



Registered office,  
Piazzale Enrico Mattei, 1  
00144 Rome  
Tel. +39 06 59821  
eni.com

## **Consultation de la CRE du 11 juillet 2018 relative aux modalités de commercialisation des stockages de gaz naturel à compter d'octobre 2018**

### **Question 1 : Quels enseignements tirez-vous du retour d'expérience sur les enchères de mars 2018 ?**

Le succès des enchères, malgré le calendrier très serré et le manque de visibilité sur de nombreux paramètres avant leur lancement, est lié principalement à :

- des modalités d'enchères simples et rapides (enchères à fixing) avec des règles, des produits et un calendrier définis et publiés en amont ;
- aux prix de réserve nuls, qui ont permis aux expéditeurs de se positionner en fonction uniquement des conditions de marché ;
- au mode d'adjudication des capacités (pay as cleared) qui permet de garantir un prix identique pour tous les acheteurs.

En conséquence, Eni recommande de maintenir pour les prochaines enchères ces facteurs clés de succès.

En revanche, le calendrier des enchères devra impérativement être élargi pour éviter l'impact négatif observé sur les prix de marché.

### **Question 2 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant le nombre maximal de produits pouvant être proposés par chaque opérateur ?**

Tant qu'une obligation de dernier recours pèsera sur les fournisseurs, il sera nécessaire de définir des règles d'enchères simples permettant de garantir l'atteinte de l'objectif de souscription fixé par le ministre.

A ce titre, le nombre de produits commercialisés doit rester raisonnable et les plafonds fixés par la CRE (5 pour Teréga et 14 pour Storengy) sont trop élevés et devraient être réduits à 4 pour Teréga et 8 pour Storengy. Pour limiter le nombre de produits, Storengy doit impérativement travailler avec GRTgaz à la réduction des PITS pour prendre en compte la simplification de la structure du marché de gros du gaz après la fusion des zones Nord et Sud.

### **Question 3 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant les capacités invendues et les produits de court terme ?**

Eni est favorable à cette proposition.

### **Question 4 : Etes-vous favorable à la reconduction des règles des enchères de mars 2018 pour les prochaines commercialisations ?**

Eni est favorable à la reconduction de ces modalités.

### **Question 5 : Etes-vous favorable aux créneaux horaires proposés pour les jours d'enchère ?**

Eni est favorable aux créneaux horaires proposés.

### **Eni SpA**

Company share capital Euro 4,005,358,876.00 full paid up  
Rome Company Register, Tax Identification Number  
00484960588 VAT number 00905811006, R.E.A. Rome n. 756453  
Branches:  
Via Emilia, 1 and Piazza Ezio Vanoni, 1  
20097 San Donato Milanese (Milan) - Italy



**Question 6 : Etes-vous favorable aux modalités de publication envisagées ?**

Eni est sensible aux améliorations proposées par les opérateurs. Toutefois, Eni estime que le volume total attribué au cours de l'enchère, le prix d'adjudication de l'enchère ainsi que la demande totale faite par les participants devraient être rendus publics sur les sites internet des opérateurs et non communiqués uniquement aux détenteurs d'un compte utilisateur de la plateforme d'enchère.

**Question 7 : Etes-vous favorable au maintien des deux plateformes d'enchères distinctes, dans la mesure où leurs modalités d'utilisation sont harmonisées ?**

Eni aurait préféré la mise en place d'une plateforme unique. Toutefois, Eni se range à la proposition des opérateurs si elle permet de minimiser les coûts SI pour les utilisateurs et si elle garantit des modalités d'utilisation suffisamment harmonisées. À cet égard, Eni propose quelques points d'amélioration possibles à considérer :

<b>Teréga</b>	1) Ajouter la possibilité de télécharger les courbes de demande (cf. Storengy) 2) Publier des résultats des enchères dans un tableau simple (cf. Storengy)
<b>Storengy</b>	Augmenter la convivialité du SI (cf. Teréga), afin de réduire les nombreuses étapes de navigation avant d'atteindre l'écran souhaité

**Question 8 : Etes-vous favorable à un prix de réserve nul pour les enchères des capacités de stockage commercialisées pour N+1, hors stockage de gaz B ?**

Eni considère qu'un prix de réserve nul est important pour atteindre le niveau de souscription des stockages fixé par le ministre.

**Question 9 : Etes-vous favorable à la commercialisation de capacités de stockage pour N+2 à N+4 ?**

Eni y est favorable car elles permettront de donner de la visibilité et de lisser les effets financiers de l'accès des tiers aux stockages au bénéfice de l'ensemble des acteurs de marché.

**Question 10 : Etes-vous favorable à garder au moins 50 % de capacités à commercialiser pour N+1 ?**

**Question 11 : Etes-vous favorable à garder au moins 20% de capacités à commercialiser pour janvier et février pour des capacités injectées à partir d'avril ?**

Eni est favorable aux propositions de la CRE.

Eni est également favorable à ce qu'une quantité minimale soit proposée chaque année par les stockeurs pour les produits N+2 à N+4. Par exemple 30% du volume offert sur N+2, 15% sur N+3 et 5% sur N+4, sans tours supplémentaires en cas d'inventus.

**Question 12 : Etes-vous favorable à la formule de prix de réserve proposée par la CRE pour la commercialisation des capacités pour N+2 à N+4 ?**

Eni n'est pas favorable à la formule de prix proposée, qui ne répond à aucune logique de marché. En effet, le résultat des enchères de l'année N+1 ne reflète en rien les conditions de marché pour les années futures. De



même, l'utilisation du spread entre l'hiver et l'été N+2 pour la commercialisation des produits N+3 et N+4 ne présente pas plus de sens et ne saurait constituer un gage de commercialisation des capacités à leur valeur de marché.

Par ailleurs, Eni ne voit aucune réelle justification à la différenciation des prix de réserve entre les capacités annuelles et pluriannuelles. Eni recommande donc de fixer un prix de réserve nul pour toutes les enchères quelle que soit la maturité du produit. Il appartiendra aux acteurs du marché de se prononcer sur la valeur qu'ils attribuent à une réservation annuelle ou pluriannuelle.

Il convient de rappeler que si les souscriptions pluriannuelles peuvent présenter une valeur pour les fournisseurs, elles constituent également une valeur pour le système gazier français car elles apportent de la visibilité et de la stabilité aussi bien sur la sécurité d'approvisionnement que sur le coût du stockage. A ce titre les modalités d'enchères, y compris le prix de réserve, ne doivent pas constituer un frein artificiel à la souscription de capacités pluriannuelles.

**Question 13 : Etes-vous favorable au calendrier d'enchères proposé pour les capacités 2019-2020 ?**

Eni est favorable au calendrier d'enchères proposé pour les capacités 2019-2020.

**Question 14 : Etes-vous favorable à la fixation du calendrier annuel des enchères à compter du 1<sup>er</sup> mars 2019 ?**

Eni y est très favorable.

**Question 15 : Etes-vous favorable à la limite de 10 TWh au total par jour d'enchères, hors stockage de gaz B ?**

Eni y est favorable. La CRE devra également veiller à ce que cette limite soit répartie de manière différenciée entre les produits lorsque des produits de maturités différentes sont commercialisés le même jour pour éviter que des volumes trop importants soient proposés sur les maturités les plus lointaines (N+3, N+4) compte tenu du faible niveau de liquidité sur le marché pour ces produits.

**Question 16 : Quel calendrier annuel souhaitez-vous (incluant le nombre et les périodes des guichets par an, le nombre de semaines par guichet, le nombre de jours par semaine d'enchère) ? Etes-vous favorable à des guichets séparés entre la commercialisation des capacités pour N+1 et celles pour N+2 à N+4 ?**

Eni rejoint la position de la CRE concernant le calendrier : 3 à 4 périodes de guichets/an, 2 semaines par guichet et 3 jours d'enchères par semaine. Il serait cohérent de séparer les guichets N+1 des guichets N+2 à N+4.

**Question 17 : Quel délai de publication par les opérateurs du calendrier d'enchères précis (produits, quantités) vous semble préférable ?**

Une publication annuelle serait nécessaire. Cette publication doit être aussi précise que possible et avec un délai suffisant avant le démarrage des enchères.



**Question 18 : Etes-vous favorable aux modalités de commercialisation proposées pour les capacités de stockage de gaz B ?**

En premier lieu, Eni demande à la CRE de prendre en compte le gain tiré par Engie dans le cadre des enchères 2018 relatives aux capacités de stockage B lors de la prochaine évolution des tarifs de transport de gaz. En effet les coûts de GRTgaz relatifs au service de conversion B vers H contractualisé avec Engie étaient couverts dans le tarif ATRT sur la base du prix du stockage B avant la mise en œuvre des enchères, soit 7,38 €/MWh. Or, Engie a acheté le stockage B à un prix nul dans le cadre des enchères. La non-prise en compte du gain tiré par Engie conduirait à faire supporter aux utilisateurs du réseau un coût indu au seul bénéfice de l'opérateur historique.

En outre, Eni est très surpris par la formule proposée au regard de celle envisagée s'agissant des capacités pluriannuelles. Deux différences notables sont prises en compte sans aucune justification : aucune référence n'est faite au prix moyen des enchères pour les autres stockages et le spread est minoré des coûts auxquels s'ajoute une marge. La CRE indique que cette marge aurait vocation à couvrir les imprécisions dans les estimations des coûts. Eni ne peut que s'interroger sur cette différence de traitement, alors que par exemple les imprécisions dans les estimations de coûts seraient bien plus importantes dans le cas des produits pluriannuels.

Enfin, il ne nous semble pas envisageable de commercialiser selon des règles de marché (enchères) un produit qui bénéficie à un seul utilisateur. En effet, au regard du retour d'expérience des enchères passées et de la situation du gaz B en Europe il paraît peu probable qu'il y ait d'autres souscripteurs qu'Engie de capacités de stockage B dans le futur. Dans ces conditions, il nous paraît préférable de commercialiser ces capacités à un prix régulé défini par la CRE en fonction du coût de ces capacités et de les allouer au prorata des demandes avec une priorité d'accès pour Engie à hauteur des capacités nécessaires pour assurer la prestation de conversion contractualisée avec GRTgaz.