

## **Note technique**

### **en vue de la mise en vente d'un produit spécifique de stockage en B**

### **par Storengy France**

#### **Rappel du contexte technique**

Lors de l'enchère de Sediane B le 23 février dernier, seuls 11 TWh ont été souscrits sur les 13,4 TWh proposés à la vente.

En cette fin de campagne de remplissage, nous évaluons à 12,5 TWh le stock maximal encore accessible d'ici le début de la campagne de soutirage sur le stockage de Gournay (le démarrage tardif du remplissage, dimensionné sur un produit de 11 TWh, ne permettant plus l'atteinte du stock maximal de 13,4 TWh). Une capacité en volume de 1,5 TWh est donc disponible pour d'éventuelles souscriptions complémentaires.

Par ailleurs, la capacité d'injection déjà souscrite au titre des 11 TWh correspond à l'injection physique disponible du site du fait du dimensionnement spécifique de la durée nominale à l'injection en fonction du volume souscrit (cf Annexe 7 du contrat cadre d'accès au stockage). Aucune capacité d'injection supplémentaire n'est donc disponible.

Au soutirage, du fait de la perte d'un certain nombre de puits dont la remise en service n'est pas prioritaire du fait d'un moindre cyclage du stockage de Gournay lors de la phase de conversion de la zone B en gaz H, aucune capacité additionnelle à celle déjà souscrite n'est disponible.

En conséquence, nous souhaiterions proposer à la commercialisation 1,5 TWh d'un produit de capacité en *volume seul*, sans capacité d'injection ou de soutirage associée.

Outre les revenus d'enchères additionnels que cette vente pourrait générer, celle-ci contribuerait aussi à la sécurité d'approvisionnement pour cet hiver, les quantités stockées en début d'hiver pouvant être déstockées en fin d'hiver.

#### **Raison de la saisine de la CRE par Storengy**

Les enchères de capacités de stockage doivent être mises en œuvre conformément aux Délibérations de la CRE en vigueur (Délibération n°2018-039 du 22 février 2018 modifiée par la Délibération n°2018-202 du 27 septembre 2018).

Cette Délibération n°2018-202 prévoit la possibilité pour les opérateurs de commercialiser à l'issue du guichet de février des produits « de court terme » répondant à des besoins du marché si des capacités s'avèrent techniquement disponibles.

Toutefois cette même Délibération prévoit concernant le stockage en gaz B une commercialisation avec un prix de réserve défini comme suit :

Le prix de réserve de l'enchère ouvrant le jour  $J$  à 10h (et clôturant en  $J+1$  à 11h, 13h ou 15h) pour des capacités de l'année  $N$  est le suivant, en €/MWh :

$$PR(N)_J = \max(\widehat{spread(N)_J} - 0.70 ; 0)$$

Avec  $spread(N)_J =$

- moyenne sur les 10 derniers jours de cotation de l'écart du prix du gaz entre l'hiver  $N$  (*settlement*) et l'été  $N$  (*settlement*) et sur le PEG, tel que publié par Powernext, diminué de 0,25 €/MWh.

$$spread(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (WINTER\ settlement(N) - SUMMER\ settlement(N)) - 0,25$$

Cette formule nous permettant de définir le prix de réserve n'est, à date, plus applicable, puisque l'été étant commencé, la maturité SUMMER n'est plus cotée sur les marchés.

Nous saisissons donc la CRE pour obtenir l'autorisation de commercialiser ce produit Volume seul en gaz B avec l'application d'un prix de réserve qui conserverait les principes de la formule ci-dessus mais qui pourrait être adapté en lien avec la période d'exécution du contrat (du 1<sup>er</sup> octobre au 31 mars) et avec les caractéristiques du produit (volume seul).

### **Impact de la période d'exécution du contrat sur la formule du prix de réserve**

La formule en vigueur prévoit de se baser, pour le calcul du prix de réserve du produit annuel Sediane B, sur la différence entre le prix du gaz sur les 6 derniers mois du contrat (le prix d'hiver WINTER) et le prix du gaz sur les 6 premiers mois du contrat (le prix d'été SUMMER).

La Délibération 2018-202 prévoit que ce principe s'applique aussi pour l'ensemble des produits en H commercialisés pour les maturités  $N+2$  à  $N+4$ .

La commercialisation étant prévue fin septembre, le contrat débutera au 1<sup>er</sup> octobre 2022 se terminera le 31 mars 2023.

Nous proposons donc de substituer la différence de prix de marché actuelle dans la formule du prix de réserve par la différence de prix de marché entre les maturités Q1-2023 (les trois derniers mois du contrat) et Q4-2022 (les trois premiers mois du contrat).

### **Impact des caractéristiques du produit sur la formule du prix de réserve**

La formule en vigueur s'applique sur un produit de stockage constitué d'une capacité en volume à laquelle sont associées des capacités journalières d'injection et de soutirage.

Le produit envisagé pour l'enchère étant un produit dépourvu de capacités journalières d'injection et de soutirage, il est logique qu'une décote soit mise sur le prix de réserve pour prendre en compte ces caractéristiques spécifiques.

Pour quantifier cette décote, nous proposons de procéder comme suit.

Sur la base du résultat des enchères précédentes<sup>1</sup>, nous pouvons estimer par régression linéaire<sup>2</sup> que le prix de vente en €/MWh d'un produit de stockage s'approche de la formule suivante :

$$Prix = 0,920 \times spread_{\text{corrigé CRE}} + \frac{34,143}{\text{durée réelle soutirage}} + \frac{220,545}{\text{durée réelle injection}} - 0,863$$

Avec :

- Spread<sub>corrigé CRE</sub> = valeur du spread hiver - été au PEG tel que publié par Powernext le jour précédant le jour de clôture de l'enchère diminuée du terme « coûts » de 0,75 €/MWh défini au paragraphe 4.3.3 de la Délibération n°2018-202,
- durée réelle à l'injection (respectivement au soutirage) = durée contractuelle nécessaire pour remplir (respectivement vider) intégralement le produit de stockage en tenant compte de la duration nominale du produit et de ses facteurs de réduction

Appliquée au produit Sediane B 22, de durées réelles respectivement de 173 jours à l'injection et 72 jours au soutirage, cette formule devient :

$$Prix_{\text{Sediane B 22}} = 0,920 \times spread_{\text{corrigé CRE}} + [1,749] - 0,863$$

Appliquée à un produit de volume seul (durées réelles à l'injection et au soutirage infinies), cette même formule devient :

$$Prix_{\text{Volume seul}} = 0,920 \times spread_{\text{corrigé CRE}} + [0] - 0,863$$

On peut donc estimer que la perte de valorisation liée au fait que le produit envisagé n'a pas de capacités journalières à l'injection et au soutirage est de l'ordre de -1,75 €/MWh, et nous proposons que le prix de réserve intègre ce discount.

$$Prix_{\text{Volume seul}} = Prix_{\text{Sediane B 22}} - 1,749$$

Nous proposons donc que le prix de réserve de l'enchère ouvrant le jour J à 10h (et clôturant en J+1 à 11h, 13h ou 15h) pour les capacités de volume seul en gaz B commercialisées fin septembre 2022 soit le suivant, en €/MWh :

$$PR(N)J = \max(\text{spread}(N)_J - 0,70 ; 0)$$

Avec  $\text{spread}(N)_J =$

- Moyenne sur les 10 derniers jours de cotation de l'écart du prix du gaz entre le 1<sup>er</sup> trimestre de l'année calendaire 2023 (Q1<sub>2023</sub>) et le 4<sup>ème</sup> trimestre de l'année calendaire 2022 (Q4<sub>2022</sub>) sur le PEG, tel que publié par Powernext, diminué de 0,25 €/MWh et diminué à nouveau de 1,75 €/MWh.

$$spread(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (Q1_{2023} - Q4_{2022}) - 0,25 - 1,75$$

<sup>1</sup> Soit les 65 enchères de Storengy tenues depuis novembre 2018, excluant les produits commercialisés en N pour N+2, N+3 ou N+4, les produits atypiques (de type SEPT22-SUM23 par exemple), ainsi que les enchères ayant abouti à l'attribution des capacités au prix de réserve.

<sup>2</sup> Régression linéaire de coefficient R2=82%