

CONSULTATION DE LA DGEC SUR LA FORME QUE PRENDRAIT UN SOUTIEN PUBLIC AU DEVELOPPEMENT DES STATIONS DE TRANSFERT D'ENERGIE PAR POMPAGE (STEP) – REPOSE DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE

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

La CRE rappelle en premier lieu que les STEP sont des moyens de flexibilité, trouvant leur rentabilité et leur efficacité pour le système électrique dans les écarts de prix entre les différents moments de la journée et de l'année. A ce titre, les STEP sont en concurrence avec les autres moyens de flexibilité disponibles : interconnexions, moyens de production flexibles, effacements de consommation, autres moyens de stockage et notamment les batteries. En théorie, les STEP ne devraient donc pas bénéficier d'un régime d'aide spécifique, qui risquerait de fausser le marché concurrentiel des services de flexibilité.

Toutefois, eu égard aux délais de développement très longs de ces actifs décarbonés et au montant considérable des investissements initiaux, la CRE estime qu'un soutien de l'Etat pourrait apparaître adapté pour permettre le développement d'1,5 GW de STEP à l'horizon 2030-2035, conformément aux objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période 2019-2028)

Des incertitudes pèsent, sur la durée, sur les revenus que ces installations fortement capitalistiques pourraient tirer :

- des écarts de prix sur le marché de l'énergie ;
- des mécanismes d'équilibrage/flexibilité (notamment les services systèmes).

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 ?](#)

Au regard des spécificités de la filière des STEP, et notamment de l'importance des CAPEX dans le coût d'un projet et de la valeur capacitaire forte de ces actifs, la CRE recommande de privilégier la piste de l'attribution d'une aide à l'investissement. Pour suivre les évolutions de coût postérieures à l'attribution de l'aide, celle-ci pourrait être indexée jusqu'au bouclage financier du projet (afin d'éviter d'éventuelles renégociations du niveau de l'aide en cas de dégradation des conditions économiques des projets).

L'aide à l'investissement pourrait éventuellement être lissée dans le temps, jusqu'aux premières années de fonctionnement du projet. Dans ce cas, il pourrait éventuellement être envisagé de renforcer les incitations à la disponibilité comme c'est le cas dans certains mécanismes existants d'attribution annuelle de l'aide à l'investissement, sachant cependant que, pour une STEP, en l'absence de contrat de complément de rémunération, les signaux de marché représentent d'ores et déjà une incitation forte à la disponibilité et à une opération conforme aux besoins du système. Plusieurs mécanismes de ce type existent d'ores et déjà, comme les conditions particulières d'attribution de la prime fixe annuelle pour la centrale à gaz de Landvisiau¹ ou l'existence de dispositifs de soutien adossés au mécanisme de capacité².

Dans tous les cas, les candidats seraient départagés dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence selon le niveau d'aide demandé, ce qui permettrait de garantir une maximisation de l'efficacité du soutien.

Un dispositif de couverture spécifiquement des OPEX, qui viendrait s'ajouter à l'aide à l'investissement initiale, comporte le risque de ne pas inciter l'exploitant à minimiser ses coûts.

Il apparaît préférable de coupler l'attribution d'une aide à l'investissement avec un mécanisme visant à assurer un niveau de rentabilité cible à l'actif ; celle-ci serait définie en amont du projet, soit unilatéralement par les autorités publiques, soit constituer un critère de sélection. Par la suite, la différence entre la rentabilité effective et la rentabilité cible ne serait compensée qu'à hauteur d'un certain pourcentage, afin de conserver un niveau

¹ La prime fixe annuelle de la centrale de Landvisiau est le produit de la puissance active garantie (422 MW) et de 94 000 €/MW. Chaque année, un coefficient de disponibilité Dk est calculé :

- si Dk est supérieur ou égal à 95 %, la prime annuelle est versée dans son intégralité ;
- si Dk est compris entre 85 % et 95%, le montant de la prime fixe est diminué au prorata de la différence entre 95% et Dk, sur la base de 1% de diminution par point de disponibilité manquant ;
- si Dk est compris entre 65% et 85%, le montant de la prime fixe est diminué au prorata de la différence entre 85% et Dk, sur la base de 2% de diminution par point de disponibilité manquant ;
- si Dk est inférieur à 65%, la prime fixe annuelle est nulle.

² L'appel d'offre long terme (AOLT), ouvert aux capacités décarbonées, et l'appel d'offre effacement (AOE), ouvert aux capacités d'effacements « verts » consistent tous les deux en un contrat pour différence qui assure au lauréat de toucher une rémunération capacitaire garantie (si le prix de clearing des enchères de garanties de capacité est supérieur au prix garanti, c'est au lauréat de verser la différence ; si le prix de clearing des enchères de capacité est inférieur au prix garanti, le lauréat reçoit la différence), jusqu'à 7 ans pour l'AOLT et 10 ans pour l'AOE.

d'incitations suffisants pour un fonctionnement efficace de la centrale et une valorisation optimale de l'électricité produite sur les différents marchés (cela se rapproche de ce qu'ont mis en place d'autres pays comme la Grèce, où la différence entre les revenus de référence de la STEP et les revenus réels n'est perçue/remboursée qu'à hauteur de 70-90%³). Il implique de définir la durée sur laquelle considérer les revenus/coûts/risques à prendre en compte pour l'estimation des niveaux de rentabilité. D'autres modèles plus sophistiqués pourraient également être envisagés.

3) Plus spécifiquement sur le complément de rémunération si vous le jugiez pertinent :

- a. La période hebdomadaire du M_0 vous convient-elle ?
- b. Combien d'heures doivent être choisies pour le calcul des variables P_{vente} et P_{achat} ?
- c. Quelle valeur attribuer à la prime fixe le M_0 est négatif ?
- d. Quelle valeur de rendement des installations choisir, en fonction de la longueur de la conduite forcée et de la hauteur de chute ?
- e. Quel niveau de $P_{RefEtat}$ serait pertinent ?

La CRE est très défavorable à un soutien via un complément de rémunération. La valeur d'une STEP réside dans sa capacité à réagir aux signaux de marché aux différentes échéances, comme le démontre amplement le fonctionnement efficace du parc de STEP existant. Tout soutien via un complément de rémunération ne pourrait qu'interférer avec le bon fonctionnement du marché de gros européen et réduire la valeur pour le système électrique.

Le revenu marché de référence à répliquer (« M_0 ») envisagé est égal à la différence entre une moyenne des « prix spot horaires les plus élevés » et une moyenne des prix spots horaires les moins élevés » sur un mois donné, quel que soit la largeur de l'écart entre ces deux catégories de prix. Cette définition soulève notamment deux problématiques :

- Si, sur un mois donné, les écarts de prix sont particulièrement faibles, la centrale continuera à être incitée à pomper/turbiner en continu, ce qui n'est pas optimal du point de vue de l'intérêt général. La CRE n'a, à ce stade, pas identifié un mécanisme permettant de corriger ce problème.
- Si, par exemple, les pas horaires sur lesquels les prix sont les plus élevés sont continus sur la durée, ou au contraire très discontinus, la référence ne sera pas répliquable par la centrale, ce qui ne va pas dans le sens de l'objectif initial du dispositif et pourrait conduire à l'introduction d'importantes primes de risques par les candidats à la procédure de mise en concurrence. De manière très schématique, les prix les plus élevés d'un mois donné et les moins élevés pourraient être concentrées sur une même journée, avec une alternance entre des prix bas puis hauts puis à nouveaux bas, scénario que la STEP ne pourrait pas forcément suivre selon ses caractéristiques.

La gestion optimisée d'une STEP n'est pas répliquable par une formule, aussi complexe soit-elle. Le signal donné par une formule de complément de rémunération sera toujours moins efficace, du point de vue de la gestion optimale des STEP pour le système électrique, quel que soit le signal du prix de marché.

De plus, ce type de mécanisme ne prend pas en compte l'intégralité des sources de revenu dont peut bénéficier une STEP (mécanisme de capacité, mécanisme d'ajustement et services système), ce qui rend difficile le bon dimensionnement du soutien (également du point de vue des porteurs de projet) et peut *in fine* conduire à une situation de surrentabilité des actifs.

La CRE souhaite insister sur le fait que les autres actifs flexibles (CCG, batteries, effacements) bénéficiant d'un dispositif de soutien ne sont pas soutenues via des mécanismes reposant sur un soutien en €/MWh.

4) Plus spécifiquement, sur l'aide à l'investissement, si vous la jugiez pertinente :

- a. Quel serait l'ordre de grandeur de l'aide à l'investissement nécessaire au développement de tels projets ?

³ Dans le cas de la Grèce, le tarif de référence n'est pas déterminé par le producteur, mais par le régulateur, en se basant notamment sur des hypothèses prédéfinies d'OPEX et de TRI. A ce mécanisme s'ajoutent des mesures pour éviter la surcompensation (symétrisation du soutien annuel avec remboursement de la part de l'exploitant si les revenus dépassent le tarif de référence, montant total du soutien capé par le montant déclaré à la Commission Européenne), ainsi que des mesures incitatives d'optimisation des ventes sur le marché (la différence entre les revenus de référence et les revenus réels n'est perçue/remboursée qu'à hauteur de 70-90%). Il est, de plus, précisé que, dans le cas où un marché de capacité se mettrait en place, les revenus découlant de ce marché seraient soustraits à l'aide apporté par l'Etat, pour éviter, encore une fois, une surcompensation.

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

La CRE est favorable à l'introduction, en contrepartie d'un soutien public, d'un dispositif visant à contrôler ex-post les risques de surcompensation et ce, quel que soit le mode de soutien envisagé.

La mise en place d'un tel dispositif supposera de **définir un niveau de rentabilité de référence**. Des dispositifs similaires ont déjà été introduits dans d'autres filières, comme dans les projets commerciaux éoliens en mer ou les projets pilotes de fermes éoliennes flottantes. Il apparaît dès lors primordial, pour évaluer la rentabilité effective de l'installation, de prendre en compte tous les revenus dont elle pourrait bénéficier (revenus issus de la vente sur les marchés de l'énergie, sur le marché de capacité, de la participation aux mécanismes d'ajustement et aux services système...).

Dans le cas de la mise en place d'un mécanisme visant à assurer une rentabilité cible (cf *supra*), il existe déjà par construction un mécanisme de limitation des surcompensations : lorsque la rentabilité effective est inférieure à la rentabilité cible, le producteur est en partie compensé mais il est également tenu, en contrepartie, de rembourser en partie ses bénéfices lorsque sa rentabilité effective est supérieure à la rentabilité cible.

Une comptabilité appropriée devra être mise en place afin de suivre précisément les coûts et les bénéfices de l'installation. La création d'une société *ad hoc* pendant la construction mais aussi l'exploitation de la STEP permettrait d'appliquer la clause de surcompensation dans les meilleures conditions. Plusieurs règles de partage pourraient être envisagées (par exemple, une règle simple, du type « 50-50 » pourrait être mise en œuvre ou un ratio « aide à l'investissement / fonds propres »).

- 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 ?
- 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 ?
- 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) ?

NSP.