

## Réponse à la consultation publique lancée par la DGEC sur la forme que pourrait prendre le mécanisme de soutien public aux STEPs

Etienne BEEKER<sup>1</sup> – Philippe GIRARD<sup>2</sup>

### Remarques préliminaires

Contrairement à ce que pourrait laisser croire le texte de la consultation, il existe différents types de STEPs qu'il convient en préalable de distinguer :

- Pure (groupe 1 – 2 unités) pour un total de 1.8 GW
- Mixte avec production gravitaire faible (groupe 2 – 2 unités) pour un total de 1.3 GW
- Mixte avec production gravitaire majoritaire (groupe 3 – 2 unités) pour un total de 1.3 GW
- Autres

	Groupe 1		Groupe 2		Groupe 3	
	Revin	Montezi c	Grand Maison	Super Bissorte	Cheylas	Coche
Réservoir supérieur hm3	8,5	30	137	62	4,7	31
Réservoir inférieur hm3	9	56	14,2	1,5	4	2
Ratio	106%	187%	10%	2%	85%	6%
Hauteur de chute m	246,8	423	926,5	1154	281	932
Capacité turbinage MW	800	912	1070	750	485	384
Capacité pompage MW	800	872	1275	600	480	384
Energie emmagasinable GWh			451	170		
Rendement en %	78%					
Productible GWh	0	0	0	0	880	503

Source : Centrales hydrauliques (ministère de l'Industrie – 1988), EDF

Pour les besoins en nouvelles STEPs, il conviendrait donc de les distinguer suivant l'utilisation qui en est attendue :

- a) Accroissement des besoins en réserve (secondaire, tertiaire),
- b) Accroissement des besoins pour pallier l'accroissement de l'intermittence des nouveaux moyens de production,
- c) Accroissement des autres besoins pour l'usage de l'eau (en particulier le développement de capacités de stockage pour assurer la fiabilité de la fourniture de l'eau en période de sécheresse).

Nous répondons au questionnaire en envisageant successivement chacun de ces trois cas.

#### a) **Besoins de stockage pour les « réserves » du réseau de transport**

☞ **Question 1** : du fait du monopole de RTE, un soutien public n'apparaît pas utile.

<sup>1</sup> [Etienne.beeker@gmail.com](mailto:Etienne.beeker@gmail.com)

<sup>2</sup> [pgirard@e-pango.com](mailto:pgirard@e-pango.com)

☞ **Questions 2-9** : sans objet

### **Remarque**

Une STEP dont les caractéristiques techniques pourraient répondre aux besoins de RTE existe déjà. Il s'agit de Grand Maison, dont la rentabilité est obérée par :

- les tarifs de transport
- un ratio réservoir inférieur/réservoir supérieur inadéquat.

Un rachat par RTE de la partie turbinage-pompage de la centrale actuellement détenue par EDF pourrait permettre à RTE de disposer d'une source de réserve secondaire présentant un niveau de fiabilité certaine.

Si cette opération de transfert de la STEP Grand Maison d'EDF vers RTE pouvait être mise en œuvre, il serait également judicieux que RTE réalise une nouvelle STEP répondant à ses besoins spécifiques dans une autre région de France (façade Ouest ?).

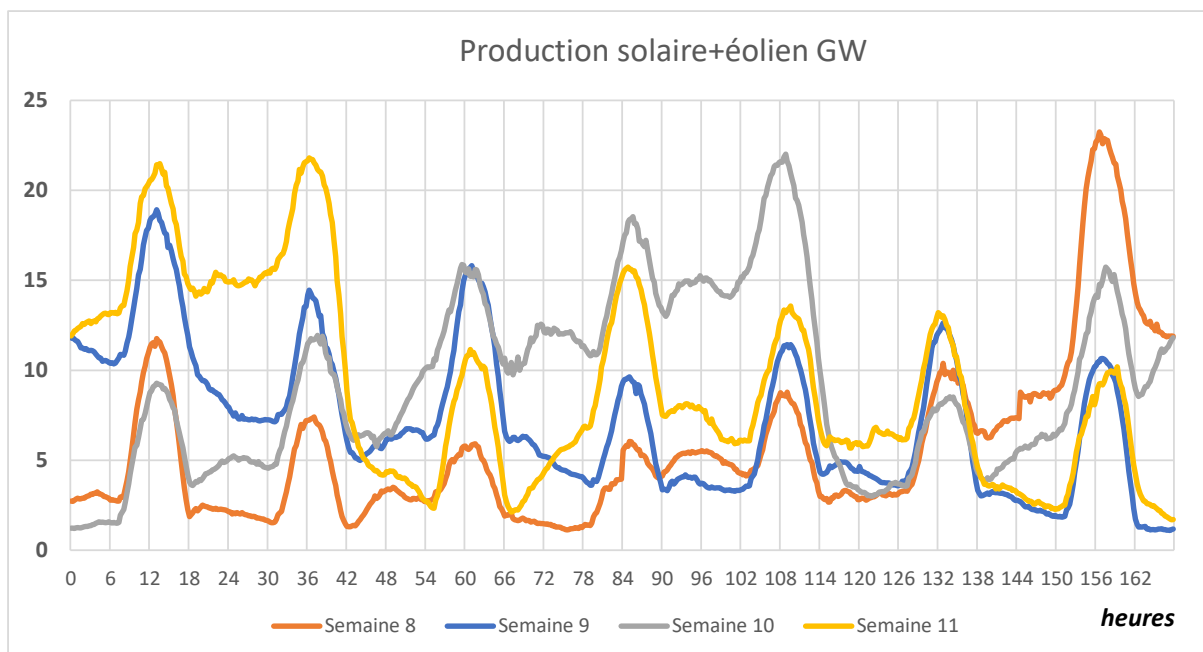
### **b) Besoins de stockage pour pallier l'accroissement de l'intermittence**

Par moyens de production intermittents, il faut entendre ici uniquement le solaire et l'éolien. L'intermittence du nucléaire est un choix de gestion de son parc que fait l'exploitant (pour optimiser la gestion du combustible en général) et n'a pas à être prise en compte au titre de la production intermittente.

☞ **Question 1** : en lieu et place d'un soutien public, il pourrait être envisagé qu'une obligation repose sur les bénéficiaires d'OA (en premier lieu EDF) de financer de telles STEPs. La question porterait alors sur le dimensionnement de ces STEPs en fonction du portefeuille géré en éolien et solaire.

☞ **Question 2** : La forme la plus appropriée serait comme indiqué ci-dessus d'obliger les bénéficiaires d'OA soit à construire des moyens de stockage, soit à disposer de contrats avec des opérateurs de stockage appropriés à la taille de leur portefeuille. Le stockage étant un vecteur de flexibilité auquel peuvent dans certaines conditions se substituer d'autres vecteurs, comme le pilotage de la demande, il faut songer à des mécanismes plus généraux.

La formule devra prendre en compte la puissance gérée par moyen de production intermittent. A titre d'exemple, l'intermittence constatée ces dernières semaines par heure (168h par semaine) est figurée dans le schéma ci-dessous :



Le vendredi 10 mars (semaine 10), au sein de la même journée, la production solaire + éolienne a varié de près de 20 GW. De même le mardi 14 mars (semaine 11). A d'autres moments cette variation n'a été que de 5 GW.

La capacité de stockage que devra détenir l'opérateur se définirait comme une somme pondérée des puissances de chacun des moyens présents dans le périmètre du bénéficiaire d'OA :  $x \cdot P_{\text{solaire}} + y \cdot P_{\text{éolienne terrestre}} + z \cdot P_{\text{éolienne marine}}$ . Suivant la taille du portefeuille géré par les bénéficiaires d'OA, ces derniers auraient la faculté soit d'installer des batteries ou détenir une ou plusieurs STEPs en propre, soit de se regrouper au sein d'agrégateurs pour détenir des parts de STEPs.

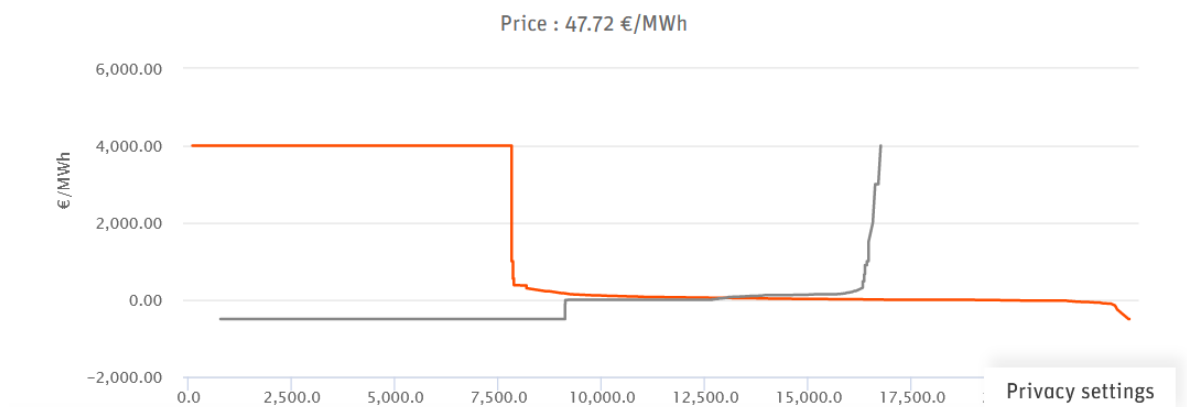
Cette souplesse devrait permettre la réalisation de « petites » STEPs dans des zones à la géographie adéquate (y compris dans les Zones non interconnectées).

☞ **Question 3** : les prix spots ne peuvent pas être utilisés tels quels car ils intègrent les décisions de stockage ou de turbinage. En théorie, il faudrait reconstituer les prix spots qui auraient été observés en l'absence de pompage ou en l'absence de turbinage.

La courbe agrégée du lundi 13 mars 2023 00h00-00h59 fournit un exemple très parlant de la très grande sensibilité des prix aux quantités à certains moments :

## Auction > Day-Ahead > 60min > FR > 13 March 2023

Last update: 12 March 2023 (12:59:27 CET/CEST)



Pendant cette heure, la puissance de pompage a été successivement de 849MW, 865MW, 1259 MW et 1434 MW (15 mn) soit une valeur moyenne de 1077 MW.

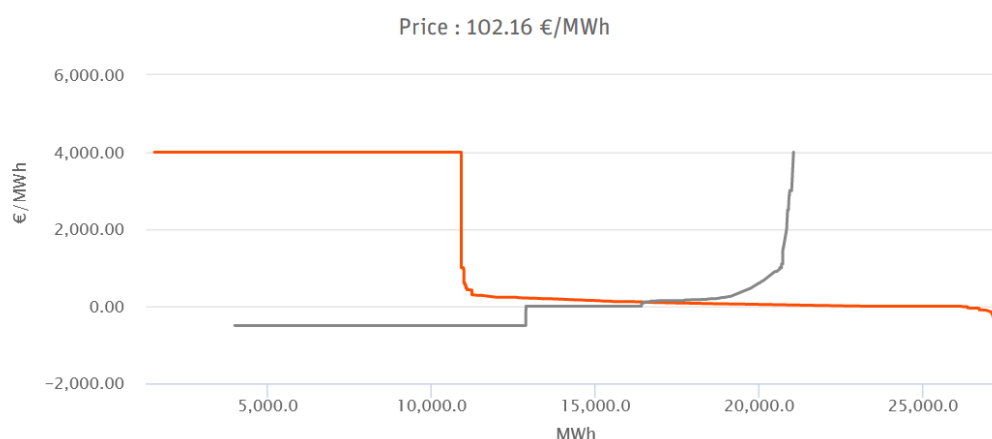
En l'absence de pompage, une baisse de demande de 1077 MW, aurait conduit à un prix spot de l'ordre de 1.30 €/MWh au lieu des 47.72 €/MWh observés.

A contrario dans une situation de turbinage, l'effet est inverse et l'absence de turbinage d'une STEP conduit à une augmentation du prix spot.

Pour illustrer notre propos, supposons que ces 1077 MW pompés à l'heure 0 le soient à l'heure 19 (19h00-19h59) avec un rendement supposé de 75% soit 808 MW turbiné. Le prix spot aurait alors été de l'ordre de 145 €/MWh :

## Auction > Day-Ahead > 60min > FR > 13 March 2023

Last update: 12 March 2023 (12:59:27 CET/CEST)



Il existe toutefois un biais méthodologique à cette approche, c'est qu'elle ne prend pas en compte le « *market coupling* ». Il faudrait en effet être en mesure de recalculer pour chaque heure concernée les prix spots des pays concernés par le « *market coupling* ». Mais d'un autre côté, il faudrait prendre aussi en compte les demandes ou offres supplémentaire générées par des installations de stockage dans les autres pays. Les pays dont les caractéristiques géographiques permettent l'installation de STEPs (dont la France) posséderont un avantage indéniable par rapport à d'autres pays.

La rémunération brute du gestionnaire de la STEP serait donc calculée chaque heure : (Prix spot corrigé turbinage – (Prix spot corrigé pompage/rendement de l'installation)) \* Energie turbinée

Soit pour l'exemple retenu 125.6 k€ de marge brute ou 143.3 €/MWh.

**Remarques :**

- Le calcul des prix spots corrigés serait réalisé pour toutes les STEPs (et autres dispositifs de stockage) gérés par les bénéficiaires d'OA,
- La règle conduisant au prix d'achat du MWh turbiné doit encore être fixée, soit en FIFO (first in first out), soit en LIFO (last in, last out) soit encore une autre,
- Il faut prendre en compte le rendement réel de l'installation (pompage et évaporation pour les STEPs, rendement des batteries) pour déterminer le prix minimal de vente. Si le prix spot attendu est inférieur au prix d'achat (incluant le rendement), il ne devrait pas y avoir de turbinage,
- Les jours PP2, l'incitation pour les gestionnaires de STEPs serait alors différente en fonction du prix de la capacité et du prix spot attendu.

Les prises de décision des gestionnaires de STEP n'étant pas forcément identiques, cela devrait permettre d'induire une saine compétition entre eux.

Ceci corrige aussi un biais méthodologique qui a conduit à dévaloriser très fortement les STEPs depuis la libéralisation du marché de l'électricité dont la profitabilité était basée sur les spreads peak / off peak des futures. Or avec le développement de la production intermittente, en particulier solaire, les spreads peak/off peak se sont écroulés.

En fin d'année, le gestionnaire d'OA présenterait à la CRE le compte de résultat de sa STEP (ou plus globalement de ses moyens de stockage).

- Si le résultat opérationnel est positif, ce dernier est conservé partiellement par le gestionnaire, l'excédent étant déduit de ses charges prises en compte par la CRE,
- Si le résultat opérationnel est négatif, une partie du déficit est inclus dans ses charges prises en compte par la CRE.

☞ **Question 4** : une aide à l'investissement risque d'induire des biais dans la prise décision et des asymétries entre acteurs. A sa place pourrait avantageusement être mise en place une garantie bancaire apportée par l'Etat (ceci éviterait les recours liés au caractère public d'un acteur dominant).

☞ **Question 5** : le système proposé rend inutile une aide au fonctionnement.

☞ **Question 6** : le système proposé permet d'éviter les surentabilités sans obérer la recherche de l'optimisation maximale.

☞ **Question 7** : la participation des collectivités territoriales pourrait s'envisager en particulier lorsqu'il y a multiusages de l'eau : pour l'irrigation ou les usages touristiques par exemple, et pour le

turbinage à fins de production d'électricité. La participation des collectivités locales pourrait aussi s'envisager dans deux autres cas :

- Si les collectivités territoriales sont actionnaires d'ELDs,
- Si les collectivités territoriales sont gestionnaires d'OA à travers des SEM exploitant des installations intermittentes.

Ceci pourrait permettre effectivement une acceptabilité plus grande de projets de STEP (de toutes tailles).

☞ **Question 8** : sans avis.

☞ **Question 9** : le dispositif proposé devrait fonctionner indépendamment de la taille du dispositif de stockage.

### c) Autres besoins de stockage

Les autres besoins de stockage concernent :

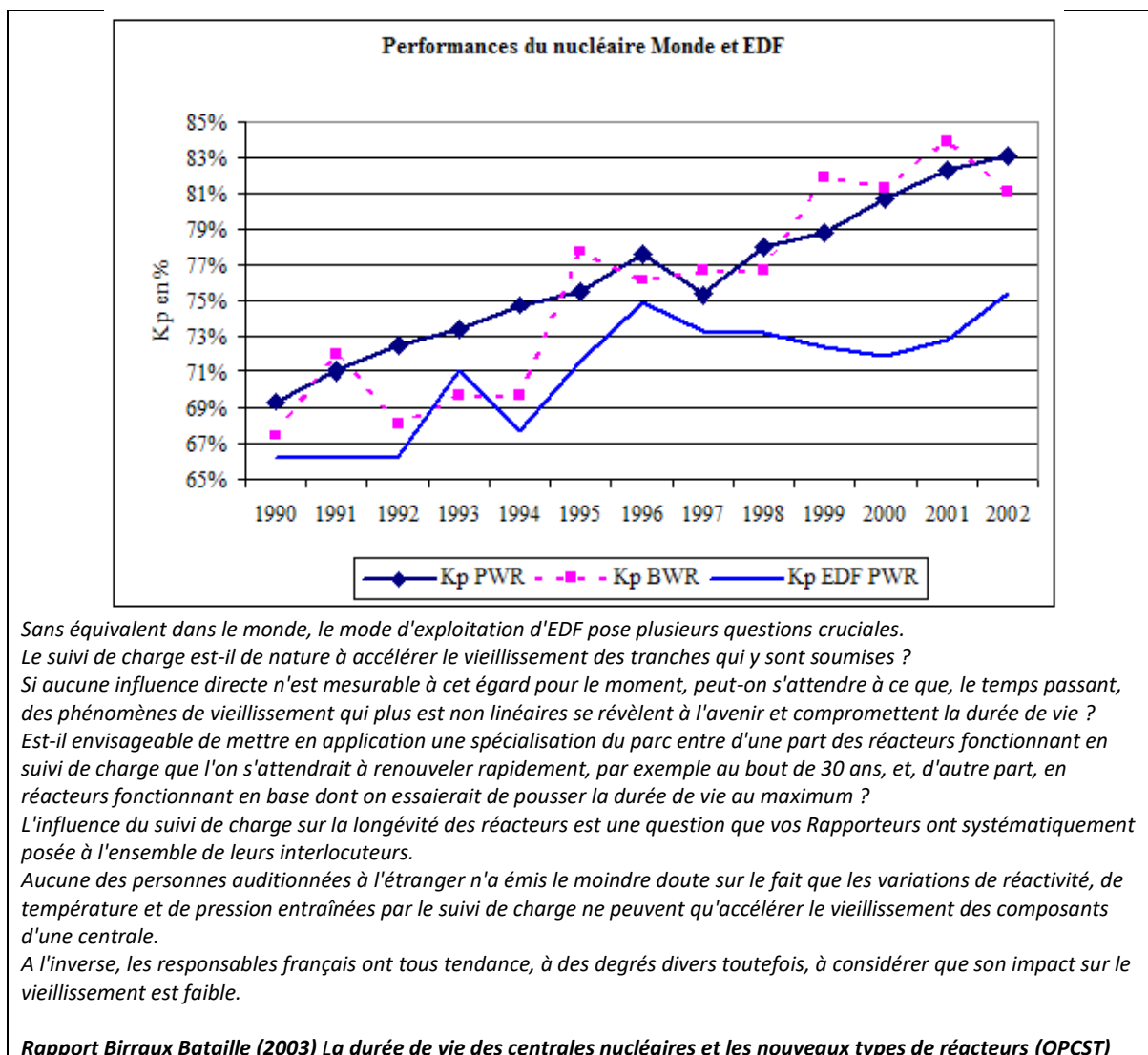
- Les actifs de stockage pour déplacer de la production à faible cout marginal, c'est-à-dire essentiellement le parc nucléaire, vers des périodes de coûts marginaux élevés,
- Les actifs de stockage pour gérer la production intermittente et à cout marginal nul ne bénéficiant plus de l'obligation d'achat, c'est-à-dire essentiellement les éoliennes (période 15-25 ans) et le solaire (période 20-30 ans),
- Les actifs de stockage nécessaires pour gérer les besoins en eau (pour le refroidissement des centrales thermiques situées en aval en particulier) et pour lesquels la production électrique n'a qu'un intérêt économique marginal. Le barrage de stockage de Naussac équipé d'une STEP de 6 MW en est un représentant emblématique.

Cette dernière question se pose à l'aune du vieillissement accéléré que connaissent des tranches lorsqu'elles sont soumises à de la modulation intensive. Pour le **parc nucléaire**, la flexibilité affichée entraîne des chocs thermiques dont l'impact sur la durée de vie des réacteurs est connu depuis plusieurs décennies. Le rapport Birraux-Bataille de 2003 (voir encadré) avait recueilli l'avis d'exploitants nucléaires opérant à l'étranger, dont les tranches n'effectuent pas de modulation, qui étaient formels sur ce point.

*Dans les quatre pays visités par vos Rapporteurs, Finlande, Suède, Allemagne et Etats-Unis, les exploitants utilisent leurs réacteurs en base, accordant la plus grande importance à la régularité de fonctionnement non seulement pour atteindre leur meilleure efficacité et la meilleure rentabilité des investissements consentis, mais également pour accroître leur longévité.*

*Un décalage important existe donc entre les coefficients de production ou facteur de charge  $K_p$  des réacteurs d'EDF et ceux du reste du monde (voir figure suivante). Le coefficient  $K_p$  est défini comme le ratio dont le numérateur est égal à l'énergie électrique brute réellement produite et envoyée sur le réseau pendant la période considérée et au dénominateur le produit de la puissance électrique brute du réacteur par la durée de la période considérée, c'est-à-dire l'énergie électrique qui aurait pu être produite si le réacteur avait fonctionné à pleine puissance pendant toute la période.*

*Figure 5 : Coefficients de production des réacteurs d'EDF comparés aux réacteurs du parc mondial (source : P. Girard - EDF Trading, d'après Elecnucl-CEA et Nucleonics Week)*



Pour la production intermittente post obligation d'achat, la problématique pour le détenteur de l'actif porte sur l'arbitrage entre :

- Continuer à exploiter son actif avec une exposition à la volatilité des prix spots,
- Disposer d'un accès (direct ou indirect) à un moyen de stockage pour réduire l'exposition à la volatilité des prix spots,
- Démanteler son actif.

Pour les autres usages de l'eau, la valorisation de l'actif de stockage d'un point de vue électrique est marginale.

☞ **Question 1** : le développement de nouvelles STEPs (ou l'amélioration des STEPs existantes) pour ces autres besoins de stockage ne nécessitent pas un soutien public direct. L'exploitant du parc nucléaire dispose déjà de STEPs en propre. Pour les actifs de production intermittente post OA, les détenteurs de ces actifs disposent d'un temps suffisant pour prendre les mesures appropriées.

☞ **Question 2** : indirectement compte tenu de leur impact positif sur l'équilibre offre-demande du système électrique français, une tarification spéciale du soutirage pour les installations de stockage pourrait être mis en œuvre incluant une exonération de la part fixe pour le soutirage et une tarification réduite pour la part variable (les installations de stockage bénéficient déjà de l'exonération de la CSPE).

☞ **Questions 3-9** : Sans objet