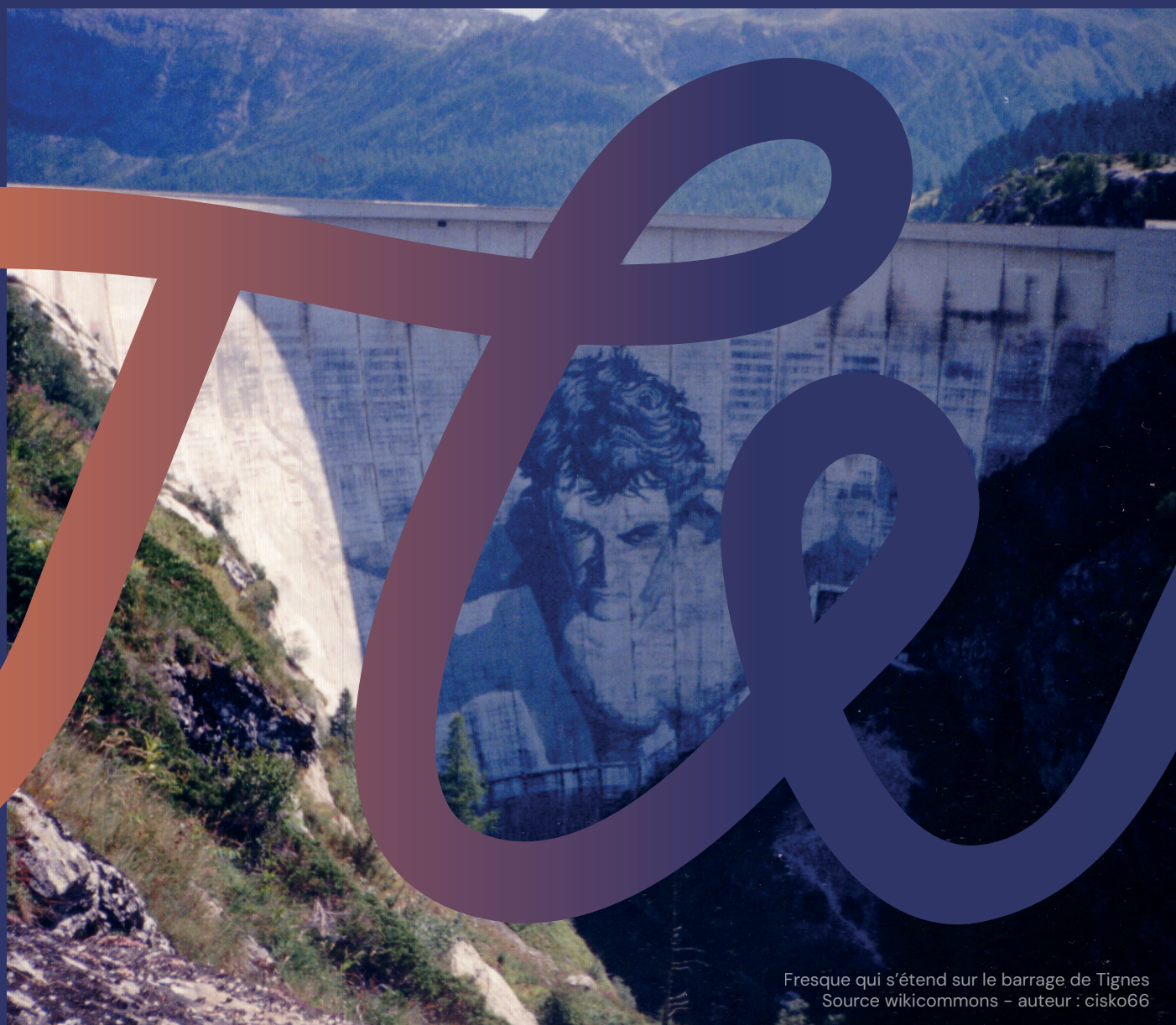


Concessions hydroélectriques ADDENDUM

au rapport publié en janvier 2026 « Concessions électriques : solutions envisagées, quel avenir juridique pour les centrales hydroélectriques françaises »

Note de l'Institut TerraWater - Avril 2026



En février 2026, l'Institut TerraWater publiait une note intitulée « Concessions hydroélectriques, solutions envisagées », proposant une analyse comparative des deux options en débat pour succéder aux concessions appliquées aux barrages hydroélectriques français arrivant bientôt à échéance – le régime d'autorisation et la quasi-régie publique – dans un contexte de précontentieux avec la Commission européenne et de la paralysie consécutive des investissements dans la filière.

À l'issue des travaux de la mission parlementaire conduits par les députés Marie-Noëlle Battistel et Philippe Bolo, l'Assemblée nationale a adopté une proposition de loi optant pour un passage du régime actuel de concessions au régime recommandé d'autorisation (Proposition de loi visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique). Ce texte, en cours d'adoption au Parlement, apporte des réponses à plusieurs des interrogations soulevées par ce basculement.

La présente note prend acte de l'orientation souveraine prise par le Parlement dans le cadre de l'examen de la proposition de loi, et se propose d'approfondir la réflexion en s'appuyant sur les discussions intervenues en marge de cet examen, en ayant pour seule ligne directrice la préservation de l'intérêt général.

La question centrale de la propriété des ouvrages est clairement précisée dans la proposition de loi : un droit réel portant sur les ouvrages et installations hydrauliques, associé à un droit d'occupation domaniale, est attribué pour une durée de soixante-dix ans aux titulaires actuels des concessions.

- Les ouvrages restent ainsi la propriété de l'État, le droit réel ne pouvant être cédé, hypothéqué ou transmis – notamment par changement de contrôle du titulaire – sans son approbation.
- C'est donc un régime unifié et applicable indistinctement à l'ensemble des exploitants entrant dans le champ d'application du texte qui a été retenu, la concession sur le Rhône, dont la CNR est titulaire, en étant notamment exclue.

L'applicabilité à l'ensemble des exploitants et l'acceptabilité de la solution par les différentes parties prenantes constituait l'un des critères majeurs retenus dans le cadre des travaux parlementaires ayant conduit à l'élaboration de la proposition de loi et que l'Institut TerraWater avait discuté dans le cadre de son analyse initiale.

La conclusion à laquelle cette analyse avait conduit questionnait, au contraire, la pertinence de ce critère, et faisait l'hypothèse qu'il pourrait au contraire être intéressant de retenir des régimes différents selon les ouvrages. C'est ce dont ce rapport veut apporter la démonstration.

La distinction opérée entre les ouvrages exploités dans le cadre des concessions détenues par EDF, la CNR et la SHEM, filiale d'Engie – se justifie en effet quand évaluée dans une perspective de long terme : **le seul critère d'une propriété publique des ouvrages conservée à travers le régime d'autorisation n'est pas suffisant pour conclure à la préservation de l'intérêt général.**

Le caractère stratégique des ouvrages hydrauliques, leur rôle dans le système électrique, les enjeux de sécurité d’approvisionnement et les besoins de développement à long terme de la filière – notamment en matière de stations de transfert d’énergie par pompage (STEP) – imposent d’envisager la nécessité d’un contrôle public et d’une capacité minimale d’orientation des investissements, ce que le cadre d’un régime d’autorisation ne semble pas à même de garantir.

Le cadre d’une quasi-régie impliquant une scission de l’hydroélectricité hors du périmètre d’EDF offrirait le bon niveau de garantie, mais, bien que jugé acceptable par le « Collectif hydro », cette solution présenterait le risque fort d’être jugé socialement inacceptable, ainsi que le souligne le rapport parlementaire. Ce que plusieurs échanges tenus avec différentes parties prenantes tendent à confirmer au regard des postures historiques des corps concernés.

À la suite de ces échanges, et toujours au regard des enjeux pour la nation qui seraient associés à une décision difficilement réversible une fois prise, deux alternatives distinctes méritent d’être discutées pour chacun des opérateurs les plus directement concernés: la SHEM et EDF.

- **La 1^{ère} alternative à la proposition de loi concernant la SHEM, et qui nous apparaît de loin comme la plus importante, est celle d’associer au passage sous régime d’autorisation des actifs de la SHEM une prise de contrôle publique et majoritaire de la société par l’Etat ou une entité qui en dépende et agisse sous son contrôle.**

Cette première alternative permettrait de préserver l’intégrité des organisations actuelles dont dépend l’efficacité opérationnelle des équipes ainsi que l’intérêt financier des actionnaires de l’entreprise, sans menacer la capacité décisionnelle de l’Etat en faveur de ce qui serait nécessairement des investissements d’infrastructures lourds, socialement et politiquement chargés, à la valorisation de marché probablement complexe, mais critiques pour l’avenir de la soutenabilité, de l’efficacité et de la souveraineté du système énergétique français, sur le moyen et le très long terme.

- **La 2^{ème} alternative à la proposition de loi concernant EDF, non critique mais méritant néanmoins d’être évaluée, pourrait consister en un placement de l’hydroélectricité exploitée par EDF en quasi-régie publique restant fonctionnellement intégrée au sein du groupe EDF, tout en intégrant le mécanisme de revente des puissances virtuelles.**

Cette deuxième alternative permettrait de solder le contentieux sur le renouvellement des concessions mais, en raison de la non-scission d’EDF, serait insuffisante à elle seule pour régler le contentieux relatif à la position dominante d’EDF. C’est pourquoi elle nécessiterait donc de reprendre intégralement le mécanisme de revente des puissances virtuelles, tel qu’il a été présenté dans le cadre de la proposition de loi, afin de répondre également à ce second contentieux selon un mécanisme complet précisé ci-après.

Cette note est articulée autour des trois grandes options de régime d’exploitation de l’hydroélectricité en France, et des questions et enjeux qu’elles posent :

- Le renouvellement des concessions, une option qui peut rester pertinente à la marge (I),
- Le régime d’autorisation : des points de vigilance, et une solution à compléter impérativement dans le cas de la SHEM pour préserver l’intérêt général (II),
- La question de savoir si la quasi-régie doit être définitivement écartée (III).

Des éléments complémentaires sont développés en annexe.

Le point de divergence essentiel, mais non rédhibitoire, qu’il nous semble nécessaire de souligner est que des situations différentes méritent des traitements différents, et que l’adoption d’un mécanisme unique applicable à l’ensemble des exploitants n’est pas une nécessité.

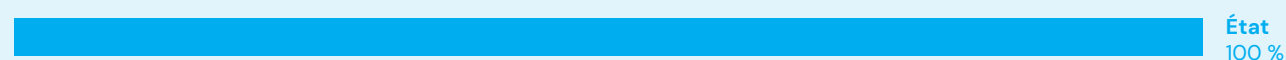
Il est en outre bien plus simple et bien moins risqué pour les finances de l’Etat, d’agir aujourd’hui que d’attendre, au risque de subir les conséquences d’une inaction prolongée – conflits juridiques, coûts d’opportunité, blocage durable des investissements, impasse politique.

Les grands acteurs de l'hydroélectricité en France

Le parc hydroélectrique français représentait en 2025 une puissance installée de 26 GW, répartie majoritairement entre trois grands acteurs, ayant chacun un modèle industriel et une structure capitalistique propres.

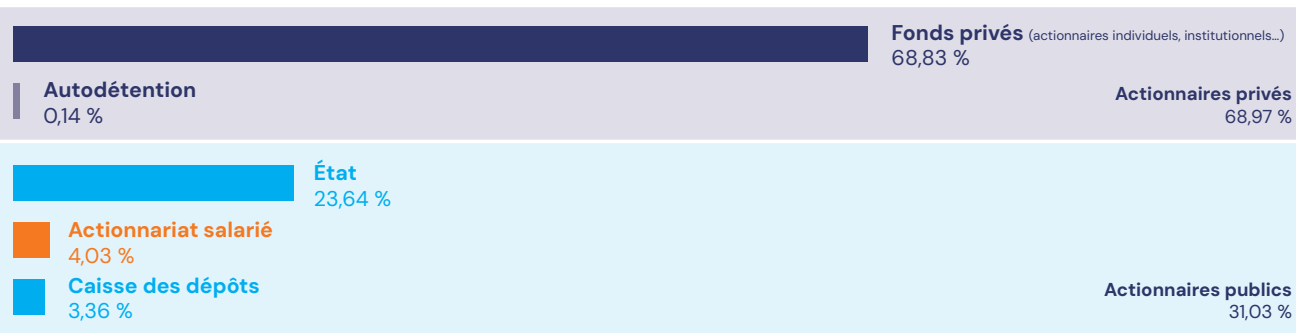


EDF Hydro dispose de 20,8 GW installés.
Il s'agit d'une entité d'EDF SA, détenue à 100% par l'État.



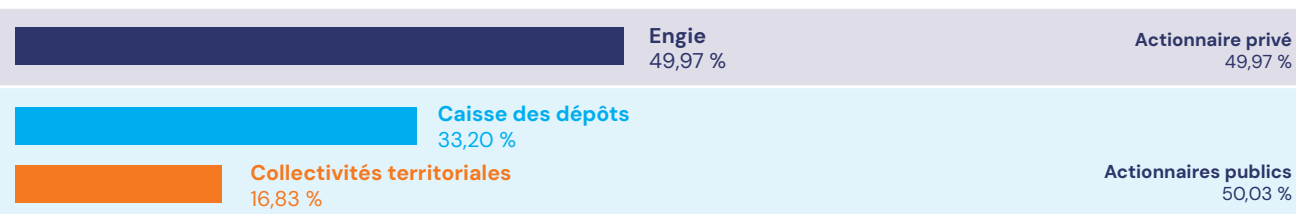
La SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi) représente 0,8 GW installé.
Il s'agit d'une filiale à 100% d'Engie.

La structure actionnariale d'Engie - au 31 décembre 2025



La CNR (Compagnie Nationale du Rhône) dispose de 3,1 GW installés.

La structure actionnariale de la CNR - au 31 décembre 2025



1

Le renouvellement des concessions : une option qui reste pertinente à la marge

La CNR bénéficie d'une concession renouvelée jusqu'en 2042 et est explicitement exclue du champ d'application de la proposition de loi. Il n'existe donc pas de sujet à traiter en ce qui la concerne.

Restent dès lors EDF et la SHEM. S'agissant de ces deux opérateurs, le renouvellement des concessions par mise en concurrence devrait constituer le principe au regard des exigences du droit de l'Union européenne. La proposition de loi, à la suite des travaux parlementaires et de l'accord conclu avec la Commission européenne, entend précisément y remédier à travers la solution fondée sur le régime d'autorisation.

Au-delà des considérations tenant à la conformité avec le droit européen, la mise en concurrence des concessions échues poserait au moins deux problèmes majeurs. En premier lieu, les concessions actuelles ont été attribuées ouvrage par ouvrage, alors que des synergies significatives existent à l'échelle de chaque vallée ou sous-bassin versant. La tentative de regroupement des concessions s'est soldée par un échec, le décret correspondant ayant été annulé par le Conseil d'État. En second lieu, la mise en concurrence des concessions détenues par EDF – qui représente environ 80 % du parc installé – pourrait conduire, à travers leur attribution à des acteurs privés et/ou étrangers, à une scission d'EDF difficilement acceptable d'un point de vue social et symbolique, et susceptible de porter atteinte aux synergies qui existent entre les parcs nucléaire et hydroélectrique.

En l'état actuel du droit européen et de son interprétation par la Commission européenne – la proposition de loi prévoyant l'élaboration d'un rapport visant à obtenir l'exclusion de l'hydroélectricité de la directive concessions –, **le renouvellement par mise en concurrence ne semble donc en effet pas souhaitable dans le cas de la majorité des concessions en vigueur.**

Dans le cas d'aménagements isolés, et particulièrement de ceux de plus petite taille ne présentant pas d'enjeux stratégiques particuliers, un simple renouvellement des concessions, avec mise en concurrence, pourrait être néanmoins acceptable. Cette option présente en effet l'avantage d'être une solution extrêmement simple, parfaitement conforme aux exigences du droit européen, et ne paraissant pas présenter d'inconvénients rédhibitoires. Comme il n'existe aucune raison d'imposer un mécanisme unique à l'ensemble des concessions, il ne convient pas, a priori, d'écarter d'un revers de main la possibilité de renouveler certaines concessions par mise en concurrence, dans les cas où cette solution serait praticable et appropriée.



2

Le régime d'autorisation : des points de vigilance, et une solution à compléter impérativement dans le cas de la SHEM pour préserver l'intérêt général

1. Le caractère essentiel des STEP pour le système électrique

La transition énergétique impose de repenser en profondeur les équilibres du système électrique. Avec l'électrification massive des usages (véhicules, chauffage, industrie...) et la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes, le besoin en flexibilité du système électrique devient central. C'est dans ce contexte que les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) vont être amenées à jouer un rôle stratégique, à partir de maintenant et sur la très longue durée : **ils doivent désormais être pensés comme une future brique constitutive du système à part entière.**

1.1 Un outil de stockage massif, éprouvé et souverain

Les STEP sont des infrastructures hydrauliques permettant de stocker l'électricité sous forme d'énergie potentielle de pesanteur, via deux réservoirs situés à des altitudes différentes. En période de surplus de production, notamment à partir des énergies intermittentes (éoliennes et solaires mais possiblement également fil de l'eau), l'eau est pompée vers le réservoir supérieur. Lors des pics de consommation, elle est, à l'inverse, turbinée vers le réservoir inférieur pour produire de l'électricité. Cette technologie, éprouvée depuis plusieurs décennies, combine une efficacité énergétique remarquable, une grande longévité et robustesse, une dépendance limitée aux matières premières critiques, et une résilience importante face aux chocs géopolitiques et de marché; en particulier en comparaison avec d'autres solutions de stockage de l'électricité (telles que les batteries) ou avec d'autres systèmes de stabilisation du système électrique.

La France dispose aujourd'hui de 5 GW de capacités de STEP installées, capables de restituer environ 80 GWh. Ces capacités sont loin de pouvoir répondre aux besoins identifiés pour un système énergétique français décarbonné et largement électrifié à l'horizon 2050.

Dans ses Futurs Énergétiques, RTE chiffre le besoin de flexibilité à 63 GW, dont 8 GW de STEP, dans le scénario affichant le renouvellement nucléaire le plus ambitieux et le besoin de flexibilité le plus faible.

Le Scénario TerraWater propose quant à lui une trajectoire bien plus ambitieuse, assise sur les besoins réels : porter la puissance nationale de STEP à 30 GW supplémentaires, pour atteindre une capacité de stockage de plus de 8 000 GWh, contre 80 GWh aujourd'hui, ce qui traduit un changement significatif d'échelle pour le développement des STEP.

1.2 La flexibilité : un besoin croissant à toutes les échelles de temps

La flexibilité qu'apportent les STEP s'exerce à toutes les échelles de temps, ce qui les distingue de la quasi-totalité des autres solutions de stockage.

À très court terme, les STEP contribuent à la stabilité de la fréquence du réseau grâce à l'inertie mécanique de leurs turbo-alternateurs, qui ralentissent les variations de fréquence en cas de déséquilibre entre production et consommation, laissant aux réserves opérationnelles le temps de se mettre en marche. **Elles participent activement aux services systèmes (réserves primaire, secondaire et tertiaire), qui constituent la garantie de la sécurité du réseau électrique à chaque instant.**

À l'échelle journalière et hebdomadaire, les STEP permettent de lisser les variations de production liées à l'intermittence de l'éolien et du solaire, en stockant les surplus nocturnes ou de week-end pour les restituer aux heures de pointe. **Cette capacité de modulation intra-journalière et intra-hebdomadaire est irremplaçable dans un mix électrique à forte composante renouvelable d'un côté et dont les fossiles auraient complètement disparu de l'autre.**

À plus long terme, les réservoirs des STEP (notamment les STEP mixtes qui communiquent avec des cours

d'eau) peuvent constituer des réserves saisonnières permettant de faire face aux aléas climatiques, à la gestion de l'eau, et aux variations inter-annuelles de production hydraulique ou éolienne.

1.3 Complémentarité avec le nucléaire et rôle pour la sécurité d'approvisionnement

Les STEP sont un complément fondamental du parc de production nucléaire. La production nucléaire n'a pas vocation à pratiquer la modularité de ses installations de façon régulière ou excessive et génère un socle de production relativement constant, notamment la nuit. Les STEP absorbent ces excédents nocturnes, en sus des éventuels excédents éoliens et solaires, pour les restituer aux heures de pointe matinales et de début de soirée. Elles permettent ainsi dans leur phase d'exploitation d'optimiser le placement de chaque MWh produit par les réacteurs, et plus généralement, au niveau du parc, de limiter le recours à de la surcapacité nucléaire qui serait autrement nécessaire à l'équilibre du système dans son ensemble.

Dans un contexte d'électrification accélérée des usages, la sécurité d'approvisionnement dépend de plus en plus de la capacité à gérer des pointes de consommation croissantes (saisonniers ou intra-journalières). **Les STEP sont l'un des seuls outils pilotable souverain permettant de faire face à ces pointes sans recourir à des centrales thermiques fossiles, en particulier gazières.**

1.4 Le rôle décisif des STEP pour sortir de la dépendance aux fossiles

Aujourd'hui, la production pilotable nécessaire à l'équilibre du réseau est en effet encore assurée pour une part significative par des centrales à gaz. Ces centrales constituent une réponse pratique : elles sont rentables, flexibles, et déjà amorties. Développer des STEP revient à substituer une capacité de stockage souverain et décarboné à cette dépendance fossile.

C'est précisément là que réside l'un des enjeux les plus importants de la transition énergétique : non seulement décarboner la production de base, mais aussi décarboner la flexibilité elle-même.

À cet égard, les STEP présentent un avantage considérable sur toutes les alternatives décarbonées : elles n'émettent pas de CO₂ à l'usage, consomment peu de ressources naturelles à la construction qui suffisent à leur assurer une durée de vie très longue à l'échelle du siècle, ont un impact environnemental circonscrit dans l'espace et dans le temps, mobilisent des ressources renouvelables et locales, et contribuent à de multiples co-bénéfices et synergies : gestion de l'eau, soutien d'étiage, prévention des crues, développement économique local...

2. Les difficultés et enjeux qui entourent le développement des STEP

Si le besoin de STEP est incontestable, leur développement se heurte à plusieurs catégories d'obstacles qui expliquent pourquoi, malgré un potentiel technique important, la France n'a pas construit de nouvelle STEP de grande taille depuis plusieurs décennies.

2.1 Des difficultés d'acceptabilité sociale et environnementale

La production électrique (puissance) et la quantité d'énergie stockée (capacité) par une STEP sont proportionnelles à la différence d'altitude entre les deux réservoirs. C'est la raison pour laquelle les STEP ne peuvent être construites que dans des régions présentant des dénivelées suffisantes, en particulier dans les régions montagneuses.

La perspective d'intégrer de nouveaux aménagements dans ces zones, de noyer des vallées, de modifier des cours d'eau ou d'artificialiser des zones naturelles suscite des oppositions locales souvent vives et des procédures contentieuses qui peuvent s'étaler sur de nombreuses années. La doctrine française privilégie désormais les STEP en circuit fermé, qui minimisent les impacts sur les cours d'eau, mais ces configurations sont elles aussi soumises à des exigences d'autorisation environnementale complexes.

Ces difficultés d'acceptabilité nécessitent un véritable travail de concertation et de présentation des enjeux, d'autant que les derniers exemples de réalisation de ce type de projets sont progressivement sortis de la mémoire collective et qu'ils vont nécessiter un effort d'accompagnement au niveau de la politique locale comme nationale, du moment où l'intention sera exprimée jusqu'à la mise en service effective.

La décision stratégique correspondant au fait de mener cet effort est dès lors rendu d'autant plus difficile que le marché ne reconnaissant que progressivement l'importance du service rendu par ses ouvrages, les porteurs de projets privés ont peu de certitude sur la rentabilité finale de l'ouvrage au moment où ils engagent ces réflexions.

2.2 Un risque et un engagement sur le long terme

Entre les premières études de faisabilité et la mise en service d'une STEP, plus d'une décennie peut s'écouler. Sur cette durée, les conditions de marché, les orientations de politique énergétique, les prix de l'électricité, et les mécanismes de rémunération du stockage peuvent évoluer de manière significative.

En parallèle, un opérateur privé, son intérêt social, mais également celui de ses actionnaires, peuvent évoluer rapidement sur un temps court.

Il existe ainsi un risque important d'incompatibilité entre la durée de l'engagement que représente le choix de développer une STEP, avant même sa mise en œuvre, et d'autant que ce choix s'inscrit avant tout dans une perspective d'intérêt général, et la logique par nature associée aux évolutions du marché qui guide les décisions d'un opérateur privé et de ses actionnaires.

2.3 Des investissements massifs et difficilement compatibles avec une logique économique de court terme

Les STEP sont des ouvrages à très forte intensité capitalistique.

La construction d'une STEP de grande taille implique des investissements importants, mobilisés sur des durées de construction longues, et présente de fait des risques projets et politiques importants qui renchérisse le coût des capitaux mobilisés auprès des prêteurs. Que ces actifs aient ensuite une rentabilité importante sur une durée de vie particulièrement longue compte alors peu au regard des conditions de financement d'autre part et des règles d'amortissement d'autre part.

Ce profil d'investissement les rend structurellement d'autant plus difficiles à financer dans un cadre de marché : les revenus sont incertains et difficiles à anticiper, les mécanismes de rémunération du stockage et des services systèmes insuffisamment développés, et le temps de retour sur investissement long.

Même avec un mécanisme de rémunération stable et prévisible du stockage de l'électricité et des services systèmes, il serait difficile d'attendre d'un acteur privé qu'il réalise spontanément ces investissements à l'échelle requise, comme nous pouvons en être témoin sur d'autres projets de grandes infrastructures même quand ceux-ci bénéficient d'un cadre de marché et d'un contexte porteur comme cela peut-être le cas pour une centrale nucléaire par exemple.

2.4 L'absence de mécanisme de rémunération du stockage et des services systèmes

L'absence de cadre aboutit relatif à la rémunération du stockage et des services systèmes est un obstacle structurant. Le marché de l'électricité, conçu principalement pour rémunérer l'énergie produite, ne valorise pas encore correctement le stockage ni les services systèmes (inertie, réserves, flexibilité) que les STEP apportent au réseau.

La valeur créée par une STEP pour la collectivité (en termes de sécurité d'approvisionnement, de décarbonation, de réduction de la dépendance aux fossiles) n'est pas non plus intégrée dans le signal prix de marché.

Sans mécanisme de financement complémentaire, la rentabilité financière stricte d'une nouvelle STEP ne peut être assurée sur la seule base des revenus de marché.

Or il est urgent d'agir dès aujourd'hui pour développer le potentiel de STEP, sans attendre l'émergence d'un cadre qui permettrait hypothétiquement aux opérateurs privés d'être suffisamment rémunérés pour engager des investissements, la rentabilité des STEPS au regard des enjeux auxquels la nation fait face ne faisant elle aucun doute.

2.5 L'existence d'alternatives concurrentes rentables, également dans le portefeuille d'actifs de l'opérateur

A ces difficultés s'ajoutent l'absence potentielle d'incitations.

Les STEPs seraient dans la majorité des cas construits de sorte à intégrer à l'ouvrage complet un barrage existant déjà à la main de l'opérateur permettant de n'en construire qu'un seul au lieu de deux. Cela signifie que l'opérateur bénéficie déjà d'un actif rentable au regard des mécanismes actuels du marché, et souvent amorti, dont la durée de rentabilité est assurée pour de longues années. A moins que celui-ci ne soit menacé dans son approvisionnement en eau en amont, pour cause de changement climatique par exemple, l'opérateur dispose de peu d'incitation à investir dans un projet long, risqué, et complexe, à la rentabilité incertaine, qui viendra se substituer à l'ouvrage existant.

Par ailleurs, si le dit-opérateur détient également des actifs propres à rendre les services systèmes auxquels les STEPs doivent répondre, comme des centrales à gaz ou des parcs de batteries, mais qui seraient moins souverains, ou plus chers mais restant à être amortis, ou à l'empreinte environnementale plus élevée et devant alors justifier de leur raison d'être, il aura également beaucoup moins intérêt, voire pas intérêt du tout, à menacer la rentabilité de ses installations existantes en construisant une nouvelle STEP.

3. Garantir la préservation de l'intérêt général dans le périmètre SHEM : un régime d'autorisation à compléter impérativement par un contrôle public

La proposition de loi prévoit un régime unifié applicable à l'ensemble des exploitants, y compris la SHEM, filiale à 100 % d'Engie. Or, contrairement à EDF, pour lequel l'État dispose d'un levier capitalistique intégral en sa qualité d'actionnaire unique, la SHEM est une société entièrement privée.

C'est précisément là que réside le risque le plus grave associé au choix du régime d'autorisation : l'État se trouverait sans levier réel pour orienter les décisions d'investissement de la SHEM sur les 70 prochaines années, alors même que le potentiel le plus important de développement des STEP se trouve dans les Pyrénées, précisément sur le périmètre de la SHEM.

3.1 Une rente quasi garantie, sans incitation à investir

Dans le cadre du régime d'autorisation, la SHEM bénéficiera pendant 70 ans d'un droit réel sur des ouvrages hydrauliques déjà construits, déjà amortis pour l'essentiel, et dont l'exploitation génère des revenus significatifs avec des coûts d'exploitation modérés. Ce flux de revenus est quasi garanti, car il dépend principalement de la pluviométrie et des prix de marché de l'électricité – deux facteurs sur lesquels l'opérateur n'a aucune influence, mais qui ont tendance, dans un contexte de transition énergétique et de raréfaction des ressources fossiles, à être structurellement favorables à la valorisation de l'hydroélectricité.

De plus, Engie exploite en parallèle des centrales à gaz qui apportent aujourd'hui de la flexibilité au système électrique. Ces centrales constituent une alternative existante, rentable, et dont les investissements sont déjà réalisés. Développer des STEP reviendrait à mettre en péril une activité déjà profitable. Engie n'a donc pas d'intérêt à mettre en concurrence ses propres centrales thermiques sur le segment de la production pilotable et de la flexibilité.

3.2 Les raisons pour lesquelles Engie ne développera pas les STEP

Il n'existe, du point de vue d'un opérateur privé tel qu'Engie, guidé par des critères de rentabilité, aucune raison rationnelle d'investir dans des STEP, et encore moins massivement à la hauteur requise par la transformation nécessaire de notre système énergétique.

Les arguments s'accumulent et se renforcent mutuellement :

- Le profil d'investissement est structurellement défavorable : CAPEX très élevés, mobilisés sur de longues périodes avant tout retour financier, pour des ouvrages dont la durée de construction prend plusieurs années. Un actionnaire privé, soumis à des exigences de rendement à horizon pluriannuel, ne peut accepter un tel profil sans visibilité sur la rémunération finale.
- Le risque local et l'acceptabilité sociale sont des enjeux importants, nécessitant de longues concertations, des procédures contentieuses incertaines, et une exposition médiatique et politique significative. Un opérateur privé cherchera naturellement à minimiser son exposition à ce type de risque.
- L'absence de mécanisme de rémunération stable du stockage et des services systèmes rend la rentabilité des projets imprévisible. Faute de contrat de long terme ou de mécanisme de soutien public, Engie ne peut modéliser avec fiabilité le retour sur investissement d'une STEP nouvelle.
- Les barrages existants, dont l'exploitation est déjà rentable dans le cadre du régime d'autorisation, ou les centrales à gaz sources de services systèmes déjà rentables bien que menacées dans leur raison d'être constituent une source de revenus stable et prévi-

sible, sans effort d'investissement supplémentaire. Il n'existe donc pas d'intérêt à développer de nouveaux ouvrages lorsque les ouvrages existants sont déjà profitables, ... et concurrents.

L'ensemble de ces éléments appellent une conclusion qui ne constitue pas un jugement de valeur sur Engie, qui est un acteur industriel important, mais un constat sur la logique économique qui guide cette entreprise, comme toute entreprise privée, et sur son incompatibilité avec l'enjeu que représente le développement massif des STEP, en particulier dans les Pyrénées.

3.3 La nécessité d'un contrôle public sur la SHEM

Face à ce constat, et dans le cadre d'un régime d'autorisation, un seul levier est mobilisable pour apporter une réponse aux enjeux présentés précédemment : s'assurer que la SHEM soit contrôlée majoritairement par la puissance publique, afin que les décisions d'investissement puissent être orientées par des considérations d'intérêt général, exactement comme c'est aujourd'hui le cas pour la CNR.

La CNR, majoritairement détenue par la Caisse des dépôts et les collectivités territoriales, avec Engie comme actionnaire minoritaire à hauteur de 49,97 %, illustre parfaitement ce modèle. Bien qu'Engie dispose d'une participation significative, les actionnaires publics y exercent le contrôle et orientent les décisions stratégiques vers l'intérêt général. C'est précisément parce que ce modèle fonctionne pour la CNR qu'il devrait être envisagé de l'appliquer à la SHEM.

Un actionnariat majoritairement public au sein de la SHEM permettrait d'assurer :

- **que les décisions d'investissement, notamment en matière de STEP, soient guidées par les besoins du système électrique et les orientations de la politique énergétique, et non par des critères de rentabilité que ce soit à court ou moyen terme.**
- **que la valeur créée par l'exploitation de ces ressources hydrauliques stratégiques revienne majoritairement à la collectivité, plutôt qu'à un actionnaire privé bénéficiaire d'une rente sur des actifs publics et stratégiques.**

L'expérience du nucléaire belge, analysée en annexe 2, illustre les conséquences d'une telle divergence d'intérêts. Il serait imprudent de s'exposer au même type de situation pour les STEP françaises, dont va dépendre le système électrique français.

Un modèle associant régime d'autorisation et contrôle public majoritaire du capital de la SHEM constitue donc une condition nécessaire à l'intégration des STEP, à la bonne échelle, dans le système énergétique français.

Sans ce contrôle, le régime d'autorisation, s'il solde une partie des contentieux européens, laissera entier le risque le plus lourd pour le long terme : celui de ne pas disposer des leviers nécessaires pour construire le système électrique dont la France aura besoin.

4 Des incertitudes juridiques qui subsistent, en tout état de cause, sur le mécanisme d'autorisation

Les considérations qui précèdent portent sur les conditions dans lesquelles le régime d'autorisation doit être impérativement complété pour préserver l'intérêt général. Il convient, en tout état de cause, de ne pas tenir pour acquise la solidité juridique du mécanisme lui-même.

Si la Commission européenne a donné son accord, rien ne permet d'affirmer que la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la suivra sur un mécanisme dont la robustesse reste à démontrer. Il est utile de rappeler que la Commission est une institution politique, tandis que la CJUE est une juridiction dont la mission est d'interpréter et d'appliquer le droit européen, indépendamment des arrangements conclus entre États membres et institutions.

Il convient à cet égard de ne pas dissimuler que le mécanisme proposé constitue, d'une certaine manière, un détournement du statut d'autorisation conçu dans le but de contourner les règles en vigueur sur les concessions. Or, l'un des principes fondamentaux du droit, aussi bien français qu'international, est résumé dans l'adage *Fraus omnia corrumpit*, « la fraude corrompt tout ». Lorsque la fraude est établie, elle emporte l'annulation de tous les actes, contrats ou droits qui en découlent.

Dans ce contexte, la fraude ne signifie pas nécessairement la violation de la lettre de la loi, mais le fait de respecter cette lettre tout en trahissant l'esprit : utiliser des outils légaux en les détournant de leur finalité pour obtenir un résultat que la loi entendait précisément interdire. En utilisant le régime d'autorisation, conçu pour des personnes physiques ou morales propriétaires de l'ouvrage et simplement autorisées à exercer le droit d'eau, alors que la propriété reste entre les mains de l'État, il n'est pas difficile d'envisager un contentieux assis sur l'intention de contourner les règles sur les concessions.

Si ce mécanisme venait à être contesté devant la CJUE (par un concurrent ayant souhaité accéder à ces concessions, ou par un autre État membre), et s'il venait à être jugé illégal, la seule conséquence du choix de cette solution aura été de perdre plusieurs années supplémentaires avant de pouvoir relancer les investissements dans l'hydroélectricité. Le coût de l'inaction, déjà lourd, s'en trouverait encore alourdi.

Cela étant, les travaux parlementaires s'orientent vers le régime d'autorisation, s'appuyant sur l'accord de la Commission européenne (sans que nous en connaissions les détails exacts). Il est alors impératif, au-delà de discuter le principe même de cette orientation, de s'assurer qu'elle est mise en œuvre de la manière la plus solide et la plus complète possible, en intégrant impérativement un contrôle public sur la SHEM comme condition indispensable à la préservation de l'intérêt général.

Barrage de Cap-de-Long
Wikimedia Commons, auteur : Clo-Pontduch



3

La quasi-régie sans scission pour EDF : une solution à écarter définitivement ?

Bien que les travaux parlementaires s'orientent vers le régime d'autorisation, il ne convient pas pour autant d'écarter définitivement l'option de la quasi-régie. Cette solution concernerait exclusivement EDF – la CNR et la SHERM étant traitées différemment, comme cela a été exposé précédemment.

D'une part, il s'agit d'une solution sérieuse et robuste, qui avait été envisagée par les gouvernements précédents et même analysée par la Cour des comptes lors du débat qui avait entouré le projet Hercule dans un contexte très différent.

D'autre part, au regard des incertitudes qui persistent sur l'avenir du mécanisme d'autorisation, il paraît prudent de ne pas tenir pour acquis le résultat attendu et de poursuivre la réflexion sur un scénario fondé sur la quasi-régie.

Deux configurations sont envisageables : la quasi-régie avec scission d'EDF, d'une part, et la quasi-régie sans scission, avec une entité restant fonctionnellement intégrée au sein du groupe EDF tout en satisfaisant aux critères juridiques de la quasi-régie, d'autre part.

1. La quasi-régie avec scission d'EDF

La quasi-régie avec scission de l'hydroélectricité des autres entités constituant le groupe EDF continue de présenter l'avantage significatif d'être une solution parfaitement robuste juridiquement, qui répond simultanément aux deux contentieux européens, tout en garantissant que le bénéfice de l'exploitation des aménagements reviendra bien à la collectivité.

Elle présente en revanche deux inconvénients qui peuvent paraître rédhibitoires dans le contexte actuel. En premier lieu, elle entraînerait des difficultés voire une impossibilité de gestion combinée des parcs hydroélectriques et nucléaires d'EDF, qui présentent pourtant des synergies opérationnelles importantes, notamment pour l'équilibrage du réseau électrique aux heures de pointe. En second lieu, elle rencontre l'opposition des salariés et syndicats d'EDF.

2 La quasi-régie sans scission d'EDF

La recherche de solutions constructives et acceptables par l'ensemble des parties prenantes a conduit l'Institut TerraWater à approfondir la réflexion autour d'un mécanisme de quasi-régie publique maintenant l'intégrité d'EDF. Cette option, encore peu explorée dans le débat public, mérite une analyse attentive.

La quasi-régie est un régime initialement écarté par la jurisprudence européenne et désormais intégré au droit français. Pour pouvoir en relever et échapper à l'obligation de mise en concurrence imposée par la directive européenne de 2014, une entité doit remplir trois conditions cumulatives strictes :

- le contrôle analogue : l'État ou le pouvoir adjudicateur exerce sur l'entité un contrôle similaire à celui qu'il exerce sur ses propres services, avec une influence décisive à la fois sur les objectifs stratégiques et sur les décisions importantes ;
- l'activité dédiée : l'entité réalise plus de 80 % de son activité dans le cadre des tâches qui lui sont confiées par le pouvoir adjudicateur ou les entités qu'il contrôle ;
- l'absence de participation directe de capitaux privés, à l'exception des formes de participation sans capa-

citée de contrôle ou de blocage requises par la loi.

Le modèle envisagé reposerait sur la création d'une filiale dédiée, dénommée « EDF Hydro » par exemple, qui détiendrait l'ensemble des concessions actuellement exploitées par EDF et adopterait le statut de quasi-régie et entreprise liée à EDF. L'État y exercerait un contrôle « analogue » à celui qu'il exerce sur ses propres services, notamment sur les décisions stratégiques et les investissements. Bien qu'intégrée au Groupe EDF pour maintenir la cohérence industrielle et sociale, la filiale serait liée à l'État par un contrat de service public strict, justifiant ainsi que les concessions lui soient confiées directement sans mise en concurrence, puisque l'opérateur agirait comme un bras armé de la puissance publique.

2.1 La condition de contrôle analogue

Pour que la condition de « contrôle analogue » soit remplie, il convient de concilier le fait qu'EDF Hydro soit à la fois une filiale d'EDF – pour les besoins de l'intégration industrielle – et un bras armé de l'État – pour les besoins de la quasi-régie.

Plusieurs mécanismes complémentaires sont envisageables à cet effet :

- Une structure duale avec directoire et conseil de surveillance permettrait de distinguer la gestion opérationnelle, assurée par le directoire dont les membres seraient nommés sur proposition de l'État, et la surveillance stratégique, assurée par un conseil de surveillance comprenant à la fois des représentants d'EDF SA – pour l'intégration industrielle – et une majorité de représentants de l'État. Ce conseil permettrait d'assurer que les choix de maintenance et d'exploitation demeurent coordonnés avec la stratégie globale d'EDF, tout en laissant à l'État le dernier mot sur les missions de service public.
- Une action spécifique (« golden share ») détenue directement par l'État dans EDF Hydro compléterait utilement ce dispositif. Les statuts de la filiale créeraient cette action spécifique conférant à l'État un droit de veto ou d'approbation préalable sur l'ensemble des décisions stratégiques – investissements, nominations des dirigeants, budgets. Ce mécanisme n'a pas vocation à régir les décisions courantes, mais offre un levier de contrôle effectif sur les orientations fondamentales de la filiale.

2.2 Le maintien du pilotage de la production hydraulique par EDF

Afin d'éviter que ce statut de quasi-régie ne conduise à une désoptimisation du système électrique, le lien opérationnel entre EDF Hydro et sa maison-mère serait préservé, et la DOAAT (Direction Optimisation Amont-Aval Transaction) d'EDF, continuerait à garantir le fonctionnement de l'hydroélectricité en symbiose avec le parc nucléaire, notamment lors des pointes de consommation où la réactivité de l'hydroélectricité est

cruciale pour le réseau. Techniquement, EDF Hydro déléguerait l'optimisation de sa production à la DOAAT, garantissant qu'aucune « désoptimisation » physique ne survienne et que le parc soit géré comme un tout indivisible.

Afin de solder le précontentieux sur l'abus de position dominante d'EDF, le mécanisme actuellement envisagé (vendre sur le marché environ 40 % de la capacité de son parc hydroélectrique sous forme de puissances virtuelles) pourrait être conservé, tel qu'actuellement envisagé.

Ce mécanisme présente l'avantage de définir un « prix de marché » pour l'hydroélectricité détenue par la régie. Ce « prix de marché » peut ainsi être réutilisé pour la revente à EDF des 60 % restants, garantissant un juste prix pour la revente d'hydroélectricité à EDF.

EDF conservant, in fine, la main sur les choix de très court terme, les bénéfices technico-économiques de la flexibilité hydraulique seraient préservés, tout en garantissant, vis à vis de la Commission Européenne, que les transferts financiers entre EDF et EDF hydro se font sans aucune forme de favoritisme.

La quasi régie bénéficierait ainsi des mêmes revenus de la revente de son électricité que dans le cas d'une vente intégrale sur les marchés.

2.3 Le maintien des synergies opérationnelles et sociales

L'un des enjeux majeurs de ce montage est enfin de préserver les synergies opérationnelles et sociales du groupe EDF. Le statut de quasi-régie n'impose pas une autonomie matérielle totale, mais une autonomie de décision. Il pourrait ainsi être envisageable de mutualiser les fonctions support par le biais de conventions de prestations de services facturées au coût réel. Cette délégation permettrait à EDF Hydro de bénéficier des outils et des processus d'EDF sans avoir à recréer des structures redondantes et coûteuses.

En tant que quasi-régie contrôlée par l'État, EDF Hydro bénéficierait en outre du régime associé, qui lui permet de s'appuyer sur les moyens de sa maison-mère sans mise en concurrence préalable, dès lors que le lien de contrôle par l'État est établi sur les deux entités.

Ce montage permettrait de garantir que, pour les salariés, l'appartenance au Groupe EDF demeure une réalité quotidienne, tout en satisfaisant aux exigences d'étanchéité juridique imposées par le droit européen.

2.4 Une solution plus complexe, mais a priori robuste

Cette solution est naturellement bien plus complexe que celle d'une quasi-régie avec scission d'EDF. Elle semble toutefois solide d'un point de vue juridique, tout en permettant de conserver l'ensemble des avantages d'un groupe intégré, particulièrement au regard des synergies entre le nucléaire et l'hydroélectricité.

Conclusion : prendre le temps de vérifier les conséquences des choix qui seront réalisés

Le débat relatif à l'avenir des concessions hydroélectriques intervient dans un contexte de précontentieux avec la Commission européenne, de paralysie des investissements dans la filière et de besoins critiques associés aux transformations du système électrique et à la réalisation de la transition énergétique. Les choix effectués aujourd'hui en matière de régime d'exploitation des ouvrages nous engagent pour les décennies à venir : ils doivent être pensés dans le temps long.

La proposition de loi adoptée par l'Assemblée nationale oriente ce choix vers le régime d'autorisation assorti d'un droit réel, pour une durée de 70 ans, applicable de manière uniforme à l'ensemble des exploitants concernés.

Si le texte apporte des clarifications utiles sur la propriété publique des ouvrages, plusieurs points de vigilance majeurs subsistent.

1. La solidité du mécanisme proposé au regard du droit européen reste à démontrer, dès lors que la qualification réelle du régime pourrait, à terme, relever de l'appréciation de la Cour de justice de l'Union européenne. Avoir fait l'évaluation d'ores et déjà d'une alternative pourrait être pertinent.

Par ailleurs, l'octroi d'autorisations pour une telle durée suppose de :

2. veiller à l'absence de rentes privées, et de

3. préserver la capacité de la puissance publique à orienter le développement du potentiel hydroélectrique à long terme.

Les aménagements hydroélectriques constituent des infrastructures essentielles pour le système électrique, dont l'exploitation et le développement ne peuvent être envisagés sous le seul angle patrimonial. La question du développement des STEP illustre cet enjeu : ces ouvrages structurants nécessitent des investissements importants et une coordination étroite avec les orientations de la politique énergétique.

Il est indispensable que la puissance publique conserve des leviers suffisants pour encourager, orienter, voire déclencher des investissements lorsque l'intérêt général l'exige.

Au-delà, il importe de ne pas limiter la discussion à une opposition stricte entre deux solutions. Plusieurs configurations intermédiaires peuvent coexister.

Ainsi,

- s'agissant de la SHEM, le maintien d'un contrôle public majoritaire sur le capital, à l'image du modèle de la CNR, apparaît comme une condition indispensable à la préservation de l'intérêt général à long terme.
- L'hypothèse d'une quasi-régie publique intégrée au sein d'EDF, associée à un mécanisme de partage économique des capacités hydroélectriques, mériterait d'être approfondie afin de concilier les différents objectifs en présence : sécurité juridique, cohérence industrielle, acceptabilité de la solution et ouverture concurrentielle.

La question du régime des ouvrages hydroélectriques français ne saurait être appréhendée comme une réforme visant simplement à solder les contentieux avec la Commission européenne. Elle engage plus largement le modèle de gouvernance d'infrastructures stratégiques pour la transition énergétique, pour notre sécurité d'approvisionnement, et in fine pour notre souveraineté énergétique.

Annexes

Les annexes suivantes approfondissent les différents éléments d'analyse développés dans le corps de la note.

ANNEXE 1

Rappel du contexte de rédaction de la note

ANNEXE 2

Choix d'un régime d'autorisation avec contrôle public pour la SHER – Prévenir la récurrence du cas Engie en Belgique

ANNEXE 3

Analyse de la quasi-régie sans scission d'EDF

ANNEXE 4

Cas d'application pratique du projet de loi – Projets de STEPs dans les Pyrénées quelles conséquences ?

ANNEXE 5

Actualisation de l'analyse des différentes options à l'aune des critères

Contexte de rédaction de la note

Cet addendum s'inscrit dans le cadre d'un débat qui s'est tenu sur les différentes options de régime pour l'exploitation du parc hydraulique français, et qui a conduit l'Institut TerraWater à en analyser les tenants et aboutissants.

La première option, celle retenue par la mission d'information parlementaire de mai 2025, repose sur un placement des aménagements hydrauliques sous le régime de l'autorisation, associé à la mise en place d'un mécanisme de revente de capacités virtuelles par EDF, afin de solder les deux contentieux européens, celui sur le renouvellement des concessions et celui sur la position dominante d'EDF.

La seconde option, défendue par le « Collectif hydro » (collectif anonyme), préconisait le placement en quasi-régie publique de la grande hydroélectricité, dans une structure au fonctionnement distinct d'EDF, également dans la perspective de solder les deux contentieux européens.

Au terme de cette analyse comparative, que l'Institut TerraWater a menée à l'aune de seize critères (12 issus des travaux parlementaires et 4 ajoutés par l'Institut), la quasi-régie apparaissait comme une solution robuste et immédiatement opérationnelle. Elle réglait « naturellement » plusieurs points centraux et si elle présentait quelques inconvénients réels ceux-ci ne semblaient pas non rédhibitoires.

Le régime d'autorisation était quant à lui entouré de plusieurs incertitudes, présentait des risques, avec une viabilité et une robustesse juridique restant à démontrer mais était présenté comme propre à satisfaire les conditions posées par la Commission européenne.

La préoccupation principale des auteurs de la proposition de loi a semblé être la résolution des contentieux avec la Commission afin de permettre la reprise des investissements sur les ouvrages existants en s'assurant le soutien des parties prenantes directes (entreprises concessionnaires, syndicats de salariés, Etat), et donc dans le respect de leurs positions historiques respectives, tout en faisant preuve d'une égalité de traitement parfaite entre les concessionnaires, ici EDF et la SHEM/Engie.

L'Institut TerraWater, de par sa nature, a pu adopter une perspective différente : résoudre les contentieux européens de la manière la plus robuste possible tout en privilégiant les intérêts supérieurs de la nation portés par ses bras armés les plus directs (ici l'Etat et EDF), qu'ils soient actuels ou futurs, notamment au regard des évolutions attendues du système énergétique français et des enjeux auxquels il sera confronté, tout autant que des enjeux auxquels il pourra fournir une réponse.



Le choix d'un régime d'autorisation avec contrôle public pour la SDEM – les leçons du cas Engie en Belgique

L'analyse des conséquences d'une gestion d'un actif stratégique par un opérateur privé sans contrôle public suffisant est utilement éclairée par l'expérience du nucléaire belge depuis 2003 et jusqu'à aujourd'hui. Cette expérience illustre les tensions susceptibles d'apparaître lorsque des infrastructures énergétiques stratégiques sont exploitées par un opérateur industriel dont les orientations stratégiques peuvent évoluer indépendamment des priorités énergétiques nationales.

Un parc nucléaire exploité par un acteur privé

La Belgique dispose historiquement d'un parc nucléaire composé de sept réacteurs répartis sur deux sites : Doel, près d'Anvers, et Tihange, près de Liège. Mises en service entre 1975 et 1985, ces installations ont longtemps constitué un des piliers du système électrique belge. Leur exploitation est assurée par Electrabel, filiale du groupe énergétique Engie, qui est progressivement devenu l'acteur dominant du secteur électrique en Belgique et l'exploitant unique du parc nucléaire. Dans ce modèle, l'État belge ne détient pas directement les centrales : la production nucléaire repose sur un opérateur industriel privé, responsable des investissements, de l'exploitation et d'une grande partie des obligations financières liées aux installations.

La loi de sortie du nucléaire de 2003 et ses révisions successives

En 2003, la Belgique adopte une loi de sortie progressive du nucléaire, prévoyant la fermeture des réacteurs après quarante ans d'exploitation et interdisant la construction de nouvelles centrales. Cette décision introduit un cadre politique incertain pour l'avenir du parc. Les gouvernements successifs modifient ensuite plusieurs fois le calendrier afin de préserver la sécurité d'approvisionnement, tandis qu'Electrabel et donc Engie reste responsable de l'exploitation dans un environnement réglementaire évolutif.

L'évolution stratégique d'Engie et ses conséquences

À partir de la fin des années 2010, le groupe Engie fait évoluer sa stratégie industrielle et annonce progressivement son intention de se retirer du nucléaire en Belgique pour se concentrer sur le développement des énergies renouvelables et des infrastructures énergétiques flexibles, majoritairement gazières. Cette orientation introduit un élément nouveau dans la gouvernance du parc : l'exploitant industriel indique qu'il ne souhaite plus développer ni prolonger durablement ses activités nucléaires dans le pays.

La crise énergétique européenne déclenchée par la guerre en Ukraine en 2022 conduit finalement le gouvernement belge à réviser sa stratégie et à ouvrir des négociations avec Engie cette fois pour prolonger l'exploitation des deux réacteurs les plus récents, Doel 4 et Tihange 3, représentant environ 2 GW de capacité. Ce retournement est d'autant plus marqué qu'il s'accompagne d'une adhésion massive de la population et d'un changement politique profond qui porte au pouvoir une coalition favorable au maintien de l'atome.

Ces négociations interviennent alors dans un contexte difficile : Engie a déjà indiqué que la poursuite de ses activités nucléaires en Belgique ne constitue plus un axe stratégique pour le groupe, et les discussions portent sur des questions sensibles concernant les investissements nécessaires et la répartition des risques liés au démantèlement.

Un accord complexe, négocié sous pression

Les négociations s'étalent sur plusieurs années. En janvier 2023, un accord de principe est conclu entre Engie et le gouvernement belge sur la prolongation de deux réacteurs. En juin 2023, un accord intermédiaire précise la répartition des responsabilités financières liées au démantèlement. En décembre 2023, un accord final est trouvé sur les conditions de prolongation. La finalisation juridique intervient en mars 2025.

Cet accord prévoit la prolongation de Doel 4 et Tihange 3 jusqu'en 2035, la création d'une joint-venture (Be-Nuc) détenue à 50 % par l'État belge et 50 % par Engie, ainsi qu'un mécanisme financier spécifique:

- Electrabel transfère à l'État belge une partie des responsabilités financières liées aux déchets nucléaires en échange d'un paiement forfaitaire d'environ 15 milliards d'euros, et de 8 milliards d'euros pour le démantèlement des centrales, possiblement bien en-deça des coûts réels qui y seront relatifs et dans tous les cas sans désormais de risque de dérapage..
- L'Etat belge garantie à Engie un niveau minimum de rentabilité des centrales maintenues en fonctionnement pendant les 10 années supplémentaires convenues, à un seuil (strike price) en-deça duquel l'Etat compensera Engie ("Contract for Difference") quoiqu'il arrive.

Par ailleurs, au moment où Tihange 1 est arrêté, une centrale au gaz de puissance comparable est mise en service par Engie à proximité immédiate de la centrale nucléaire.

Cette centrale à gaz est particulièrement rentable, d'abord du fait que sa construction a bénéficié de l'aide de l'État belge et ensuite du fait que les prix sur le marché de l'électricité restent élevés et que les besoins du réseau encouragent son utilisation au maximum de ses capacités. La Belgique manquant structurellement d'électricité et l'électricité de ses voisins, notamment de la France étant souvent moins chère que celle produite en situation de prix élevés du marché du gaz, tout MWh nucléaire ajouté au système électrique belge retire un MWh gaz particulièrement rentable du réseau et donc du gain que peut espérer Engie.

Plusieurs centrales nucléaires de plus en Belgique, opérées par un acteur sain de nouveau assuré de son avenir (Electrabel), pourraient même, à terme, faire des actifs gaziers d'Engie des actifs échoués.

Centrale nucléaire de Tihange (CNT)
à Huy, rive droite de la Meuse

Les enseignements pour la gouvernance de la SHEM

L'évolution récente du nucléaire belge illustre les tensions qui peuvent apparaître lorsque des infrastructures énergétiques stratégiques sont exploitées par un opérateur industriel privé dont les arbitrages économiques et stratégiques peuvent diverger des priorités de la puissance publique. La poursuite de l'exploitation nucléaire en Belgique a résulté davantage d'un compromis négocié sous pression que d'un projet industriel porté par l'opérateur lui-même, au prix d'un accord financièrement très coûteux pour les finances publiques belges, et toujours source de fragilité et de précarité pour son système énergétique.

Cette expérience conforte l'analyse développée dans la présente note quant aux risques associés à la gestion par un opérateur entièrement privé d'actifs hydroélectriques stratégiques, dans un cadre juridique – le régime d'autorisation – qui n'assure pas de contrôle public sur les orientations stratégiques de l'opérateur.

Dans le cas de la SHEM/Engie, la mise en place d'un actionnariat majoritairement public, à l'image du modèle de la CNR, permettrait de prévenir ce type de situation et de garantir que les décisions stratégiques – notamment en matière d'investissements dans les STEP – sont guidées par des considérations d'intérêt général.



Analyse de la quasi-régie sans scission d'EDF

La présente annexe développe l'analyse juridique et opérationnelle du mécanisme de quasi-régie publique maintenant l'intégration d'EDF, dont les grandes lignes ont été présentées dans la partie III de la note.

Les conditions juridiques de la quasi-régie

La quasi-régie est un régime initialement dégagé par la jurisprudence européenne et désormais intégré au droit français. Pour pouvoir en relever et échapper à l'obligation de mise en concurrence imposée par la directive européenne de 2014, une entité doit remplir trois conditions cumulatives strictes.

La première condition est celle du contrôle analogue : l'État ou le pouvoir adjudicateur doit exercer sur l'entité un contrôle similaire à celui qu'il exerce sur ses propres services. Un pouvoir adjudicateur est réputé exercer un tel contrôle s'il exerce une influence décisive à la fois sur les objectifs stratégiques et sur les décisions importantes de la personne morale contrôlée. Ce contrôle peut également être exercé par une autre personne morale, elle-même contrôlée de la même manière par le pouvoir adjudicateur.

La deuxième condition est celle de l'activité dédiée : la personne morale contrôlée doit réaliser plus de 80 % de son activité dans le cadre des tâches qui lui sont confiées par le pouvoir adjudicateur qui la contrôle, ou par d'autres personnes morales que celui-ci contrôle.

La troisième condition est l'absence de participation directe de capitaux privés au capital, à l'exception des formes de participation sans capacité de contrôle ou de blocage requises par la loi et ne permettant pas d'exercer une influence décisive sur la personne morale contrôlée.

Le mécanisme de contrôle analogue dans le cadre de la quasi-régie sans scission

Pour que la condition de contrôle analogue soit remplie, il convient de concilier les exigences qu'EDF Hydro soit à la fois la filiale d'EDF – pour les besoins de l'intégration industrielle – et le bras armé de l'État – pour les besoins de la quasi-régie. Plusieurs mécanismes complémentaires peuvent y contribuer.

Une structure duale avec directoire et conseil de surveillance constitue la première brique de ce dispositif. Le directoire assure la gestion opérationnelle ; ses membres sont nommés sur proposition de l'État, garantissant le lien hiérarchique avec la puissance publique. Le conseil de surveillance comprend des représentants d'EDF SA – pour l'intégration industrielle – et une majorité de représentants de l'État. Il permet d'assurer que les choix de maintenance et d'exploitation restent coordonnés avec la stratégie globale d'EDF, tout en laissant le dernier mot à l'État sur les missions de service public.

Une action spécifique de l'État dans EDF Hydro complète ce dispositif. Les statuts de la filiale créent une action spécifique détenue directement par l'État, lui conférant un droit de veto ou d'approbation préalable sur toutes les décisions stratégiques : investissements, nomination des dirigeants, budgets. Ce mécanisme n'a pas vocation à régir les décisions courantes, mais à offrir à l'État un droit de veto effectif sur les points critiques.

Le maintien du pilotage de la production hydraulique par EDF

Afin que ce statut de quasi-régie ne conduise pas à une désoptimisation du système électrique, le lien entre EDF Hydro et EDF SA est préservé au travers des statuts de la filiale. Ce contrat-cadre impose un pilotage centralisé : EDF Hydro délègue la conduite de ses actifs à la DOAAT d'EDF, garantissant que les barrages sont pilotés en temps réel en cohérence avec le parc nucléaire pour assurer l'équilibre du réseau.

La vente des puissances virtuelles, à hauteur d'environ 40 % de la capacité du parc hydroélectrique, permet par ailleurs de solder le précontentieux sur l'abus de position dominante d'EDF. Cette même vente permet en outre de définir un prix de marché objectif pour la production hydroélectrique d'EDF Hydro. En imposant qu'EDF rachète à EDF Hydro les 60 % de production restants au même prix, on garantit qu'EDF achètera cette électricité à sa valeur réelle. Si la DOAAT utilise l'hydroélectricité pour optimiser le parc nucléaire, la moins-value sur la revente sera assumée par EDF, et non par EDF Hydro : la règle de prix garantit ainsi la neutralité économique de la délégation de pilotage.

La préservation des synergies opérationnelles et sociales

Le statut de quasi-régie n'impose pas une autonomie matérielle totale, mais une autonomie de décision. La mutualisation des fonctions support entre EDF Hydro et EDF SA peut s'opérer par voie de conventions de prestations de services facturées au coût réel, selon une comptabilité analytique rigoureuse. Cette délégation permet à EDF Hydro de bénéficier des outils et des processus d'EDF sans avoir à recréer des structures redondantes.

En tant que quasi-régie contrôlée par l'État, EDF Hydro bénéficierait du régime associé, lui permettant de s'appuyer sur les moyens de sa maison-mère sans mise en concurrence préalable, dès lors que le lien de contrôle par l'État est établi sur les deux entités.

Ce montage permet de garantir que, pour les salariés, l'appartenance au groupe EDF demeure une réalité quotidienne, tout en satisfaisant aux exigences d'étanchéité juridique imposées par le droit européen. Par rapport à la quasi-régie avec scission, cette solution évite les pertes de synergies liées à l'ingénierie, à la recherche-développement et aux fonctions support, et préserve la capacité d'optimisation globale du parc de production d'EDF.

Conclusion de l'analyse

Cette solution est naturellement plus complexe que celle d'une quasi-régie avec scission d'EDF. Elle semble toutefois reposer sur des bases solides, tout en permettant de conserver l'ensemble des avantages d'une société EDF intégrée. Si elle peut paraître plus complexe que le mécanisme d'autorisation, elle repose probablement sur des fondements juridiques plus robustes, dans la mesure où elle ne nécessite pas de déroger un statut existant pour déroger à des règles qui devraient en principe s'appliquer. Elle mérite en tout état de cause d'être approfondie, comme alternative de secours dans l'hypothèse où le mécanisme d'autorisation viendrait à être contesté avec succès devant la CJUE.

Cas d'application pratique de la proposition de loi – projets de STEPs dans les Pyrénées, quelles conséquences

Depuis 2024, l'Institut TerraWater s'attache à identifier les clés de l'évolution la plus optimale du système énergétique français et à identifier et modéliser la contribution de ses différents composants.

Si le rôle des stations de pompage turbinage (STEP) s'est rapidement imposé comme un élément déterminant de l'équilibre et de la performance du système énergétique national dans son ensemble, une autre réalité est venue s'ajouter à ce premier constat : de l'ensemble des massifs montagneux

de laquelle la France peut espérer un potentiel hydroélectrique supplémentaire significatif, les Pyrénées est de loin celui qui présente le potentiel de développement le plus important.

Sans le potentiel existant dans les Pyrénées, les capacités de STEP nécessaires à la transition énergétique du pays ne seront pas atteintes.

En effet, en octobre 2025, après plus d'un an de travail d'investigation du potentiel français, l'Institut TerraWater a publié un rapport caractérisant le potentiel STEP du massif des Pyrénées qui représenterait à lui seul la majorité du potentiel de développement des STEP en France.

Ce rapport doit être suivi par deux autres rapports couvrant les massifs alpins, jurassiens et le Massif central. Les travaux en cours annoncent déjà que ces autres massifs ne pourront offrir le potentiel qui est ouvert par les Pyrénées, soit pas plus de XX GW de capacité, très en-deça du minimum requis pour réussir la sortie des fossiles en France dans les meilleures conditions possibles de soutenabilité économique et environnementale.

Cette caractérisation est matérialisée sous la forme de trois propositions d'aménagements, qui ont été recherchés spécifiquement pour répondre chacun aux critères cumulés de taille critique pour permettre au moins un niveau stockage inter-hebdomadaire et d'une empreinte environnementale et sociale minimale, ayant notamment pour corollaire la réutilisation d'ouvrages existants.

Ce dernier critère, essentiel au regard de la difficulté bien comprise et appréciée à sa juste valeur de créer de nouveaux lacs de retenue en France, nous permet d'utiliser ces aménagements pour évaluer l'impact concret que pourraient avoir les différents régimes proposés.

Ils sont certes théoriques aujourd'hui mais leur caractérisation est bien ancrée dans le réel. Non seulement peuvent-ils tout à fait donner lieu à de vrais projets, mais ils semblent même pouvoir être des premiers candidats crédibles.

Le tableau ci-dessous se réfère donc au Rapport "les STEPs au coeur de la transition énergétiques, Volume 2, Pyrénées".

Il reprend les caractéristiques d'actionnariat de chacun des ouvrages existants intégrés dans les aménagements futurs, les actions nécessaires pour faire de ces barrages individuels une STEP intégrée, et la conséquence sur ces travaux qu'auraient les différents régimes juridiques en considération :

- l'aménagement 1 (Lanoux/Naguilles–Bouillouses) représente les sites où le développement d'une STEP est impossible sans combinaison des ouvrages détenus respectivement par EDF et par la SHEM ;
- l'aménagement 2 (Gnioure) représente les sites entièrement détenus par EDF, pour lesquels la question du partage entre opérateurs ne se pose pas ;
- l'aménagement 3 (Cap-de-Long–Orédon) représente les sites où EDF et la SHEM détiennent chacun des ouvrages, mais où une STEP pourrait être développée sur la seule prise de la SHEM.



 [institut-terrawater.org](https://www.institut-terrawater.org)

Rapport à télécharger sur le site de l'institut, Volume 2 – Pyrénées – (MAJ mars 2026)

	Aménagement 1	Aménagement 2	Aménagement 3
Situation	EDF (Lanoux/Naguilles) SHEM (Bouillouses)	EDF (Gnioure)	EDF (Cap-de-Long) / SHEM (Orédon)
Configuration développement de STEPs	STEP impossible sans combinaison des ouvrages EDF et SHEM	STEP 100 % EDF, aucun ouvrage SHEM	STEP possible sur le seul ouvrage SHEM (~ 40 GWh)
Option 1 Régime d'autorisation pour tous les exploitants (option PPL)	Aménagement impossible sans une co-entreprise EDF/SHEM. La puissance publique ne dispose d'aucun levier pour imposer ce partenariat.	EDF maîtrise seul l'ensemble des ouvrages. Pas de contrainte opérationnelle liée à la présence d'un autre exploitant.	La STEP relève entièrement du périmètre SHEM (Engie). Sa réalisation dépend exclusivement des arbitrages de rentabilité d'un opérateur privé, sans que la puissance publique puisse l'y contraindre.
Option 2 Régime d'autorisation avec contrôle public de la SHEM	EDF et la SHEM étant toutes deux sous contrôle public, la puissance publique peut imposer la coopération entre les deux opérateurs et déclencher le projet si l'intérêt général l'exige.	Identique à l'option 1. EDF maîtrise seul l'ensemble des ouvrages.	Le contrôle public majoritaire de la SHEM permet d'orienter l'investissement. La décision d'engager les travaux peut être pilotée en fonction des besoins du système électrique.
Option 3 Quasi-régie EDF + autorisation avec contrôle public de la SHEM	Les deux acteurs appartiennent directement (EDF Hydro, quasi-régie) ou indirectement (SHEM, capital public majoritaire) à la sphère publique. La puissance publique dispose d'un levier d'orientation sur les deux.	EDF Hydro, en tant qu'entité de quasi-régie, est directement orientée par la politique énergétique de l'État. La décision d'investir relève directement de l'intérêt général.	Identique à l'option 2 pour la SHEM. Le contrôle public majoritaire permet l'orientation stratégique.

Analyse

Le tableau met en évidence que les enjeux liés au développement des STEP ne sont pas uniformes selon les configurations d'aménagements. Chacune des trois situations appelle une analyse distincte, à la fois du point de vue opérationnel et du point de vue des leviers dont dispose la puissance publique pour orienter les investissements.

Aménagement 2 (Gnioure) – EDF 100 % : pas d'enjeu opérationnel, mais un enjeu de politique énergétique

Lorsque l'ensemble des ouvrages nécessaires à la STEP appartient à EDF, la question du partage entre opérateurs ne se pose pas : il n'existe aucun obstacle opérationnel ou capitalistique à la réalisation du projet du point de vue de la maîtrise foncière et hydraulique des ouvrages. Quel que soit le régime retenu (autorisation, quasi-régie intégrée ou quasi-régie avec scission), EDF est techniquement en mesure de développer seul la STEP.

Aménagement 3 (Cap-de-Long/Orédon) – STEP sur le seul ouvrage SHEM : le déterminant est le statut capitalistique de la SHEM

Lorsque la STEP peut être développée sur la seule emprise des ouvrages de la SHEM, sans nécessiter la coopération d'EDF, la question du régime applicable à EDF devient secondaire. Le déterminant est uniquement le statut de la SHEM et, partant, la capacité de la puissance publique à orienter ses décisions d'investissement.

Dans le cadre de l'option 1 (régime d'autorisation uniforme, sans contrôle public sur la SHEM), la réalisation de la STEP dépend entièrement des arbitrages de rentabilité d'Engie en tant qu'opérateur privé. Or, comme le montre l'expérience du nucléaire belge analysée à l'annexe 2, un opérateur privé peut légitimement décider de ne pas engager des investissements à la rentabilité incertaine ou à long terme de retour, même lorsque ces investissements présentent un intérêt évident pour la collectivité. L'État ne dispose d'aucun mécanisme juridique pour contraindre la SHEM à réaliser la STEP.

À l'inverse, dans les options 2 et 3 (régime d'autorisation avec contrôle public majoritaire de la SHEM), la puissance publique dispose d'un levier d'orientation stratégique sur les décisions d'investissement de la

SHEM. La décision d'engager les travaux peut être pilotée en fonction des besoins du système électrique, à l'image de ce qui prévaut pour la CNR. L'aménagement 3 démontre ainsi que, pour les sites relevant du seul périmètre de la SHEM, la structure actionnariale de la SHEM conditionne la capacité d'action publique.

Aménagement 1 (Lanoux/Naguilles–Bouillouses) – STEP nécessitant la combinaison EDF/SHEM : un enjeu qui dépasse la question du régime

La configuration la plus complexe est celle dans laquelle le développement d'une STEP requiert la combinaison d'ouvrages appartenant respectivement à EDF et à la SHEM. C'est le cas de l'aménagement Lanoux/Naguilles–Bouillouses, où le potentiel de stockage ne peut être exploité qu'en mobilisant des réservoirs de part et d'autre de la frontière capitalistique entre les deux opérateurs.

Cette situation met en évidence que la question des STEP ne saurait être résolue par le seul choix d'un régime juridique d'exploitation. Quel que soit le régime retenu pour l'un ou pour l'autre des opérateurs, le développement d'une STEP dans cette configuration suppose nécessairement une forme de coopération ou de coordination entre EDF et la SHEM. Or, cette coopération n'est pas spontanée : elle doit être organisée, anticipée et le cas échéant, imposée.

Dans le cadre de l'option 1 (régime d'autorisation uniforme, sans contrôle public sur la SHEM), la puissance publique ne dispose d'aucun levier pour contraindre la SHEM à entrer dans une structure de coopération avec EDF. L'aménagement est donc en pratique bloqué, sauf accord commercial librement consenti entre les deux opérateurs, dont rien ne garantit la conclusion ni les conditions.

Dans les options 2 et 3 (avec contrôle public majoritaire de la SHEM), la puissance publique peut imposer la coopération entre les deux opérateurs, par exemple en faisant constituer une co-entreprise dédiée à la réalisation et à l'exploitation de la STEP. La décision de regroupement ou de coopération peut être déclenchée dès lors que l'intérêt général le justifie.

L'aménagement 1 illustre enfin que le développement des STEP doit être pensé et anticipé bien en amont des décisions d'investissement : les configurations d'ouvrages sont fixées pour soixante-dix ans, et les blocages juridiques ou capitalistiques qui n'ont pas été traités dès l'origine seront d'autant plus difficiles à lever une fois le régime consolidé. C'est d'ailleurs dans cette perspective que l'unification du cadre capitalistique, en faisant en sorte que tous les acteurs impliqués relèvent, directement ou indirectement, de la sphère publique, constitue une condition structurelle du développement à long terme du potentiel de stockage hydroélectrique en France.

Conclusion

Nous pouvons tirer trois enseignements de cette analyse.

Premièrement, lorsque les ouvrages sont intégralement détenus par EDF, la question du régime n'est pas déterminante pour la faisabilité opérationnelle d'une STEP. L'enjeu est alors celui de la politique énergétique et de la gouvernance d'EDF, qui doit conserver sa vocation de bras armé de la puissance publique pour les choix d'investissement structurants.

Deuxièmement, lorsque la STEP relève du seul périmètre de la SHEM c'est le statut capitalistique de la SHEM qui détermine la capacité de la puissance publique à orienter l'investissement. Un opérateur entièrement privé ne peut être contraint de développer des STEP dont la rentabilité n'est pas immédiatement assurée ; un opérateur sous contrôle public majoritaire peut a contrario être guidé par des considérations d'intérêt général.

Enfin, lorsque la STEP nécessite la combinaison des ouvrages des deux opérateurs, la question dépasse le seul choix du régime juridique. Elle impose d'anticiper les conditions de coopération entre EDF et la SHEM, ce qui est d'autant plus difficile – voire impossible – si l'un des deux opérateurs est entièrement privé et non tenu par des obligations d'intérêt général. L'option d'un contrôle public sur la SHEM, à l'image du modèle de la CNR, constitue, ici aussi, la condition sine qua non d'une politique de développement des STEP cohérente et efficace.

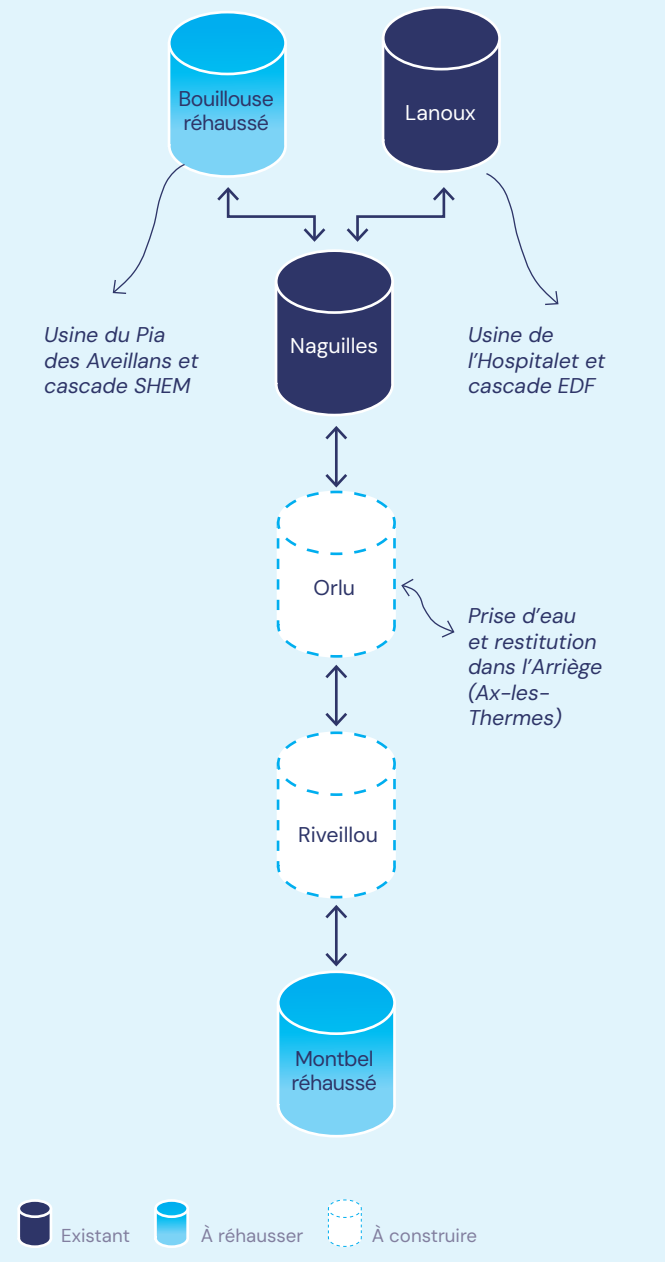
Ces trois configurations démontrent que:

* **L'option 1 (régime d'autorisation uniforme sans contrôle public sur la SHEM) expose le système électrique français à un risque structurel majeur : l'impossibilité d'orienter les investissements dans les STEP selon les besoins de la transition énergétique, soit parce qu'un opérateur privé raisonne en termes de rentabilité à court terme, soit parce que la coopération entre opérateurs est juridiquement et économiquement difficile à organiser.**

* **Les options 2 et 3, qui prévoient un contrôle public sur la SHEM, permettent seules de prévenir ce risque.**



Carte et schéma de l'aménagement 1 situé dans le département des Pyrénées-Orientales sur les communes des Angles et de Angoustrine-Villeneuve-des-Escalades pour ce qui concerne les étangs supérieurs, et dans le département de l'Ariège sur les communes d'Orlu, de Lesparrou, de Montbel et de Lérans pour ce qui concerne le reste de l'aménagement.



Actualisation de l'analyse des différentes options à l'aune des critères

La présente annexe reprend les seize critères de la note précédente – les douze premiers étant ceux du rapport parlementaire, auxquels ont été ajoutés quatre critères complémentaires jugés importants – et actualise l'analyse des trois mécanismes : quasi-régie dissociée d'EDF, quasi-régie intégrée dans EDF, et régime d'autorisation.

Critère n° 1

Mettre fin au précontentieux DG COMP (position dominante d'EDF)

Notre analyse n'a pas évolué sur ce point. La quasi-régie publique avec scission d'EDF apporte une solution très claire à ce contentieux. Les deux autres solutions – quasi-régie sans scission ou régime d'autorisation – ne permettent pas, par elles-mêmes, de résoudre ce précontentieux. C'est dans cette logique qu'est prévu, en parallèle du mécanisme d'autorisation, le recours à des enchères de « capacités virtuelles ». Ce type de mécanisme est complexe et régulièrement contesté en raison de sa ressemblance apparente avec l'ARENH, même si cette comparaison est discutable.

EN RÉSUMÉ

- Ce contentieux ne concerne que EDF, il n'a pas vocation à impacter les choix réalisés pour les ouvrages détenus par les autres opérateurs.
- La quasi-régie avec scission d'EDF solde naturellement le précontentieux DG COMP.
- Les autres solutions nécessitent un mécanisme complexe additionnel pour solder ce précontentieux.

Critère n° 2

Mettre fin au précontentieux DG GROW (renouvellement des concessions)

Ce contentieux ne s'applique qu'aux ouvrages pour lesquels une mise en concurrence est jugée stratégiquement problématique, en l'occurrence les ouvrages de plus de XX GW de capacité, parce qu'à même d'en confier la gestion à des opérateurs privés étrangers.

La quasi-régie avec scission offre une voie de sortie claire en confiant l'exploitation directement à une entité publique pour le compte de l'État. Il s'agit d'une solution juridiquement robuste et immédiatement compatible avec les exigences de la DG GROW. La quasi-régie sans scission, maintenant la société intégrée au sein d'EDF, est en principe similaire, même si elle pose quelques difficultés d'ordre pratique et juridique. Le régime d'autorisation règle le problème « sur le papier », mais sa viabilité juridique peut être légitimement questionnée.

Si ce dispositif fait l'objet de contestations devant la CJUE et finit par être jugé illégal, la seule conséquence du choix de cette solution aura été d'induire encore plusieurs années de délai avant de pouvoir relancer les investissements dans l'hydroélectricité.

EN RÉSUMÉ

- La quasi-régie avec scission solde naturellement et simplement le précontentieux DG GROW.
- La quasi-régie sans scission le solde également, même si le montage juridique est plus complexe.
- Le régime d'autorisation nécessite un mécanisme juridique complexe, dont la robustesse reste à démontrer et qui expose à des recours susceptibles de conduire à des annulations ultérieures.

Critère n° 3

Maintien d'une propriété publique des ouvrages

Une quasi-régie publique ne présente aucun risque au regard du maintien d'une propriété publique des ouvrages, avec ou sans scission d'EDF. Dans le cadre d'un régime d'autorisation tel qu'il figure dans la proposition de loi, des droits réels sont octroyés pour soixante-dix ans, mais l'État conserve la pleine propriété des ouvrages. En outre, aucune cession des droits n'est possible sans l'aval de l'État, y compris dans le cadre d'un changement de contrôle du titulaire.

EN RÉSUMÉ : **Aucun enjeu différencié entre les trois mécanismes.**

Critère n° 4

Applicabilité à l'ensemble des exploitants et acceptabilité de la solution

S'agissant du critère d'applicabilité à l'ensemble des exploitants, la présente analyse ne le juge pas pertinent. D'ailleurs, la CNR n'étant pas concernée, aucun des mécanismes ne respecte strictement ce critère.

S'agissant de l'acceptabilité, la quasi-régie avec séparation d'EDF se heurte à l'opposition de tout ou partie des syndicats d'EDF.

La quasi-régie sans séparation d'EDF - hypothèse nouvelle, non encore présentée aux parties prenantes - ne devrait probablement pas susciter d'opposition interne.

Le régime d'autorisation ne rencontre pas d'opposition interne chez les opérateurs, mais pourrait susciter des oppositions de la part de la population une fois pleinement informée de ses implications.

Critère n° 5

Conséquences sur la sécurité d'approvisionnement et le bon fonctionnement du système électrique

EN RÉSUMÉ

- Quasi-régie avec séparation d'EDF : impact mineur mais existant.
- Quasi-régie sans séparation d'EDF ou régime d'autorisation : aucun impact.
- Autorisation : aucun impact à court terme, mais l'absence de contrôle public expose le système à un risque structurel à long-terme (capacité et possibilité de développer des STEP pour assurer la sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement d'un système électrique complètement décarboné)

Critère n° 6

Conséquences sur la sûreté des ouvrages et celle des populations

Quel que soit le régime retenu - quasi-régie ou autorisation -, les règles de sûreté seront identiques, ainsi que les moyens administratifs de les faire respecter.

EN RÉSUMÉ : **Aucun enjeu différencié entre les trois mécanismes.**

Critère n° 7

Conséquences sur le partage de la ressource en eau

La quasi-régie laisse à l'État une maîtrise directe du partage de l'eau, permettant de faire évoluer les règles en fonction des besoins. Le régime d'autorisation précise que des adaptations pourront être réalisées sans indemnisation, dès lors que ces adaptations qu'elles n'ont pas de conséquences économiques significatives.

La quantification des conséquences économiques pouvant donner lieu à des appréciations divergentes, il est douteux qu'il soit réellement possible de faire évoluer les règles de partage sans surcoût pour la collectivité.

EN RÉSUMÉ

Tant qu'il n'y a pas de modification importante de la production hydroélectrique : aucun enjeu sur les trois mécanismes.

Critères n° 8 et n° 9

Conséquences sur les redevances et sur les conditions salariales

Il n'existe pas de différence notable entre les régimes de quasi-régie et d'autorisation sur la question du mécanisme de redevance applicable aux concessions, ni sur les conditions statutaires et salariales des personnels.

EN RÉSUMÉ : **Aucun enjeu différencié entre les trois mécanismes.**

Critère n° 10

Optimisation de la production hydroélectrique et de sa valorisation

La seule question susceptible de se poser est celle de l'optimisation globale du parc de production d'EDF, incluant notamment le nucléaire et l'hydraulique.

Le régime de quasi-régie publique avec scission d'EDF ne permet pas d'exploiter pleinement les synergies entre les différents types de moyens de production.

Aujourd'hui Engie doit être soumis à quelques obligations de la part de l'Etat à cet égard qui doivent se retrouver dans le contrat de concession non? comment se passe l'optimisation aujourd'hui et comment se passera t'elle sous régime d'autorisation?

EN RÉSUMÉ

- Quasi-régie avec séparation d'EDF : impact réel, non critique mais existant.
- Quasi-régie sans séparation d'EDF ou régime d'autorisation : aucun impact.

Critère n° 11

Maîtrise des coûts de production et du prix final payé par le consommateur

La quasi-régie avec scission d'EDF pourrait générer, selon la manière dont elle est implémentée, un surcoût global d'un montant maximal de quelques dizaines de millions d'euros par an.

La quasi-régie sans scission ne devrait générer aucun surcoût.

Le régime d'autorisation, s'il n'est pas associé à un contrôle public majoritaire et si les redevances ne sont pas calculées sur la base de l'hydrologie réelle et des prix de marché effectifs, pourrait générer des situations de rentes privées, potentiellement de plusieurs milliards d'euros en cas de prix de marché élevés, entraînant une augmentation substantielle des coûts pour les consommateurs.

EN RÉSUMÉ

- Quasi-régie avec séparation d'EDF : surcoût marginal.
- Quasi-régie sans séparation d'EDF : aucun surcoût.
- Régime d'autorisation sans contrôle public : risque de rentes privées potentiellement importantes si les redevances ne sont pas indexées sur les prix de marché et l'hydrologie réelle.

Critère n° 12

Délais de mise en œuvre et moyens à mobiliser

Des délais incompressibles comparables existent dans les trois cas. Le régime d'autorisation expose toutefois à des risques importants de recours juridiques, malgré l'accord préalable de la Commission européenne.

EN RÉSUMÉ

- Quasi-régie avec ou sans séparation d'EDF : délais limités, mais nécessité de nouvelles négociations avec la Commission européenne.
- Régime d'autorisation : risque de perdre de nombreuses années en contentieux, malgré l'accord de la Commission.

Critère n° 13

Intégration des nouveaux sites, notamment les STEP

Dans le cadre d'un mécanisme de quasi-régie, avec ou sans scission, l'exploitant d'un aménagement pourra construire, sans appel d'offres, un nouvel aménagement connexe. Cela ne devrait pas poser de difficultés d'ordre juridique particulières.

Il en va différemment dans le cadre du régime d'autorisation. Comme cela a été exposé dans le corps de la note, l'immense majorité du potentiel de STEP en France se situe sur des sites où l'un au moins des réservoirs est déjà existant et associé à un aménagement en exploitation. Comme il est impossible que deux opérateurs différents exploitent le même réservoir – surtout lorsque l'un d'eux dispose d'un droit réel sur celui-ci –, seul le titulaire de l'autorisation sera en mesure de construire le nouvel aménagement. Ce blocage juridique pourrait, en pratique, rendre impossible la réalisation de l'immense majorité des STEP en France pour les soixante-dix prochaines années.

A cette potentielle difficulté s'ajoute surtout celle relative au contrôle public de l'opérateur, et la capacité d'orienter sur le long terme des investissements dans le développement du potentiel de STEP.

EN RÉSUMÉ

- Quasi-régie avec ou sans séparation d'EDF : pas de difficulté.
- Régime d'autorisation sans contrôle public : risque de rendre en pratique impossible la construction de STEP pendant au moins soixante-dix ans, dans la mesure où les intérêts de l'opérateur peuvent être divergents de ceux de l'Etat et d'une approche de long terme, et alors même que le potentiel de développement se concentre sur sa zone géographique.

Critère n° 14

Réversibilité du mécanisme

La quasi-régie est par nature réversible : elle permet un retour à un opérateur public intégré, à des concessions, ou même à un régime d'autorisation, avec des coûts maîtrisés pour la collectivité.

Le régime d'autorisation, une fois mis en place, pourrait être plus difficile à modifier. La réversibilité effective n'est garantie que si l'essentiel des sommes versées par les titulaires prend la forme de redevances annuelles plutôt que de versements initiaux, ce qui implique une absence de rentes pour les opérateurs sur toute la durée de l'autorisation.

EN RÉSUMÉ

- Quasi-régie avec ou sans séparation d'EDF : réversibilité naturelle.
- Régime d'autorisation sans contrôle public : réversibilité réelle conditionnée au calcul de redevances garantissant l'absence de rente. Si la rente s'avère élevée, la puissance publique aura d'autant plus de mal à compenser les pertes induites par cette réversibilité pour Engie.

Critère n° 15

Garantie d'absence de rente privée

La quasi-régie garantit par nature l'absence de rente privée, les bénéfices de l'exploitation revenant à la collectivité.

Pour le régime d'autorisation, l'absence de rente n'est garantie que si les montants à verser par les titulaires sont calculés par une formule prenant en compte l'hydrologie réelle et les prix de marché de l'électricité, tout au long de la période des droits réels d'une part, et qu'un contrôle public majoritaire existe d'autre part, afin de garantir que le bénéfice revient à la collectivité.

EN RÉSUMÉ

- Quasi-régie avec ou sans séparation d'EDF : absence de rente naturelle.
- Régime d'autorisation : absence de rente possible uniquement si les redevances sont calculées de manière adaptée et indexée et qu'un contrôle public majoritaire est mis en place.

Critère n° 16

Gains et pertes de synergies au sein d'EDF

Le régime de quasi-régie publique entraînera, dans le cas d'une scission, une filialisation voire une séparation de certaines activités restant utiles à l'entité EDF – notamment l'ingénierie des directions techniques générales (DTG) et du Centre d'Ingénierie Hydraulique (CIH). La poursuite de ces liens opérationnels devra se faire par des contrats de prestation externe, générant une perte de synergies par rapport à la situation actuelle.

Dans le cas d'une quasi-régie sans scission, les synergies sont préservées, ce qui constitue l'intérêt principal de cette solution.

EN RÉSUMÉ

- Quasi-régie avec séparation d'EDF : pertes de synergies au sein du groupe.
- Quasi-régie sans séparation d'EDF ou régime d'autorisation : aucun impact sur les synergies.



l'Institut TerraWater : Association loi 1901, Fonds de dotation – association d'intérêt général
Siège social : 20, avenue de Wagram, 75008 Paris | N° Siret : 92439538700021

Le contenu de ce document est la propriété intellectuelle du fonds de dotation Institut TerraWater. Il est initialement diffusé dans sa version originale en langue française. Sa reproduction, traduction, diffusion sans l'autorisation de l'Institut TerraWater est strictement interdite.