

Réponse des Voix du Nucléaire à la consultation de la DGEC sur le financement des STEP

Préambule :

1°) La nécessité d'un mécanisme de soutien public

Nous partageons l'analyse faite dans le document de cadrage de la consultation, relatif aux freins au développement des STEP :

- Coût d'investissement élevé,
- Incertitudes sur l'évolution des revenus : en effet, les prix des marchés de gros peuvent être très fluctuants d'une année sur l'autre... Et les écarts de prix à l'échelle journalière, intra-hebdomadaire, ou inter peuvent être soumis à des incertitudes bien plus grandes encore.

On pourrait ajouter à ces deux facteurs une durée d'amortissement élevée, qui exclurait de fait un financement par la dette.

La rémunération du service de stockage assuré par les STEP est dictée par les écarts de prix sur le marché de l'électricité, et non par les prix eux-mêmes. Les mécanismes assurant une protection contre les variations de ce prix du marché, de type CfD, ne peuvent donc être utilisés pour leur assurer une rentabilité suffisante, propre à justifier leur investissement initial, et ce au contraire de moyens de production.

L'association les « Voix du Nucléaire » partage l'analyse exprimée dans le document de cadrage, aboutissant à la conclusion que la construction de STEP en France ne pourra pas se faire sans la mise en place d'un dispositif public de soutien spécifique.

2°) N'exclure aucun projet de STEP du dispositif

Il est par la suite précisé qu'il est envisagé que deux critères soient imposés pour qu'un aménagement puisse bénéficier d'un mécanisme de soutien :

- Le mécanisme de soutien public ne peut concerner que des projets de STEP pures, c'est-à-dire dont les apports en eau, pour les sites supérieurs ou inférieurs, sont marginaux,
- La mise en concurrence entre plusieurs opérateurs est impérative pour l'obtention d'un soutien public.

Un travail de recensement des sites de STEP, actuellement en cours au sein de l'association « Les Voix du Nucléaire » montre que :

- La très grande majorité du potentiel de STEP en France ne concerne pas des STEP pures,
- Le plus souvent, le potentiel de STEP concerne, au moins en partie, des réservoirs existants, et déjà placés sous le régime de la concession, avec des concessionnaires établis.

Les deux critères imposés pour permettre le déblocage de mécanismes de soutien publics reviennent donc à exclure l'essentiel du potentiel de STEP existant en France des mécanismes de financement des STEP.

Qui plus est, les seuls aménagements permettant de répondre à ces exigences sont (sauf cas particulier, comme la STEP des Lacs blanc et noir) des constructions de réservoirs sur des sites vierges. Ces aménagements seront donc ceux qui poseront le plus de difficultés du point de vue de l'acceptabilité sociale et de l'impact environnemental.

Il y a donc lieu de craindre qu'en imposant de telles conditions, l'Etat ne réussisse pas à remplir l'objectif – que nous partageons – de développer de nouvelles STEP sur le territoire afin de faire face aux enjeux et aux engagements climatiques de la France.

L'association « Voix du Nucléaire » juge indispensable que des dispositifs de soutien public puissent être accordés à tous les projets de STEP, y compris si ceux-ci ne sont pas des projets de « STEP pure », ou s'ils intéressent des ouvrages déjà concédés à un exploitant établi.

3°) STEP de très faible capacité (régime d'autorisation)

L'association « Voix du Nucléaire » n'a pas d'opposition de principe au maintien du régime d'autorisation, que ce soit pour des STEP ou des aménagements classiques.

Toutefois, concernant les installations de très faible puissance, et compte tenu du socle minimal dont doit disposer une STEP (au niveau électrique, mécanique, contrôle commande... et surtout de la nécessité de disposer de plusieurs réservoirs) il semble peu probable que le potentiel de STEP de très faible puissance soit suffisamment significatif pour justifier, économiquement et aux yeux des populations, leurs inconvénients.

L'association « Voix du Nucléaire » recommande donc d'axer prioritairement la mise en place de dispositifs de soutien public sur les aménagements de moyenne et forte puissance.

4°) Participation aux services système

Un des avantages majeurs des STEP, outre la capacité à contribuer à l'équilibrage du réseau, est la contribution qu'ils peuvent apporter à sa stabilité, y compris, parfois, en fonctionnant en « compensateur synchrone », c'est-à-dire sans production nette d'électricité, mais en ne participant qu'aux services système.

Dans un contexte d'insertion croissante sur le réseau d'EnRI ne contribuant pas à l'inertie de celui-ci, le développement des services systèmes est en enjeu crucial.

Il semble souhaitable que les mécanismes de soutien qui seront mis en place favorisent donc la capacité des aménagements à offrir de tels services, soit au moyen d'une rémunération dédiée, soit par des obligations portées dans le cahier des charges, etc.

Nous invitons donc la DGEC à envisager la prise en compte d'une rémunération des services système dans les mécanismes qui seront mis en place pour permettre le développement des STEP en France.

Réponses aux questions soumises à consultation

1) Dans quelle mesure un soutien public vous paraît indispensable pour le développement de STEP ?

Comme exprimé en préambule, nous partageons l'analyse du texte de cadrage, relatif à la nécessité d'un dispositif de soutien public, sans lequel le développement de nouvelles capacités STEP serait rendu virtuellement impossible.

2) Quelle forme de soutien vous semble la plus adaptée pour le développement de STEP (y compris des formes de soutien qui ne sont pas détaillées ci-avant) ? Pourquoi ?

La position de l'association « Voix du Nucléaire » sur ces mécanismes est que le soutien public doit viser à :

- Rendre les STEP suffisamment rentables pour que leur construction puisse être pratiquement envisageable,
- Eviter l'apparition de rentes, y compris à long terme, une fois les mesures de soutien arrivées à échéance, si les dispositifs de soutien ne dureraient pas aussi longtemps que la concession.

A cette fin, il faut que le mécanisme de soutien soit ajusté au plus près des coûts réels et les revenus réels des concessionnaires, tout en fournissant une incitation à maintenir les coûts d'investissement initial sous contrôle, et à optimiser le placement de l'électricité produite. Afin de conserver l'efficacité du marché, il importe également que les mécanismes de soutien n'affectent pas la manière dont la centrale est exploitée. Le montant versé ne doit pas être dépendant de facteurs endogènes (nombre de démarrages, durée de fonctionnement, quantité d'énergie produite...). Sans préjuger de l'ensemble des mécanismes pouvant répondre à ce cahier des charges, trois mécanismes semblent pouvoir, en première analyse, y répondre. Ils ne présentent cependant pas tous les mêmes avantages.

- Le complément de rémunération,
- L'aide à l'investissement,
- Une combinaison d'aide à l'investissement et de soutien annuel.

- Le complément de rémunération,

Nous pensons que cette solution ne doit pas être recommandée.

Le complément de rémunération rémunère la production d'électricité d'une part, et la fourniture de capacité d'autre part, en dissociant ces facteurs des prix de marché.

A priori, ces mécanismes ont une durée largement inférieure à la durée de la concession, et il s'agit donc, d'une manière déguisée, d'une subvention à l'investissement initial, soit la solution n°2 : « aide à l'investissement ».

Les problèmes de ce mécanisme sont :

- Avec la formule de calcul proposée, qui est, pour le premier terme, proportionnelle à l'énergie produite, l'exploitant est poussé, afin de maximiser le montant de la subvention, à maximiser la quantité d'énergie turbinée, et donc à surexploiter la STEP au-delà de ce qui serait nécessaire (à la rigueur, même en cas de prix bas et constant, il peut être rentable de pomper et turbiner en continu avec un tel mécanisme),
- Une fois le mécanisme arrivé à échéance, et avant la fin de la concession, peut apparaître un phénomène de rente,
- En absence d'aide à l'investissement initial, la formule de rémunération devra couvrir la totalité des coûts de celui-ci, et représentera donc une rémunération très importante. Toutefois, celle-ci sera difficile à évaluer, en raison de la complexité de la formule. Il résulte de ces deux éléments un risque d'écart de coûts significatif entre la stricte rémunération des frais de l'exploitant, et les indemnités prévues ; avec pour conséquence un coût pour la collectivité significativement supérieure à ce qui serait strictement nécessaire.

- L'aide à l'investissement.

Nous pensons que cette solution ne doit pas être recommandée car insuffisante.

L'aide à l'investissement permet de résoudre le problème du besoin en capital initial, qui est un des freins principaux au développement de nouvelles STEP.

En revanche, elle ne permet pas d'aligner la rémunération effective de l'exploitant sur ses coûts réels, ni de le protéger vis-à-vis de l'imprévisibilité du marché. Les soumissionnaires étant forcés de faire des hypothèses sur l'évolution des "spread" (écart entre les prix les plus élevés et les plus bas), le montant de l'aide à l'investissement demandé prendra en compte une prime de risque, qui, in fine, se transformera potentiellement en rente.

Cette solution, si elle est de nature à permettre la construction de STEP, ne permettra pas nécessairement que celles-ci soient construites au meilleur coût pour la collectivité, et, surtout, sera génératrice de rente.

- Une combinaison d'aide à l'investissement et de soutien annuel.

La combinaison d'une aide à l'investissement et de mécanismes de soutien permet d'augmenter très fortement la durée du mécanisme de soutien, puisque le mécanisme de soutien ne sera plus utilisé pour financer l'investissement initial. Il devient envisageable d'aligner les durées de la concession et du mécanisme de soutien.

Ce type de solutions va dans le sens d'aligner la rémunération des exploitants sur leurs coûts, et est donc plus favorable que chacun des deux mécanismes précédents.

Cette solution peut être satisfaisante à condition que le mécanisme de soutien annuel soit conçu pour obtenir un alignement entre, d'un côté, les coûts d'exploitation (OPEX), et, de l'autre, la rémunération totale (rémunération par le marché + mécanisme de soutien).

Plutôt que de prévoir une formule similaire à celle qui a été présentée (complément de rémunération), avec une composante proportionnelle à la quantité d'énergie produite, il semble préférable de proposer un mécanisme de type rémunération forfaitaire (prise en compte des OPEX) + prime en fonction de l'optimisation de l'exploitation de l'aménagement (afin de rester incitatif à optimiser le placement de l'électricité).

Un tel mécanisme permettrait également de s'adapter à des ouvrages autres que « STEP pure », tout en restant dans le cadre d'un appel d'offres.

- Autre mécanisme

Indépendamment des 3 mécanismes proposés, un mécanisme de type « quasi-régie » permet de satisfaire l'ensemble des exigences principales : rendre l'aménagement financièrement constructible, garantir durablement sa rentabilité et l'absence de rentes.

Le mécanisme de « quasi-régie » permet également de s'affranchir de la mise en concurrence, ce qui est une nécessité pour le développement d'aménagements dont une partie est déjà concédée.

3) Plus spécifiquement sur le complément de rémunération si vous le jugez pertinent...

Mécanisme jugé non pertinent.

On peut toutefois observer que la formule de calcul proposée pour la rémunération de l'aménagement dépend du nombre d'heures de turbinage de la STEP, et fournit donc une incitation à augmenter le facteur de charge par rapport à ce à quoi conduirait une exploitation non subventionnée. Il s'agit ici d'un mécanisme de subvention qui affecte donc le signal-prix, ce qui est à éviter.

En poussant le raisonnement à l'extrême, avec un tel mécanisme, il est possible qu'en cas de prix constant, il soit dans l'intérêt de l'exploitant de pomper et de turbiner en continu, afin de mieux rémunérer l'aménagement au titre du complément de rémunération, plutôt que d'exploiter l'équipement au plus près des services attendus de sa part (stabiliser le réseau) au bénéfice de la continuité d'approvisionnement des Français et la stabilité du système électrique, et de fait mettant ainsi en cause sa capacité à absorber les surplus et redistribuer en cas de manque.

4) Plus spécifiquement sur l'aide à l'investissement, si vous la jugez pertinente...

Mécanisme jugé non pertinent.

5) Plus spécifiquement sur l'aide à l'investissement combinée à une aide au fonctionnement, si vous la jugez pertinente :

a. Quel niveau d'aide à l'investissement forfaitaire serait optimal dans le cas où l'aide à l'investissement serait associée à un complément de rémunération (fournir les éléments d'appréciation et de justification associés) ?

Il semble que le plus pertinent serait que le montant de l'investissement initial fasse l'objet de l'appel d'offres : le soumissionnaire demandant l'aide à l'investissement la plus faible étant déclaré gagnant de l'appel d'offre sur le critère financier). Ce mécanisme dispense totalement de devoir définir a priori le montant de l'aide permettant le financement des travaux initiaux

Si le niveau d'aide à l'investissement devait être défini a priori, il semble incontournable de fixer celui-ci sur la base d'une estimation de coût spécifique au projet. Il n'y a en effet aucune formule qui permette d'estimer, pour une STEP quelconque, le coût en fonction de sa puissance et/ou de l'énergie stockée et/ou du rendement sur cycle, qui sont pourtant les 3 seuls paramètres objectifs sur lesquels il serait légitime de fonder une formule de calcul fixe.

b. Quels éléments faudrait-il intégrer dans le socle d'OPEX dont la couverture par les revenus de marché et l'aide au fonctionnement serait garantie ?

Les OPEX doivent comprendre l'ensemble des débours, à l'exception de l'achat de l'électricité destinée au pompage. Les coûts et rémunérations des STEP en phase d'exploitation comportent deux composantes :

- Le résultat brut d'exploitation : revenu du turbinage, moins coûts d'achat d'électricité en mode pompage,
- Les OPEX : frais de personnels, d'entretien, de maintenance, etc.

Pour l'essentiel, les OPEX sont des coûts fixes, mais une composante de maintenance peut être affectée par le nombre d'heures de turbinage et/ou le nombre de démarrages. En première approximation, il nous semble que les OPEX peuvent être assimilées à des coûts fixes. Pour éviter l'apparition de rentes ou de sous-rentabilités, ces OPEX doivent être couvertes de manière quasi-forfaitaire.

Comme mentionné précédemment, nous proposons que le montant du complément de rémunération soit fixé a priori, et que l'appel d'offres porte principalement sur le prix de la subvention initiale (couvrant les coûts de construction de l'aménagement).

Nous proposons de proposer un complément de rémunération qui permette la couverture de la totalité (ou quasi-totalité) des OPEX, avec un intéressement direct au "placement" optimal de la production électrique sur les marchés.

Il importe que le montant du complément de rémunération soit indépendant de l'exploitation de l'aménagement, afin de ne pas modifier le signal-prix guidant les choix d'opération (au contraire de la formule qui a été proposée dans le document de consultation). La rémunération totale, telle qu'imaginée, se compose :

- D'une prime sur les résultats d'exploitation, égale à : $XX\%$ du résultat brut d'exploitation (valeur de l'électricité produite par turbinage, moins coût de l'électricité consommée pour le pompage),
- D'une indemnisation des OPEX, qui doit être incitative à limiter l'indisponibilité de l'aménagement, et dont il faut soustraire le montant déjà versé au titre du résultat brut d'exploitation. Cela pourrait être calculé, par exemple, par une formule comme :

$$indemnité = \frac{T_{réel}}{T_{objectif}} * OPEX_{estimé} - XX\% * \sum_{i=semaine\ 1}^{semaine\ 52/53} P_{STEP} * F * M_{0,i}$$

Où :

- $T_{réel}$ Est le taux de disponibilité réel de l'aménagement
- $T_{objectif}$ Est le taux de disponibilité objectif de l'aménagement, fixé dans l'appel d'offres,
- $OPEX_{estimé}$ Est le coût estimé annuel des OPEX, qui peut être fixé dans l'appel d'offres, ou peut faire l'objet d'une fixation par le soumissionnaire dans le cadre de l'appel d'offres,
- P_{STEP} Est la puissance de la STEP,
- F Est un facteur de charge théorique, fixé lors de l'appel d'offres,
- $M_{0,i}$ est déterminé de la même manière que dans le document de cadrage, en considérant pour les moyennes un nombre d'heures égal à F fois le nombre d'heures sur la période considérée (ici une période hebdomadaire (avec, pour les prix bas, un facteur correctif égal à $\frac{P_{pompage}}{P_{turbinage}}$);

Il est important que la formule prévoie que $M_{0,i}$ soit être fixé avec un plancher à 0 (si les prix varient très peu, le rendement de l'aménagement peut conduire à une valeur négative, qu'il convient alors de ramener à 0 ; cela traduit que, si les écarts de prix sont inférieurs au rendement de la STEP, celle-ci n'a pas intérêt à produire, et sera rémunérée de manière purement forfaitaire).

La deuxième partie de cette formule (à l'intérieur du "sigma") correspond au bénéfice d'exploitation attendu pour un facteur de charge fixe, déterminé a priori. L'exploitant, lui, pourra en temps réel augmenter ou baisser son facteur de charge, de manière à s'ajuster au marché de l'électricité ; cela lui garantit, en principe, que la prime sur les résultats d'exploitation sera toujours supérieure ou égale au montant soustrait de l'indemnisation des OPEX

Pour les valeurs arbitraires, des ordres de grandeurs raisonnables pourraient être, par exemple :

- Pour le rendement des installations, à étudier au cas par cas, de l'ordre de $75\% \rightarrow 80\%$,
- Pour le facteur de charge, de l'ordre de : $F = 15\% \rightarrow 20\%$,
- Pour la prime de résultats, une valeur de l'ordre de : $XX = 10\% \rightarrow 40\%$ (un pourcentage trop bas limite l'incitation à exploiter au mieux l'aménagement ; un pourcentage trop élevé risque d'être générateur de rentes "du second ordre")

Ce mécanisme, avec les formules proposées, permet :

- De fournir une très forte incitation à conserver de hauts taux de disponibilités de l'installation (le risque d'indisponibilité étant totalement dissocié du risque de marché, il est légitime de le faire porter par l'entreprise),
- De fournir également une forte incitation à « placer » au mieux l'électricité, de manière à obtenir une rémunération supérieure à ce qui peut être obtenu par le calcul estimatif de la formule.

Par ailleurs, le mécanisme et la formule présentés ci-dessus peuvent aisément être corrigés et améliorés pour, éventuellement :

- Prendre en compte le marché de capacité,
- Prendre en compte une rémunération des services systèmes (en particulier s'il est envisagé de faire fonctionner les groupes en compensateur synchrone),
- Prendre en compte les écoulements naturels dans le cas d'un aménagement qui n'est pas une STEP pure (il suffit de soustraire à la formule du complément de rémunération une estimation des gains procurés par le turbinage, en fonction des prix de marchés et des débits entrants). Comme nous l'avons exprimé en préambule, ce dernier avantage est loin d'être anecdotique, dans la mesure où il pourrait augmenter significativement le nombre de sites concernés.

Remarque n°1 : La formule doit prévoir que la valeur à l'intérieur du "sigma" doit avoir un plancher à 0. En effet, si les prix varient très peu, avec des écarts de prix inférieurs au rendement de l'aménagement, la formule peut conduire à une valeur négative, qu'il faut alors de ramener à 0. Dans une telle situation la STEP aura intérêt à ne pas produire, et sera alors rémunérée de manière purement forfaitaire

Remarque n°2 : Un paramètre implicite de la formule (l'indice de sommation), qui était présent dans le document de consultation, et qui a été repris dans la présente contribution, implique que les STEP doivent chercher à optimiser le placement de l'électricité à l'échelle intra-hebdomadaire. Cette échelle de temps est pertinente, mais elle n'est pas la seule envisageable. Il pourrait être pertinent de réfléchir à une modification de cette durée, et d'envisager, par exemple, des périodes de 2 ou 3 semaines, selon l'objectif envisagé. Il peut également être envisagé, plutôt qu'une somme semaine par semaine, d'effectuer une "moyenne glissante" (somme jour par jour, avec des valeurs lissées sur 7, 14, ou 21 jours).

Remarque n°3 : il peut être envisagé, dans certains cas, que des STEP soient positionnées dans des péninsules électriques, ou dans des zones de forte production intermittente, afin de décharger des lignes et d'améliorer la sécurité des réseaux. Dans ces cas particuliers, le mode de rémunération devra être revu, car les éléments déclencheurs pour la centrale ne sont plus le niveau des prix sur le marché national, mais le niveau de saturation local des réseaux.

6) Quel mécanisme jugeriez-vous le plus pertinent pour prévenir les éventuelles sur-rentabilités ?

Les deux mécanismes proposés dans la présente contribution de l'association « Les Voix du Nucléaire » (quasi-régie, et aide à l'investissement combinée à l'aide au fonctionnement) permettent tous deux de prévenir tout risque de sur-rentabilité, ou de sous-rentabilité, quelles que soient les évolutions des prix de l'électricité et de leur volatilité, dès lors que les durées des mécanismes de soutien ou quasi-régies sont alignées avec les durées des concessions.

7) Quelles pourraient être les formes de participation des collectivités territoriales à l'investissement dans les projets de STEP et jusqu'à quelle hauteur de l'investissement total cette participation serait-elle préférable ?

La participation de collectivités publiques est parfois vue comme un moyen de permettre à une partie des rentes d'exploitation de retourner à la collectivité. Nous jugeons préférable de mettre en place des mécanismes qui garantissent l'absence de rentes, plutôt que de chercher à récupérer une partie de celles-ci en associant des collectivités publiques au capital de ces infrastructures.

Pour autant, nous n'avons pas d'objection à la participation de collectivités publiques aux investissements, peu importe la part de ces participations.

8) Pour les développeurs, seriez-vous intéressés par le lancement de procédures de nouvelles concessions de type STEP en sites vierges, telle que celle envisagée pour une nouvelle concession sur le site des Lacs blanc et noir, dans le Haut-Rhin, avec ou sans soutien public ?

Non concerné (l'association « Les Voix du nucléaire » n'est pas un développeur).

9) Si la future programmation pluriannuelle de l'énergie mettait en évidence un potentiel de développement pour les petites installations, quel dispositif de soutien vous semblerait le plus adapté pour être étendu à d'éventuelles STEP de faible puissance (sous le régime de l'autorisation) ?

Apporter des subventions pour la construction d'un aménagement qui n'est pas concédé revient à apporter des fonds publics pour financer une infrastructure qui appartiendra à un opérateur privé. En tant qu'association prioritairement soucieuse de l'intérêt général, nous ne souhaitons pas soutenir la mise en place de ce type de financement, que ce soit de manière directe ou indirecte.

En revanche, une rémunération de type « complément de rémunération » ou CfD portant le mécanisme de capacité semble tout à fait légitime.