

A l'attention de : [concertation-hydro@developpement-durable.gouv.fr](mailto:concertation-hydro@developpement-durable.gouv.fr)

Lyon, le 07 avril 2023

**Objet : consultation sur la forme que prendrait un soutien public au développement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)**

Dans le cadre de la consultation que vous avez lancée le 3 mars dernier sur le schéma de soutien public envisagé dans le cadre du développement des STEP, nous souhaitons apporter notre contribution en faisant état de certains éléments complémentaires sur l'encadrement nécessaire de ces projets.

A titre d'introduction, nous tenons à rappeler que Sun'R Groupe a piloté de 2013 à fin 2016 le projet SunHydrO soutenu par le Fond Unique Interministériel (FUI16). Ces travaux ont posé les fondamentaux de l'agrégateur « EnR + stockage » qui valorise directement sur les marchés de l'électricité des énergies renouvelables (EnR) au moyen de flexibilités territoriales telles que le stockage gravitaire par Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP).

Sun'R Groupe a relancé le sujet récemment via son entité Sun'Hydro, suite au rapprochement intervenu fin 2022 avec le groupe Eiffage, qui a décidé de faire de Sun'R groupe la plateforme EnR du groupe Eiffage et lui a confié l'exploitation de ses centrales en France et le développement de projets de nouvelles centrales.

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

L'analyse de Sun'Hydro est que le contexte actuel présente plusieurs freins au développement des STEP, notamment :

- Absence d'un cadre juridique clair et incertitude sur l'adéquation du régime administratif des centrales hydroélectriques classiques, en autorisation ou en concession ;
- Absence de cadre juridique pour les projets innovants couplant par exemple une STEP avec des moyens de production d'énergie renouvelables en « autoconsommation » pour la partie pompage nécessaire au fonctionnement de la STEP ;
- Importance des investissements à réaliser versus absence de soutien économique ;
- Volatilité du prix de marché de l'électricité et de l'écart des prix de marché dans la journée (le « spread ») ;
- Tarif d'acheminement de l'électricité actuel (dit TURPE) non adapté aux STEP : poids économique très élevé du fait de la nécessaire sollicitation du réseau en injection et en soutirage.

Un soutien public, tant réglementaire que financier, s'avérerait déterminant pour lever ces freins.

Question 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 ?

Parmi les trois propositions de mécanisme de soutien, le complément de rémunération sous forme d'un *Contract for Difference* (dit « Cfd ») nous semble le plus pertinent et le plus rapide à mettre en œuvre. Ce mécanisme présente l'intérêt de neutraliser tout ou partie des risques marché auxquels l'investisseur peut s'exposer et diminue donc de facto le coût global du projet de STEP. Ce mécanisme est également favorable aux intérêts de l'Etat dans l'hypothèse où les différences de prix intra-journalières atteignent des niveaux élevés.

Une autre forme de soutien, qui nous semble nécessaire au développement des projets, est la diminution voire la suppression du TURPE en soutirage, qui impacte de façon très négative les modèles financiers, la STEP ayant par nature un mécanisme de soutirage au réseau très sollicitant, et crée une distorsion de concurrence entre actifs de stockage selon le niveau de tension auquel ils sont raccordés.

Question 3 :

Considérations préalables sur le complément de rémunération proposé avant de répondre aux questions

Le complément de rémunération devrait idéalement prendre en compte le maximum de risques, au moins ceux concernant l'évolution des prix de marché et de la réglementation. La formule proposée dans la consultation pour le complément de rémunération  $CR_{STEP}$  s'attache à prendre en compte les variations des prix du marché de capacité par le terme

$$CR_{capa} = Nb_{capa} \times (P_{Réf_{Etat}} - K_0)$$

et les variations des prix spot par les termes

$$CR_{spot} = \sum_i E_{turbinée_i} \times (P_{Réf_{candidat}} - M_{0_i})$$

Ces deux composantes du complément de rémunération nous semblent incontournables. Notre étude présentée en annexe conduit aux remarques suivantes.

1. Nous avons bien noté que le complément de rémunération proposé est réservé aux STEP pures. Il n'est bien sûr pas question que l'énergie turbinée grâce à des apports naturels amont bénéficient de ce complément de rémunération. En pratique, il peut être parfois difficile de déterminer si une STEP est vraiment pure et, inversement, une STEP « non pure » pourrait mériter de bénéficier du CR lorsqu'elle fournit le même service au réseau. On pourrait indexer le  $CR_{spot}$  sur l'énergie effectivement stockée, c'est-à-dire sur l'électricité soutirée voire sur le volume d'eau pompée.
2. L'évolution du TURPE est une incertitude réglementaire. Son impact, dans un sens comme dans l'autre, peut être très important. Le montant du TURPE doit donc être prise en compte explicitement dans le complément de rémunération, sauf bien sûr si les STEP en sont totalement exemptées. S'il n'est pas pris en compte explicitement dans le CR, il sera répercuté dans le  $P_{Réf_{candidat}}$  avec une prime de risque évaluée par le concessionnaire.
3. La formule proposée pour  $CR_{spot}$  incite à utiliser la STEP même lorsqu'il n'y a pas un vrai besoin de stockage pour bénéficier au maximum du complément de rémunération. Pour contrer ce phénomène et ne financer la STEP que lorsque le besoin de stockage est avéré nous proposons de borner l'énergie sujette au complément de rémunération :

$$CR_{spot}^{borné} = \sum_i \min\{E_{max}, E_{turbinée_i}\} \times (P_{Réf_{candidat}} - M_{0_i})$$



Nous pensons qu'il est pertinent de définir cette borne en fonction de la puissance maximale de turbinage de la centrale et le nombre d'heures  $H$  considéré lors du calcul de  $M_{0i}$

$$E_{max} = H \times P_{turbine\ max}$$

Nous pouvons maintenant répondre aux questions demandés sur la formule du complément de rémunération borné  $CR_{spot}^{borné}$  que nous proposons.

Question 3a : La période hebdomadaire du  $M_0$  vous convient-elle ?

Le prix  $M_{0i}$  doit idéalement être calculé quotidiennement pour être au plus proche des cycles de consommation d'électricité. Le cycle quotidien devient de plus en plus important avec le développement du photovoltaïque. S'il est nécessaire, pour les grandes STEP, de prendre en compte les cycles hebdomadaires, nous suggérons de calculer quotidiennement le  $M_{0i}$  en se basant de manière glissante sur les 7 derniers jours.

Question 3b : Combien d'heures doivent être choisies pour le calcul des variables  $P_{Vente}$  et  $P_{Acha}$  ?

Pour une période journalière, il nous semble que  $H$  devrait être de l'ordre de 6 heures. Pour une période de  $N$  jours  $6 \times N$  heures.

Question 3c : Quelle valeur attribuer à la prime fixe si le  $M_0$  est négatif ?

La formule  $CR_{spot}^{borné}$  permet de proposer une formulation naturelle de la prime fixe lorsque le  $M_{0i}$  est négatif. Par continuité lorsque  $M_{0i}$  tend vers zéro, cette prime fixe vaut  $E_{max} \times P_{Réf\ candidat}$ .

Question 3d : Quelle valeur de rendement des installations choisir, en fonction de la longueur de la conduite forcée et de la hauteur de chute ?

Nous n'avons pas d'éléments nouveaux à apporter sur ce point.

Question 3e : Quel niveau de  $P_{Réf\ état}$  serait pertinent ?

Nous n'avons pas d'éléments nouveaux à apporter sur ce point.

Question 4 : Quel serait l'ordre de grandeur de l'aide à l'investissement nécessaire au développement de tels projets ?

Nous n'avons pas d'éléments nouveaux à apporter sur les modalités et l'ordre de grandeur de l'aide à l'investissement. Ce mécanisme devra toutefois prendre en compte un certain équilibre entre Cfd et subvention à l'investissement afin de conserver aux projets toute leur efficacité.

Question 5 : 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 ?

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 ?

Nous n'avons pas d'éléments nouveaux à apporter sur ce point, mais souhaitons simplement préciser que dans le socle d'OPEX, le TURPE (dans sa configuration actuelle) a un poids très élevé.

Il nous semble cependant important de souligner qu'il ne nous paraît pas optimal que les pouvoirs publics cherchent à sécuriser la totalité des risques de marché via un CfD et qu'il convient de rechercher un bon compromis entre CfD et subvention à l'investissement.

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

Avec le mécanisme du complément de rémunération en mode Contract for Difference, la problématique de surrentabilité est effacée au profit de l'Etat.

Il peut rester un cas subsidiaire dans lequel des profits non prévus seraient générés : il s'agit de l'hypothèse où le réseau sollicite plus souvent la STEP qu'il ne l'était prévu au projet ; ce point peut être encadré par un plafonnement du nombre d'heures bénéficiant du complément de rémunération, comme cela est déjà le cas dans les contrats de complément de rémunération actuellement en vigueur dans la production hydroélectrique.

Question 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 ?

Nous n'avons pas d'éléments nouveaux à apporter sur ce point.

Question 8 : Seriez-vous intéressés par le lancement de procédures de nouvelles concessions de type STEP en sites vierges avec ou sans soutien public ?

Les acteurs de taille moyenne du monde de l'hydroélectricité, dont Sun'R fait partie, sont intéressés par le lancement de nouvelles STEP, notamment sur des sites qui ont déjà été étudiés par le passé. Laisser accessible le marché à des acteurs dynamiques, fiables et prêts à développer des projets de grande ampleur au service de la sécurité énergétique du pays, nous semble nécessaire. La STEP des Lacs blanc et noir est un bon exemple : lancer une mise en concurrence sur un site déjà existant pour partie diminuera certainement des difficultés administratives rencontrées sur des sites vierges. Par ailleurs, le lancement des projets à la suite d'une mise en concurrence paraît pertinent dans la mesure où l'Etat apporte une sécurisation à la réalisation du projet en coordination avec l'ensemble des parties prenantes.

Question 9 : Quel dispositif de soutien vous semblerait le plus adapté pour être étendu à d'éventuelles STEP de faible puissance ?

Les facteurs qui impactent fortement l'équilibre économique du projet pour les STEP de plus petite taille sont notamment :

- les coûts et délais d'autorisation administrative ;
- les coûts de construction – notamment Génie Civil, conduite forcée et système de pompage-turbinage ;
- les rendements faibles
- le peu de machines adaptées disponibles sur le marché européen.

Selon nos calculs économiques réalisés sur le modèle des STEP, une économie d'échelle s'illustre à partir de 17 MW, et se matérialise à partir de 30 MW.

Dans le cadre de projets de mini-STEP, il nous semble important qu'un tarif spécifique et adapté soit élaboré.

En conclusion, Sun'R pense que le développement des STEP est indispensable dans la sécurisation du mix énergétique de demain. Forts de notre travail dans ce domaine depuis une dizaine d'années, nous souhaiterions vous rencontrer afin de vous exposer plus en détail les résultats de nos recherches scientifiques et économiques sur le sujet.

Vous renouvelant tout l'engagement du groupe Sun'R et de sa filiale hydro Sun'Hydro dans cette concertation,

Bien à vous,



Thierry THEODORE

Directeur Sun'Hydro



## Annexe

### Annexe 1. Cas des STEP avec apports naturels amont

Nous avons bien noté que le complément de rémunération proposé est réservé aux STEP pures. Il n'est bien sûr pas question que l'énergie turbinée grâce à des apports naturels amont bénéficient de ce complément de rémunération. En pratique, il peut être parfois difficile de déterminer si une STEP est vraiment pure et, inversement, une STEP « non pure » mérite de bénéficier du CR lorsqu'elle fournit le même service au réseau.

Comme il n'est pas possible, pour ces STEP, de distinguer l'énergie provenant d'un pompage précédent de l'énergie apportée par le cours d'eau, nous avons considéré la possibilité de baser le complément de rémunération sur le pompage plutôt que sur le turbinage. Le pompage correspond d'ailleurs directement à l'action de stocker, et c'est bien le stockage que le CR cherche à soutenir.

La formule  $CR_{spot}$  s'adapte facilement. Nous sommes toutefois conscients que cette énergie stockée peut-être difficile à mesurer. Si on envisage d'estimer cette énergie par l'électricité soutirée pour faire tourner les pompes, il faut s'assurer qu'il y ait un compteur dédié pour ces pompes. On pourra encore objecter que cette approche ne favorise pas l'optimisation du rendement des pompes. Il reste possible de multiplier l'énergie électrique par le rendement moyen de la pompe. Une approche alternative serait d'avoir une mesure de l'énergie potentielle stockée basée sur les volumes d'eau pompés.

### Annexe 2. Intégration du TURPE dans le complément de rémunération spot

Les sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau et soutirant plus de 10GWh par an ont une exonération de 50% du TURPE (article D341-9 du code de l'énergie). Toutefois, les montants de TURPE en jeu restent importants rapportés au prix de l'électricité. Dans ces conditions, le concessionnaire opérant la STEP doit reporter ces coûts dans le  $P_{Réf\ candidate}$  qu'il propose. Il se retrouve donc dans la situation assez étrange où

- Il utilise un soutien au stockage (et donc au soutirage) pour payer le TURPE qui invite à la sobriété (et donc au moindre soutirage) en faisant porter les coûts d'utilisation du réseau principalement au consommateur.
- Il doit rémunérer le réseau alors que sa raison d'être est justement de favoriser le fonctionnement du système électrique.

Le TURPE est également susceptible d'évoluer. Ce risque, le concessionnaire le couvre également dans le  $P_{Réf\ candidate}$  proposé. Il nous semble donc raisonnable

- soit de diminuer drastiquement le TURPE pour les actifs de stockage, comme évoqué dans la réponse à la question 2,
- soit d'intégrer *a minima* le TURPE dans la formule du complément de rémunération. La composante  $CR_{spot}$  deviendrait ainsi

$$CR_{spot} = \sum_i E_{turbine\ i} \times (P_{Réf\ candidate} - M_{0i} + TURPE_{énergie})$$

où le terme  $TURPE_{énergie}$  dépend des coefficients pondérateurs de l'énergie dans la définition du TURPE alors que la composante  $CR_{capa}$  deviendrait

$$CR_{capa} = Nb_{capa} \times (P_{Réf\ Etat} - K_0 + TURPE_{puissance})$$

où le terme  $TURPE_{puissance}$  dépend des coefficients pondérateurs de la puissance.

### Annexe 3. Biais causés par la formule du complément de rémunération spot proposée

Nous avons modélisé le complément de rémunération proposé et lancé des simulations pour estimer le gain  $Gain_{total\ spot}$  associé au marché spot, c'est-à-dire la somme du gain directement réalisé sur le marché Spot  $Gain_{spot}$  et du complément de rémunération associé à ce marché  $CR_{spot}$ .

Nous avons étudié une STEP qui a un rendement de 75% et 6h de stockage. La puissance de la STEP n'est « mathématiquement » pas très importante : nous donnons donc les résultats par MW installé. D'après nos connaissances, pour atteindre un rendement de 75%, il faut que la STEP fasse au moins 30 MW. Dans nos simulations, nous considérons que les  $M_{0_i}$  sont calculés quotidiennement,  $P_{vente}$  et  $P_{ach}$  étant calculés sur 6 heures. Les simulations présentées sont effectuées sur les deux premières semaines de 2020. Chaque jour, le programme de la STEP est établi pour maximiser le gain de l'exploitant de la STEP. Malgré le court horizon de temps considéré, ces simulations permettent d'exhiber le comportement caractéristique de la STEP face aux compléments de rémunération testés.

Nous avons comparé 4 scénarios correspondant à 4 prix de référence  $P_{Réf\ candidat}$  proposés par le candidat. Par simplicité, nous n'avons pas inclus le TURPE dans le calcul de  $Gain_{spot}$ . En présence d'un TURPE, le coût du TURPE serait intégré dans  $P_{Réf\ candidat}$ . On peut donc voir le  $P_{Réf\ candidat}$  de notre étude comme la différence de prix entre le  $P_{Réf\ candidat}$  du candidat et TURPE (part variable).

Notre premier scénario correspond au cas où il n'y a pas de complément de rémunération. La STEP est donc opérée en fonction des prix spot seuls, et donc de la demande en électricité.

Tableau 1. Estimation des gains quotidiens par MW installé

$P_{Réf\ candidat}$	Pas de CR	20 €/MWh	40 €/MWh	100 €/MWh
Énergie injectée / MW	4,7 MWh	8,6 MWh	10,3 MWh	10,4 MWh
Taux activité en soutirage ou en injection (% du temps)	46 %	82 %	98 %	98 %
Nombre d'heures en injection	4,8 h	8,6 h	10 h	10,1h
$Gain_{spot}$ /MW	75 €	47 €	37 €	34 €
$CR_{spot}$ /MW	0 €	135 €	356 €	983 €
$Gain_{total\ spot}$ /MW	75 €	182 €	392 €	1 017 €

Sans surprise, on observe que l'augmentation du prix de référence incite à une plus forte utilisation de la STEP. A partir d'un certain prix (autour de 40€ dans notre cas particulier), la STEP est pleinement utilisée et le CR a pour seul effet d'améliorer le modèle économique de l'exploitant. En revanche, on observe que le  $CR_{spot}$  proposé instaure un biais dans le comportement de l'opérateur car plus le  $CR_{spot}$  augmente moins le  $Gain_{spot}$  est grand. En d'autres termes, **l'exploitant se détourne des besoins du marché pour augmenter sa rémunération.**

Pour remédier à ce biais, nous proposons de mettre une borne maximale sur l'énergie injectée sujette au complément de rémunération :

$$CR_{spot}^{borné} = \sum_i \min\{E_{max}, E_{turbine_i}\} \times (P_{Réf\ candidat} - M_{0_i})$$

où  $E_{max}$  est l'énergie maximale couverte pas le complément de rémunération sur la période du  $M_{0_i}$ . De manière générique  $E_{max}$  peut s'exprimer comme le produit de la puissance maximale de turbinage  $P_{turbine\ max}$  et d'un nombre  $H$  d'heures de fonctionnement :

$$E_{max} = H \times P_{turbine\ max}$$



Pour une période journalière, il nous semble que  $H$  devrait être de l'ordre de 6 heures. Nous suggérons par ailleurs de prendre le même nombre  $H$  d'heures pour calculer  $P_{vente_i}$  et  $P_{achat_i}$  (question 3b).

Nous avons étudié le comportement de l'exploitant de la STEP dans deux scénarios : une STEP de 6h de stockage et une STEP de 24h de stockage. Dans les deux cas, même lorsque le prix de référence candidat est élevé, l'activité de la STEP reste proche du comportement qu'elle aurait s'il n'y avait pas de complément de rémunération. Cette formulation de  $CR_{spot}$  ne semble donc pas biaiser le comportement de l'exploitant de la STEP.

Tableau 2. Estimation des gains quotidiens par MW installé avec et sans notre CR

Capacité de la STEP	6h		24h	
Scénario $P_{Réf\text{candidat}}$	$CR_{spot}^{borné}$ 100 €/MWh	Pas de CR	$CR_{spot}^{borné}$ 100 €/MWh	Pas de CR
Borne $H$ pour le $CR_{spot}^{borné}$ $E_{max} = H \times P_{turbine\ max}$	6h	N/A	6h	N/A
Énergie injectée / MW	5,0 MWh	4,7 MWh	6,4 MWh	6,1 MWh
Taux d'activité	48%	46%	61%	59%
Nombre d'heures en injection	4,9 h	10,1 h	6,4 h	10,3 h
$Gain_{spot}$ /MW	74 €	75 €	97 €	97 €
$CR_{spot}^{borné}$ /MW	468 €	0 €	599 €	0 €
$GAIN_{total\ spot}$ /MW	542 €	75 €	695 €	97 €

La formule  $CR_{spot}^{borné}$  permet également de proposer une formulation naturelle de la prime fixe lorsque le  $M_{0_i}$  est négatif (question 3c). Par continuité lorsque  $M_{0_i}$  tend vers zéro, cette prime fixe vaut  $E_{max} \times P_{Réf\text{candidat}}$ .

Les figures suivantes représentent le plan de production optimisé d'une STEP avec 6h de stockage sur les prix spot des 2 premières semaines de 2020 avec le complément de rémunération proposé dans la consultation (Figure 1) puis avec la formule du complément de rémunération que nous proposons (Figure 2).



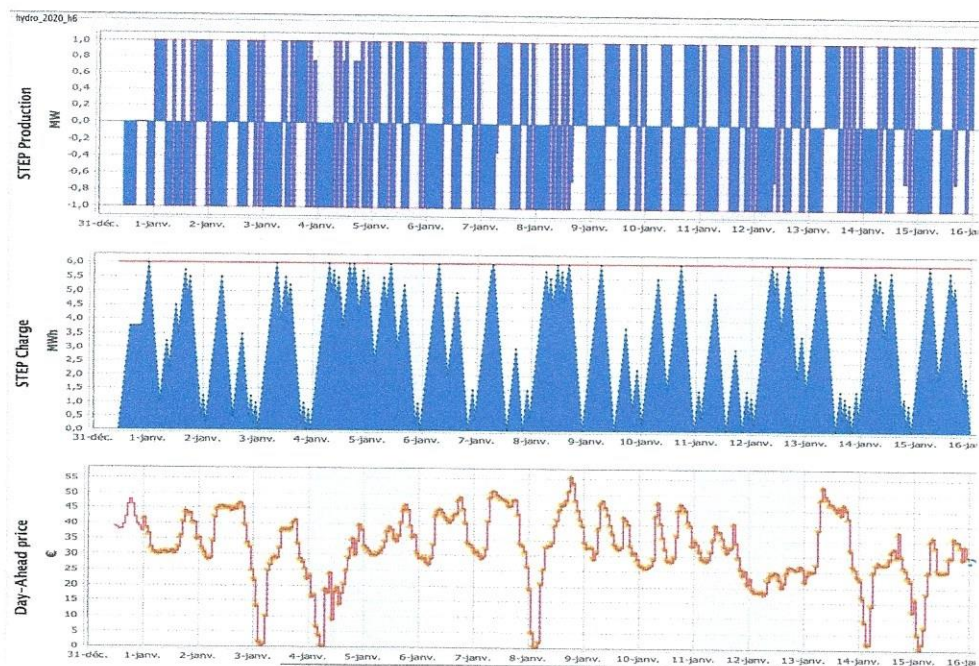


Figure 1. Fonctionnement simulé de la STEP sur les deux premières semaines de 2020 pour un prix de référence candidat de 100€/MWh avec le CR proposé par la DGEC. On constate que la STEP est active 100% du temps.

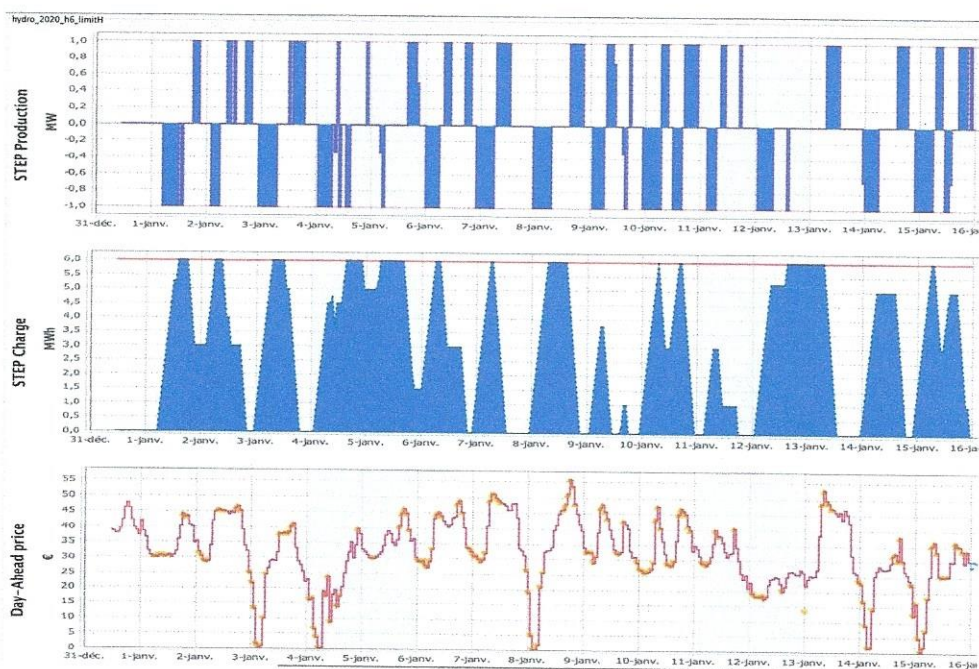


Figure 2. Fonctionnement simulé de la STEP de 6h sur les deux premières semaines de 2020 pour un prix de référence candidat de 100€/MWh avec notre proposition de CR limitant la quantité d'énergie sujette au complément de rémunération à 6h. On constate que la STEP est active environs 50% du temps.