

## **Réponse de FRANCE HYDRO ELECTRICITE à la consultation DGEC sur le soutien aux STEP (12 avril 2023)**

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

Une STEP, comme tout outil de stockage, échappe à la théorie économique du coût marginal de développement où le prix de marché fixé selon le coût marginal de la dernière centrale appelée (pay as clear) équilibre les CAPEX de toutes les centrales infra-marginales nécessaires à l'équilibre d'un parc optimisé. Un outil de stockage opère à la marge alors que c'est un outil à fort CAPEX.

Les trois composantes de rémunération d'une STEP sont :

- Le transfert d'énergie entre les heures pleines et les heures creuses soit turbinage sur le peak et pompage sur le off-peak. Investir sur le stockage d'énergie suppose de calculer l'espérance de gain de ce transfert à partir des projections long terme de l'équilibre offre-demande du système électrique et ce compte tenu de l'évolution du mix électrique attendue pour atteindre la décarbonation. La nature erratique même de la variabilité des EnR complique la modélisation des heures pleines et creuses<sup>1</sup>. La très longue durée d'amortissement d'une STEP, le risque attaché à la réalisation effective des ambitieux objectifs de décarbonation rendent le calcul fortement incertain. De plus en déplaçant l'équilibre offre-demande vers une augmentation du nombre d'heures annuelles où la production est à coût marginal nul (éolien, PV) ou faible (nucléaire) alors que la production sur coût marginal de combustible devient rare, le stockage d'énergie perd de son espérance de valeur. Dans le même temps, le stockage devient de plus en plus nécessaire pour compenser l'intermittence des EnR. C'est le paradoxe du stockage dans un système dominé par les EnR variables.
- La flexibilité à dynamique rapide des STEP. L'hydro, dont les STEP, reste le premier fournisseur de services système. Les STEP sont largement utilisées sur le marché intra-day pour optimiser les positions. Entre la programmation day-ahead des transferts d'énergie et la courbe de charge réellement exécutée, l'adaptation des STEP est l'outil par excellence des traders comme des GR (réglage aFRR, marché d'ajustement) pour

---

<sup>1</sup> Etude sur l'apparition de prix bizarres sur le marché Belge en 2012 où les prix élevés apparaissent en heures « creuses ».

répondre à la couverture de la demande résiduelle, aux erreurs de prévision et aux aléas à dynamique rapide. La courbe de charge est extrêmement chahutée et les changements de mode (turbine, arrêt, pompe) fréquents. Les STEP sont, par excellence, l'outil de bouclage de l'équilibre du système électrique à tous les pas de temps de la seconde jusqu'à la semaine<sup>2</sup>.

- Les valeurs non-révélees par le marché ou par les services système. La flexibilité à dynamique rapide des STEP n'est pas totalement valorisée car leur conception et emploi historiques dans un système intégré ont masqué ce rôle aussi longtemps que le black-out a été évité et le n'a pas révélé. Le GRT s'en sert pour régler les congestions du réseau de transport. Il bénéficie à titre gracieux de l'assurance capacitaire des STEP du fait même de leur existence avec une commandabilité et une fiabilité remarquables alors que la rémunération des services système est principalement fondée sur la perte d'opportunité sur le marché<sup>3</sup>. Le trader optimise son périmètre d'équilibre en jouant sur la dynamique rapide des STEP pour compenser les ramping, les minimum techniques et les aléas de son portefeuille. A l'international, certaines STEP stand-alone ou dans un parc purement hydraulique<sup>4</sup> ont conclu des contrats de tolling ou PPA privés pour valoriser ces points.

Dans les années 2000, des études<sup>5</sup> concluaient à une répartition par tiers du poids de ces trois composantes de rémunération. Depuis le marché et les services système ont évolué.

Dans un tel contexte de modèle de marché, aucune STEP n'est profitable en Europe alors qu'elles sont la technologie de stockage la plus compétitive. Les investissements récents sont soit en difficulté (ex Suisse), soit soutenus par des programmes européens (ex XFlex), soit ajournés (ex Schluchsewerk en Bade-Wurtemberg).

L'étude de juin 2020 de Compass-Lexecon pour France Hydro Electricité avec le concours d'EDF-Hydro, CNR, SHER et ADEME met en évidence le missing money de la flexibilité, dont celle des STEP. L'étude porte sur les besoins de flexibilité dans le cadre de la décarbonation du système électrique à l'horizon 2050. Un modèle offre-demande de la France interconnectée établit les énormes besoins de flexibilité quel que soit le mix de production développé (éolien, PV...) et la part du nucléaire retenue par les pouvoirs publics. Il optimise les sources de flexibilité à développer pour équilibrer le système électrique : en puissance par suréquipement des lacs, par TAC biofuel, etc. et en stockage par batteries, STEP, hydrogène. En outre l'étude révèle les besoins en puissance pour assurer l'équilibre à tous les pas de temps à savoir la couverture de la demande résiduelle, des erreurs de prévision et des aléas à dynamique rapide. Notons que les services rendus par les performances à dynamique très rapide (démarrage et ramping ultra-rapides de l'ordre de la minute, inertie...) mériteraient une étude complémentaire alors qu'ils sont indispensables à la stabilité du réseau<sup>6</sup>. En termes d'économie générale, hormis le suréquipement des lacs, tous les moyens de flexibilité ne sont pas naturellement rentables. Le missing money est important. Sur la base d'un bench-marking international, l'étude

---

<sup>2</sup> KOPS II : 8000 h/an avec 20 changements de mode par jour.

<sup>3</sup> Ceci souligne l'incohérence du TURPE appliqué aux STEP comme consommateurs finaux alors qu'elles sont des outils au service du réseau et par définition un stockage, en rien un consommateur final.

<sup>4</sup> Gilboa Israel contrat de tolling avec le GRT, Kops II Autriche PPA avec EnBW

<sup>5</sup> E.ON – université de Aachen, centrale de COO

<sup>6</sup> Etude Christophe Nicollet Power engineering division EPFL

suggère, entre autres pistes, la mise en place d'un mécanisme de flexibilité. Alors que le mécanisme de capacité vérifie que suffisamment de puissance est disponible pour couvrir la défaillance sur les heures critiques (3 heures en France), le mécanisme de flexibilité vise à garantir des MW juste à temps à tous les pas de temps sur toute l'année.

## **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 développées ci-avant) ? Pourquoi ?**

Il est entendu qu'une nouvelle STEP ne peut trouver de viabilité économique qu'avec l'utilisation d'un réservoir existant. La topographie du site détermine la hauteur de chute et les longueurs d'adduction. Les principaux paramètres de dimensionnement fonctionnel d'une STEP pour un site donné, donc les services rendus au système électrique, sont les suivants :

- Le volume du réservoir le plus petit entre le réservoir amont et le réservoir aval selon ce que permet la topographie. Il détermine la quantité d'énergie stockable (hauteur de chute x volume le plus petit) ;
- La puissance installée, donc la capacité de stockage (nombre d'heures de turbinage à pleine puissance = volume du réservoir / puissance installée x hauteur de chute) ;
- La capacité à moduler la puissance en pompage. Pm : les pompes réversibles, technologie largement utilisée ne sont pas réglables en pompe, versus les groupes ternaires (turbine – pompe – alternateur sur le même arbre ou séparés) ou les STEP avec court-circuit hydraulique (fonctionnement simultané d'un groupe en pompe et d'un groupe en turbine). L'intérêt de cette capacité de modulation se renforce dans un système électrique décarboné. En situation de surproduction des EnR variables (off-peak), les moyens de production pilotables sont à l'arrêt, d'où un besoin accru de capacité de modulation en pompage ;
- Les temps de passage d'un mode à l'autre (arrêt- turbine – pompe). Pm : les temps usuels sont de l'ordre de 5 à 15 mn. Selon l'expérience internationale, certains GRT ou clients exigent des temps de l'ordre de 1 mn. Ce qui est possible selon les technologies de convertisseur de fréquence employées ;
- La possibilité de fonctionnement en convertisseur synchrone (machine en fonctionnement à vide) pour une plus grande participation à la fourniture d'énergie réactive ;
- Le réseau de connexion. Si les STEP, grandes et petites, sont un outil d'équilibre du système électrique, leur rôle diffère selon leur connexion au réseau de transport (congestions) ou au réseau de distribution (tenue de la tension, limites de refoulement sur RPT notamment pour renforcer la capacité de raccordement des EnR variables).

Tous ces paramètres impactent le coût de construction jusqu'à un facteur de 40%.

La mise en concurrence d'un site de STEP exige de fixer un cadre de compétition clair et équitable.

Comme le propose la Commission européenne pour la réforme du market design, il reviendrait donc à la puissance publique de déterminer dans le cahier des charges les besoins de flexibilité que la STEP doit couvrir. C'est le rôle des GR de planifier ces besoins (cf. l'étude Compass Lexecon) : GRT pour les besoins du système électrique, GRD pour les besoins de flexibilité locale suite à la transformation du réseau de distribution en un réseau de collecte de l'énergie. Cette planification technologiquement

neutre vise néanmoins à déterminer les capacités de flexibilité que chaque technologie peut fournir selon ses performances techniques propres et complémentaires afin de minimiser le coût du soutien public à la construction du système décarboné. Un optimum économique en économie générale se dégage ainsi entre le soutien aux EnR variables dont leur éventuel suréquipement pour modulation par effacement, et le soutien aux moyens de stockage -flexibilité.

Ainsi pour une STEP, le cahier des charges doit porter sur l'objectif de capacité de stockage recherchée. De plus pour les STEP connectées au réseau de transport, les autres requis de flexibilité doivent le compléter pour garantir l'égalité de concurrence : capacité de modulation en pompage, temps de changement de mode, fonctionnement en compensateur synchrone.

Le mécanisme de soutien le plus approprié pour soutenir les STEP est donc un mécanisme capacitaire afin de traduire au mieux les divers services de flexibilité attendus/offerts.

Un soutien mixte avec complément de rémunération permettrait de réduire les risques marché sur le long terme.

Le porteur de projet fait son affaire des risques industriels liés à la construction puis à la maintenance, et ceux liés à l'exploitation de la STEP sur le marché et en réponse aux services système.

Pour la suite de ce dossier, comprendre que le mécanisme de soutien proposé pour les STEP est adapté à toutes les technologies de stockage et flexibilité.

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

Un mécanisme de soutien fondé sur un complément de rémunération exige lui aussi de préciser les services attendus de la STEP par la puissance publique tels qu'évoqués ci-dessus afin de garantir l'égalité de concurrence. Notamment, la capacité de stockage attendue (STEP journalière, hebdomadaire...). Un seuil ou une dégressivité du complément de rémunération pour ne pas favoriser les STEP à fort capacité de stockage donc moins vertueuses du point de vue de la pointe est à rechercher.

Par ailleurs l'énergie transférée, base de calcul du mécanisme de soutien, doit être capée sur le service attendu par la puissance publique pour éviter un possible gaming par l'opérateur. En effet, le nombre de cycles de pompage-turbinage donc l'énergie transférée, est entièrement à sa main (à la différence d'un complément de rémunération pour une production d'EnR fatale).

### **4. Plus spécifiquement sur l'aide à l'investissement si vous la jugez pertinente. Quel serait l'ordre de grandeur de l'aide à l'investissement pour le développement de tels projets (le cas échéant en fonction de différentes caractéristiques majeures dont le rapport hauteur de chute/ longueur de la conduite forcée ?**

Un mécanisme de soutien fondé sur la capacité disponible (MW) dûment contrôlée serait plus en ligne avec un futur mécanisme de flexibilité tel qu'évoqué ci-dessus. Une aide à la capacité versée dès

l'investissement allégerait d'autant la charge de la dette qui est un élément prégnant du coût très capitalistique d'une STEP et donc le soutien demandé.

L'aide demandée par le porteur de projet a pour but d'équilibrer son business plan. Les principales variantes d'aide qui influent significativement sur ce résultat sont les suivantes :

- La programmation dans le temps ou le versement à l'investissement de l'aide capacitaire par le biais de son actualisation ;
- La part éventuelle de l'aide basée sur un complément de rémunération à l'énergie transférée qui réduirait d'autant le risque marché anticipé par le porteur de projet.

#### **5. Plus spécifiquement sur l'aide à l'investissement combinée à une aide au fonctionnement**

- **Quel niveau d'aide à l'investissement serait optimal dans le cas où l'aide à l'investissement serait associée à un complément de rémunération ?**

Dans le principe économique, il conviendrait que d'une part, l'aide capacitaire vise à rémunérer les services spécifiques aux STEP par la puissance de flexibilité mise à disposition (MW), tels qu'évoqués ci-dessus et que d'autre part, la prime à l'énergie ait vocation à compenser les missing money spécifiques aux STEP lors de la mise en œuvre (MWh) de ces services (tarification réseau à la consommation, absence quasi totale de rente infra marginale, pertes de rendement et services systèmes non ou peu rémunérés.)

Le projet sera sélectionné sur le montant total de l'aide mixte capacitaire – énergie transférée, sur la durée de l'aide. Afin d'interclasser les projets, cela pose le problème d'évaluer par une seule grandeur agrégée deux critères qui ne sont pas de même nature : le prix capacitaire (€/MW) et le prix de l'énergie transférée (€/MWh) tels que proposés par le porteur de projet.

Sous la réserve évoquée plus haut, d'une quantité d'énergie transférée soutenue qui soit capée, une règle simple serait de pondérer chacun des critères (ex 70% capacitaire, 30% énergie transférée).

- **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 se décomposent entre :

- les achats d'énergie pour le pompage
- les OPEX d'opération et maintenance courante en grande partie fixes
- les taxes, impôts et redevances (fixes)
- le TURPE
- la grande maintenance qui dépend fortement de la sollicitation de la STEP en réponse aux besoins de flexibilité.

Les achats d'énergie pour le pompage relèvent de l'exploitation de la STEP sur le marché et des choix technologiques de construction emportant le rendement du cycle. Ils sont de la responsabilité de l'opérateur.

Les autres OPEX relèvent du service de flexibilité attendu donc du soutien capacitaire évoqué plus haut.

La singularité française du TURPE qui classe les STEP comme consommateur final au lieu d'établir un cadre propice au stockage, restreint les opportunités de transfert d'énergie et nuit à la compétition avec les autres STEP en Europe. Ce principe de tarification ajoute à la non reconnaissance de fait des services rendus par les STEP au réseau.

**6. Quel mécanisme jugeriez-vous le plus pertinent pour prévenir les éventuelles surrentabilité ?**

Les risques industriels et marché sont importants. Le risque industriel relève de la compétence du porteur de projet. Le risque marché est largement le résultat de la réussite du plan de décarbonation du système électrique européen fixé par la puissance publique. La question de la surrentabilité ne peut pas être dissociée de celle du risque de pertes.

Un mécanisme de soutien doit uniquement veiller à ne pas créer d'effet de distorsion de concurrence (services attendus peu clairs et précis) ou un risque de gaming (ex trop forte quantité d'énergie transférée sous complément de rémunération).

**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 ?**

Les taxes locales pèsent lourdement et de façon disproportionnée sur les OPEX d'une STEP vu le poids des investissements. Un allègement de ces taxes serait une aide aux STEP.

**8. Pour les développeurs seriez-vous intéressés par le lancement de procédures de nouvelles concessions de type STEP en site vierge 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 ?**

Aucun projet de STEP n'est profitable dans le modèle de marché et de services système actuels.

Le site Lac Blanc et Noir est celui d'une ancienne STEP (100 MW, 128 m de chute, 10 heures de capacité de stockage). Les deux réservoirs et la galerie de liaison sont existants. Le choix du porteur de projet se porte sur la puissance à installer bien que limitée par le diamètre de la galerie, mais aussi sur la possibilité de modulation en pompage, la rapidité de changement de mode et la technologie employée. Il est l'illustration de la nécessité de définir au cahier des charges la capacité de stockage ainsi que les autres services attendus par la puissance publique de façon à établir l'égalité de concurrence.

D'autres sites en France peuvent être intéressants pour la construction d'une STEP.

**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) ?**

Le soutien capacitaire proposé ci-dessus vise à s'appliquer à toutes les technologies de stockage et de flexibilité. Les STEP de faible puissance coûtent plus cher au MW installé que les grandes STEP du fait de l'importance de l'économie d'échelle dans la construction d'une STEP<sup>7</sup>. Cependant le service rendu n'est pas le même du fait de leur répartition sur les réseaux locaux et de leur rôle dans l'augmentation de la capacité du réseau de distribution d'accueil des EnR variables. La mise en concurrence des petites installations doit être organisée en conséquence.

A noter :

- les petites STEP sont facilement raccordables au réseau vu les tensions en jeu ;
- le régime de l'autorisation sous tutelle de la Direction de l'Eau et la Biodiversité n'est pas adapté à un objet aussi lié aux services rendus au système électrique.

---

<sup>7</sup> Grande STEP 1800 €/kW, petite STEP 3500€/kW