ugitech, etc. sont particulièrement touchés par la concurrence des sites industriels situés hors d'Europe qui, eux, continuent à bénéficier de conditions tarifaires particulièrement intéressantes. Le tarif L québécois, ou bien les prix négociés islandais atteignent respectivement 32 €/MWh et 20 à 25 €/MWh, coût du transport compris. Pour les groupes possédant leurs propres ouvrages, au Brésil, dans certains Etats américains, en Norvège, en Ecosse, au Québec, en Colombie Britannique, en Russie, la situation est encore plus favorable.

Dans le cadre du débat sur la transition énergétique, la question se pose donc de recréer un instrument de politique énergétique qui permette de renforcer la compétitivité du site France pour les électro-intensifs. En tout état de cause, la remise en concurrence des concessions hydrauliques irait

à l'encontre d'un tel objectif.

Troisième difficulté, le découpage inadéquat des vallées remises en concurrence désoptimise le système et rend l'exploitation des barrages particulièrement complexe.

Les différents contrats de concession arrivent à échéance selon un calendrier échelonné dans le temps. Dans la grande majorité des cas, des ouvrages situés dans une même vallée sont remis en concurrence dans un intervalle de temps très important

Cette situation rend le renouvellement des contrats « au fil de l'eau » particulièrement inadapté. En effet, les ouvrages situés sur une même vallée sont dans une situation de dépendance hydraulique forte. En segmentant la mise en concurrence, plusieurs exploitants différents pourraient se retrouver à exploiter des ouvrages qui se suivent. Le résultat des exploitants se situant à l'aval dépendrait des décisions de ceux qui se trouvent à l'amont, ce qui donnerait lieu à de nombreuses contestations possibles.

Permettez-moi de vous décrire une situation que je connais bien et qui en fournit une illustration. Dans ma circonscription, trois barrages se succèdent sur une même vallée. Le barrage de tête est la propriété d'un producteur individuel. Les deux autres sont exploités par EDF sous le régime des concessions, mais seul l'un des deux fait partie du programme de remise en concurrence que vous a décrit M. Straumann. Cela signifie que dans le cas où un nouvel opérateur arrivait, trois exploitants différents opéreraient sur une même chaîne !

De l'avis des personnes chargées de faire fonctionner les sites, cette question est bien trop complexe pour être réglée par un simple contrat. L'optimisation de la production se faisant désormais à la minute près, il est impossible de définir des règles communes a priori.

Quatrième difficulté, les acteurs locaux ne disposeront d'aucune garantie sur les usages de l'eau.

Conçus à l'origine comme des ouvrages industriels, dont le seul objet poursuivi était énergétique, les barrages font désormais partie intégrante du paysage des vallées des territoires de montagne. Lorsqu'il fait varier le niveau d'eau des rivières et des lacs de retenue, l'exploitant a une prise très forte sur l'irrigation, la pêche et le tourisme. Il joue également un rôle très important en matière de prévention des crues. Enfin, si aucun dispositif n'est mis en place pour favoriser la continuité écologique des cours d'eau, les barrages ont un impact significatif sur la qualité écologique des cours d'eau et des lacs, ou encore la présence de bois flottant.

L'ensemble de ces enjeux doit être pris en compte par l'exploitant, ce qui nécessite de tisser un rapport étroit avec les habitants et les élus.

Le cahier des charges n'est pas l'outil le plus adapté pour cela. Plutôt que de favoriser la coopération, il impose une vision juridique de la gestion des enjeux locaux. Soit il est exhaustif et, dans ce cas, toute nouvelle contrainte imposée par l'autorité concédante entraîne obligation d'indemnisation du concessionnaire. Soit il est volontairement imprécis, pour permettre une évolution des missions remplies par le concessionnaire et laisser la place à des actions de collaboration volontaire. Mais alors la contrainte s'imposant à ce dernier est moins forte et le risque existe qu'une entreprise privée, *a fortiori* lorsqu'elle ne dispose pas d'importants effectifs sur place, ne souhaite pas aller au-delà des efforts minimums exigibles.

Enfin, les destructions d'emploi nous apparaissent inévitables.

Dans le processus actuel de remise en concurrence, il est prévu un droit d'option pour les salariés immédiatement attachés à un ouvrage remis en concurrence : ils peuvent faire le choix de rester attachés à cet ouvrage – dans ce cas le nouveau concessionnaire a obligation de les reprendre – ou bien de rester au sein du concessionnaire sortant.

Néanmoins, l'exercice possible du droit d'option ne résout pas la difficulté posée par les personnels qui ne sont pas immédiatement attachés à l'ouvrage. À titre d'indication, la jurisprudence de la Cour de cassation considère qu'à partir de 80 % de son occupation une personne est dite affectée à

une activité, ce qui exclurait une grande partie des travailleurs actuels de l'hydroélectricité.

Les conséquences seront défavorables. Pour les salariés d'une part : certains d'entre eux devront accepter une mobilité géographique. Pour l'entreprise EDF, d'autre part, qui devra réaffecter à une nouvelle activité les salariés préférant demeurer dans l'entreprise plutôt que de partir chez le nouvel exploitant. En fonction du nombre de concessions remportées par ses concurrents, EDF pourrait devoir gérer des sureffectifs. À long terme, il est probable que la division hydraulique de l'entreprise soit gréée à la mesure du parc qu'EDF garde sous son contrôle.

Les concurrents étrangers à la remise en concurrence des concessions considèrent qu'il n'y aura pas de pertes nettes d'emploi car ils se doteront eux-mêmes des ressources nécessaires à l'exploitation des ouvrages qu'ils auront remportés. Mais la logique de l'optimisation économique les poussera à conserver leur activité de support dans leur pays d'origine. Dans le cas – tout à fait plausible – où plusieurs concurrents, originaires de pays frontaliers, comme la Suisse et l'Italie, remporteraient chacun une concession, aucun d'entre eux n'atteindrait la taille suffisante pour justifier l'implantation d'une division hydraulique importante. Ils feraient appel ponctuellement à leurs équipes pour intervenir sur les barrages français.

A l'inverse, le maintien d'un parc intégré garantit le maintien d'une compétence hydroélectrique forte sur le territoire national et favorise la création de nouveaux emplois. EDF est l'un des leaders mondiaux du secteur. Exploiter plus de 20 000 MW de capacités lui donne la crédibilité et l'expérience nécessaire pour candidater aux projets internationaux les plus ambitieux.

L'ensemble de ces raisons plaident en faveur d'un aménagement significatif du processus de remise en concurrence. Nous avons l'obligation de trouver une procédure qui résolve les problèmes que nous avons identifiés, dans un cadre juridique extrêmement contraint.

Plusieurs pistes sont ouvertes, mais nous ne sommes pas parvenus au terme de nos analyses. Il demeure notamment des inconnues sur les conséquences pratiques de chacune des options.

C'est pourquoi nous sollicitons, Monsieur le président, un délai supplémentaire avant la remise définitive de notre rapport.

M. le président François Brottes. Je vous remercie pour ce rapport d'étape qui fait suite à un travail d'envergure. Vous avez souligné que vous aviez procédé à l'audition de près d'une centaine de personnes et la prochaine fois que nous vous entendrons, vous pourrez donc nous exposer vos préconisations, dont nous débattons. Nous prenons acte, en tout état de cause, des informations précieuses que vous nous apportez aujourd'hui. L'eau étant un bien public national et l'hydroélectricité se trouvant en quelque sorte au cœur du réacteur de la transition énergétique, ce sujet doit faire l'objet de toute notre attention. C'est pourquoi notre commission doit aller au bout de sa réflexion, en y intégrant les dimensions économique, juridique, sociale et environnementale. Nous devrions donc aboutir dans les semaines qui viennent !

Mme Laure de La Raudière. Je souhaiterais formuler une remarque sur les chiffres dont vous faites état. Sur les aspects économiques de l'hydroélectricité, en particulier de la petite hydraulique, vous procédez à une comparaison entre les coûts de production de l'éolien, du photovoltaïque et de l'hydroélectricité. Il serait souhaitable que vous affiniez cette comparaison, en tenant compte du caractère non intermittent de l'hydroélectricité.

M. le président François Brottes. Il s'agit en effet de comparer le disponible avec le disponible...

Mme Laure de La Raudière. Exactement ! C'est d'autant plus important que cette comparaison est rarement effectuée.

Mme Marie-Noëlle Battistel, rapporteure. Nous tiendrons compte de votre remarque dans le rapport final !

M. le président François Brottes. L'intermittence serait du reste difficilement envisageable sans l'hydraulique. "