



## DELIBERATION N° 2018-202

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 septembre 2018 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2018

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

L'article L. 421-5-1 du code de l'énergie prévoit que « les capacités des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1 sont souscrites à l'issue d'enchères publiques. »

« Les modalités de ces enchères sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition des opérateurs de stockage. Les modalités des enchères comprennent notamment le calendrier de commercialisation des capacités, les prix de réserve des enchères, les produits commercialisés et le type d'enchères mises en œuvre. Elles sont publiées sur le site internet des opérateurs. »

« Les prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B réservent auprès des opérateurs de stockage, avant le démarrage des enchères, les capacités nécessaires à l'exercice de leurs missions, selon des modalités de commercialisation fixées par la Commission de régulation de l'énergie et pour lesquelles les opérateurs de stockage lui transmettent des propositions. [...] »

« Par exception au premier alinéa du présent article, des accords bilatéraux peuvent être conclus par la France avec un Etat membre de l'Union européenne ou un Etat membre de l'Association européenne de libre-échange pour prévoir des réservations de capacités de stockage auprès des opérateurs de stockage avant le démarrage des enchères, selon des modalités de commercialisation fixées par la Commission de régulation de l'énergie et pour lesquelles les opérateurs de stockage lui transmettent des propositions. »

La CRE a fixé les modalités d'enchères pour la commercialisation des capacités de stockage pour l'année 2018-2019 dans la délibération du 22 février 2018<sup>1</sup>.

Les enchères qui se sont déroulées du 5 au 26 mars 2018, en application de cette délibération, ont permis de vendre la quasi-totalité des capacités pour l'année de stockage 2018-2019, dépassant ainsi le niveau minimal nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2018-2019 fixé par l'arrêté du 13 mars 2018<sup>2</sup>.

La délibération du 22 février 2018 a également permis la création de la Concertation stockage, au sein de laquelle les opérateurs de stockage ont pu mener un retour d'expérience de cette première commercialisation et étudier des évolutions éventuelles pour les commercialisations suivantes.

A l'issue de ces réunions et conformément à la délibération du 22 février 2018, Teréga et Storengy ont soumis à la CRE, fin juin 2018, leurs propositions détaillées concernant les modalités de commercialisation des capacités de stockage à compter d'octobre 2018. Afin de recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces propositions, la CRE a procédé à une consultation publique du 11 juillet 2018 au 27 août 2018. Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE.

<sup>1</sup> Délibération de la CRE du 22 février 2018 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de mise en œuvre de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel en France

<sup>2</sup> Arrêté du 13 mars 2018 relatif aux stocks minimaux de gaz naturel pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1<sup>er</sup> novembre 2018 et le 31 mars 2019

# SOMMAIRE

<b>1. SYNTHÈSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>3</b>
<b>2. CALENDRIER .....</b>	<b>3</b>
2.1 COMMERCIALISATION DES CAPACITES DE STOCKAGE D'AVRIL 2019 A MARS 2020 .....	3
2.2 COMMERCIALISATION DES CAPACITES DE STOCKAGE POUR LES ANNEES SUIVANTES.....	4
2.3 CALENDRIER DE COMMERCIALISATION DES CAPACITES DE STOCKAGE POUR LES ANNEES SUIVANTES .....	4
2.3.1 Proposition de la consultation publique .....	4
2.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	5
2.3.3 Analyse et décision de la CRE .....	6
2.4 PUBLICATION ANNUELLE DES PRODUITS ET DU CALENDRIER DETAILLE .....	7
2.5 REPORT DE COMMERCIALISATION DES CAPACITES INVENDUES .....	7
<b>3. PRODUITS ET SERVICES .....</b>	<b>8</b>
3.1 PRODUITS STANDARDS .....	8
3.2 PRODUITS SPECIFIQUES .....	8
3.3 SERVICES ADDITIONNELS .....	9
<b>4. MODALITES D'ENCHERES .....</b>	<b>9</b>
4.1 TYPE D'ENCHERES .....	9
4.2 HORAIRE DES ENCHERES ET CONTRAINTES DE PUBLICATION DES RESULTATS .....	9
4.3 PLATEFORMES D'ENCHERES .....	10
4.4 PRIX DE RESERVE .....	10
4.4.1 Propositions de la consultation publique .....	10
4.4.2 Synthèses des réponses à la consultation publique .....	11
4.4.3 Analyse et décision de la CRE .....	11
<b>5. CAS PARTICULIERS .....</b>	<b>12</b>
5.1 STOCKAGE EN GAZ B .....	12
5.2 PRIORITE D'ACCES CONSECUTIVE A UN ACCORD INTER-ETAT .....	13
<b>DECISION DE LA CRE .....</b>	<b>15</b>

## 1. SYNTHÈSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE

Dans le cadre de la consultation publique, 28 contributions ont été adressées à la CRE :

- 17 proviennent d'expéditeurs et d'associations d'expéditeurs ;
- 4 proviennent d'industriels et d'associations d'industriels ;
- 5 proviennent de gestionnaires d'infrastructures ;
- 2 proviennent d'autres associations ou organismes.

Il ressort des réponses à la consultation publique que les acteurs de marché comme les opérateurs d'infrastructures sont globalement satisfaits du déroulement des enchères et des règles de commercialisation des capacités de stockage 2018-2019. Néanmoins, plusieurs contributeurs considèrent que la concentration des ventes de l'ensemble des capacités de stockage d'une année sur seulement trois semaines d'enchères, en mars 2018 (liée aux délais contraints de mise en œuvre de la réforme du stockage) est le principal point négatif de la campagne 2018-2019. La mise en vente d'importants volumes de stockages en quelques jours a en effet conduit à un effondrement du *spread*.

Les propositions pour la commercialisation à compter d'octobre 2018 décrites dans la consultation publique font en conséquence majoritairement consensus. Elles consistent à reconduire les modalités qui ont donné satisfaction, et à introduire des adaptations visant notamment à déconcentrer les ventes en proposant un calendrier sur le long terme.

Les positions des acteurs sont partagées concernant la commercialisation de capacités de stockage plusieurs années en avance et la répartition dans le temps des enchères, en particulier concernant l'articulation des différents guichets d'enchères.

## 2. CALENDRIER

### 2.1 Commercialisation des capacités de stockage d'avril 2019 à mars 2020

Teréga et Storengy souhaitent publier au plus tard le 15 octobre 2018 le calendrier des enchères, avec les produits et quantités proposés à chaque créneau d'enchère. Afin de permettre aux clients de préparer leur stratégie d'achat, un délai d'un mois entre cette publication et le début des enchères est prévu.

Les opérateurs proposent une commercialisation entre mi-novembre et février avec, chaque mois, deux semaines de commercialisation de trois jours, du mardi au jeudi. La commercialisation aurait lieu les semaines 46, 47, 50 et 51 de 2018 et 3, 4, 7 et 8 de 2019. Les enchères de Teréga se déroulant le mardi et celles de Storengy le mercredi et le jeudi, avec jusqu'à trois enchères par jour (cf. 4.2).

nov-18	déc-18	janv-19	févr-19
Jeu 1	Sam 1	Mar 1	Ven 1
Ven 2	Dim 2	Mer 2	Sam 2
Sam 3	Lun 3	Jeu 3	Dim 3
Dim 4	Mar 4	Ven 4	Lun 4
Lun 5	Mer 5	Sam 5	Mar 5
Mar 6	Jeu 6	Dim 6	Mer 6
Mer 7	Ven 7	Lun 7	Jeu 7
Jeu 8	Sam 8	Mar 8	Ven 8
Ven 9	Dim 9	Mer 9	Sam 9
Sam 10	Lun 10	Jeu 10	Dim 10
Dim 11	Mar 11 Teréga	Ven 11	Lun 11
Lun 12	Mer 12 Storengy	Sam 12	Mar 12 Teréga
Mar 13 Teréga	Jeu 13 Storengy	Dim 13	Mer 13 Storengy
Mer 14 Storengy	Ven 14	Lun 14	Jeu 14 Storengy
Jeu 15 Storengy	Sam 15	Mar 15 Teréga	Ven 15
Ven 16	Dim 16	Mer 16 Storengy	Sam 16
Sam 17	Lun 17	Jeu 17 Storengy	Dim 17
Dim 18	Mar 18 Teréga	Ven 18	Lun 18
Lun 19	Mer 19 Storengy	Sam 19	Mar 19 Teréga
Mar 20 Teréga	Jeu 20 Storengy	Dim 20	Mer 20 Storengy
Mer 21 Storengy	Ven 21	Lun 21	Jeu 21 Storengy
Jeu 22 Storengy	Sam 22	Mar 22 Teréga	Ven 22
Ven 23	Dim 23	Mer 23 Storengy	Sam 23
Sam 24	Lun 24	Jeu 24 Storengy	Dim 24
Dim 25	Mar 25	Ven 25	Lun 25
Lun 26	Mer 26	Sam 26	Mar 26
Mar 27	Jeu 27	Dim 27	Mer 27
Mer 28	Ven 28	Lun 28	Jeu 28
Jeu 29	Sam 29	Mar 29	
Ven 30	Dim 30	Mer 30	
	Lun 31	Jeu 31	

La CRE a proposé, dans la consultation publique, de limiter la commercialisation à 10 TWh par jour, hors stockage de gaz B alors que les opérateurs avaient proposé 15 TWh par jour et par échéance.

Les capacités invendues d'une enchère pourront être ajoutées aux capacités commercialisées lors des enchères suivantes du même produit, ou bien sur un créneau d'enchère inutilisé, en respectant la limite de 10 TWh par jour. L'opérateur devra communiquer sur ce type de report au plus tard 3 jours ouvrés avant l'enchère sur laquelle les capacités invendues sont reportées (par exemple, le jeudi pour le mardi suivant, si le vendredi et le lundi entre les deux sont des jours ouvrés).

Par ailleurs, la CRE demande aux opérateurs de proposer toutes les capacités disponibles lors de la phase de commercialisation initiale du 13 novembre 2018 au 21 février 2019.

La quasi-totalité des répondants à la consultation publique sont favorables à ce calendrier. La CRE retient donc les modalités proposées ci-dessus pour la commercialisation des capacités de stockage d'avril 2019 à mars 2020.

## **2.2 Commercialisation des capacités de stockage pour les années suivantes**

Storengy et Teréga souhaitent pouvoir proposer au cours d'une même année des capacités pour plusieurs années de stockage ultérieures, conformément à la demande exprimée par certains acteurs.

Les opérateurs souhaitent cependant que la commercialisation pluriannuelle des capacités de stockage soit assortie de deux conditions :

- une limite aux quantités commercialisables par échéance ;
- un prix de réserve calculé selon une formule définie préalablement, positif ou au minimum nul.

En effet, les opérateurs de stockage soulignent que tous les clients n'ont pas la possibilité de s'engager sur des horizons aussi longs. En outre, les marchés de gros du gaz sont moins liquides pour les produits saisonniers au-delà de l'année suivante. La probabilité serait donc plus élevée que les capacités commercialisées pour ces échéances ne trouvent pas preneur.

En réponse à la consultation publique, la majorité des expéditeurs expriment leur intérêt pour la possibilité d'acheter des capacités de stockage avec plusieurs années d'avance, notamment car ils proposent des offres pluriannuelles à leurs clients. Plusieurs d'entre eux indiquent que la commercialisation pluriannuelle apporte de la visibilité et permet de minimiser le risque de volatilité des recettes d'enchères. Deux industriels ou associations d'industriels sont opposés à la commercialisation des capacités de stockage plusieurs années en avance, qu'ils estiment prématurée alors que le nouveau mode de commercialisation aux enchères est très récent.

La plupart des expéditeurs sont favorables à limiter les quantités commercialisées selon les échéances, afin de garantir qu'il reste des quantités significatives de capacités à commercialiser sur les échéances les plus proches de la période d'injection.

La plupart des expéditeurs souhaitent que le prix de réserve des enchères pluriannuelles des capacités soit nul, comme pour les enchères portant sur les capacités de l'année suivante, afin que le prix d'adjudication reflète la valeur de marché des capacités. Certains expéditeurs souhaitent au contraire des prix de réserve non nuls pour les enchères pluriannuelles des capacités, afin de garantir un revenu suffisant aux opérateurs.

Deux industriels ou associations d'industriels soulignent qu'il existe un risque que les recettes d'enchères soient moindres et que le montant de la compensation stockage payée dans le tarif de transport (calculée par différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par ces derniers) augmente ou soit plus volatil, rendant plus complexe l'estimation du coût du stockage pour les consommateurs industriels.

La CRE estime que la commercialisation des capacités de stockage pour plusieurs années permettra de déconcentrer les ventes dans le temps et de donner de la visibilité au marché. Néanmoins, étant donné l'incertitude sur la demande à des horizons de plus long terme et la moindre liquidité des produits saisonniers au-delà de l'année suivante, elle fixe des limites de capacités commercialisables par échéance (cf. 2.3.3), ainsi qu'un prix de réserve fondé sur une formule de type *spread* - coûts. En effet, le prix de réserve nul a été fixé pour les dernières enchères avant la période d'injection des capacités compte tenu de l'objectif prioritaire de souscription des capacités en quantité suffisante. Pour les enchères antérieures à l'hiver précédant la période d'injection, cet objectif n'est pas prioritaire puisque les capacités peuvent être vendues ultérieurement.

## **2.3 Calendrier de commercialisation des capacités de stockage pour les années suivantes**

### **2.3.1 Proposition de la consultation publique**

Teréga et Storengy proposent que le calendrier des enchères à compter du 1<sup>er</sup> mars 2019 soit défini afin de donner la meilleure lisibilité aux acteurs de marché. Les capacités seraient commercialisées lors de guichets de plusieurs semaines, à des périodes fixes de l'année. Les guichets seraient constitués de semaines de 3 jours, du mardi au jeudi, avec 3 créneaux d'enchères par jour, et un seul produit par créneau d'enchères. Les jours seraient attribués

de manière tournante entre Storengy et Teréga, changeant à chaque nouvelle année de stockage, à raison de 2 jours de commercialisation pour Storengy et d'un jour de commercialisation pour Teréga par semaine.

Les opérateurs de stockage ont proposé deux options de calendrier dans la consultation publique. Quelle que soit l'option retenue, les opérateurs finaliseraient et publieraient en octobre de l'année précédant l'année de stockage concernée les caractéristiques précises des produits proposés, notamment le débit ramené au volume, ces caractéristiques dépendant de critères techniques liés à l'utilisation des stockages les années passées. Les caractéristiques des produits commercialisés avant cette date resteraient garanties, y compris s'ils ne sont pas reproposés avec des caractéristiques identiques.

Par exemple, un produit pour l'année de stockage 2020-2021 serait commercialisé avec un certain débit par rapport au volume acheté avant octobre 2019. Ce débit par rapport au volume est garanti. Ensuite, le même produit pourrait être commercialisé avec un débit par rapport au volume différent à partir des guichets débutant après octobre 2019.

Dans la consultation publique, la CRE a indiqué être favorable au principe d'un calendrier annuel avec 3 à 4 guichets, avec des guichets de 2 à 3 semaines, et des semaines de 3 à 4 jours d'enchères. Elle a également proposé de limiter la commercialisation à 10 TWh par jour, hors stockage de gaz B (voir partie 2.6), et sans distinction par échéance, alors que les opérateurs avaient proposé 15 TWh par jour et par échéance.

Les opérateurs ont proposé des limites de commercialisation pluriannuelle pour les capacités de l'année N :

- 10 % maximum des capacités peuvent être commercialisées en N-4 ;
- 20 % maximum des capacités peuvent être commercialisées en N-3 (donc il reste au minimum 70 % des capacités à commercialiser en N-2 et pour N-1) ;
- 30 % maximum des capacités peuvent être commercialisés en N-2 (donc il reste au minimum 40 % des capacités à commercialiser en N-1). Les opérateurs ont également proposé qu'au moins 20% des capacités pour l'année N soient préservées pour janvier N et février N.

La CRE a proposé qu'une unique limite d'au moins 50 % des capacités à commercialiser en N-1 s'applique.

### 2.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Si la plupart des expéditeurs sont favorables à ce que des capacités soient commercialisées plusieurs années en avance, une partie d'entre eux ne sont pas favorables à commercialiser jusqu'à 4 ans en avance. En particulier, un expéditeur indique que les produits saisonniers (*Summer* et *Winter*) sur le marché du gaz ne sont pas cotés sur les échéances correspondantes en N-4 et N-3 pour des livraisons au PEG. Seuls deux expéditeurs soulignent l'intérêt de commercialiser à cet horizon, qui correspond à celui d'offres pluriannuelles proposées à leurs clients.

Une association d'industriels est favorable à cette commercialisation pluriannuelle dans un souci de visibilité, alors que deux autres sont défavorables, craignant une commercialisation plus complexe et une compensation stockage plus lourde, conduisant *in fine* à un coût du stockage supérieur pour les industriels.

Les réponses concernant les limites de quantités commercialisées aux différentes échéances découlent de ces positions. Ainsi, la plupart des acteurs sont favorables aux propositions de la CRE d'un minimum de 50% de capacités restant à commercialiser en N-1 et de 20% en janvier et février pour des capacités injectées à partir d'avril. Une part significative des acteurs souhaite même fixer des minimums plus importants sur ces échéances de court terme, et proposent de fixer des quantités maximums par échéance N-4, N-3 et N-2. Seuls deux expéditeurs souhaitent que les opérateurs de stockage soient contraints de vendre certaines quantités minimales sur ces échéances.

La majorité des répondants souhaite une concentration des créneaux de ventes pendant l'hiver gazier (novembre à février) plutôt que sur le reste de l'année, ainsi que des guichets séparés entre les enchères des capacités de l'année N et celles des années suivantes.

Concernant la publication du calendrier avec les jours d'enchères, les produits et les quantités proposées à chaque créneau, la quasi-totalité des acteurs est favorable à une publication annuelle, avec au moins un mois de préavis par rapport au premier guichet d'enchères. Les opérateurs de stockage souhaitent de la souplesse pour pouvoir adapter les quantités proposées aux enchères de N-4 à N-2, notamment afin de tenir compte du retour d'expérience des guichets précédents.

Concernant la limite de capacités commercialisables chaque jour, la majorité des acteurs est favorable à la limite de 10 TWh, hors gaz B, toutes échéances confondues, proposée par la CRE. Quelques expéditeurs soulignent qu'une limite de 15 TWh suffit, tandis qu'un expéditeur souhaite une limite de 10 TWh par échéance. Enfin, un industriel souhaite qu'il soit prévu, à terme, de ramener le volume commercialisé par jour à un niveau de 5 TWh.

### 2.3.3 Analyse et décision de la CRE

La CRE constate qu'il existe un intérêt de la part des expéditeurs pour la commercialisation sur plusieurs années des capacités de stockage, en particulier en tant qu'elle permet de donner une meilleure visibilité.

La CRE estime de plus que l'initiation de la commercialisation des capacités plusieurs années en avance, et selon un calendrier clairement prédéfini, présente un intérêt du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. En effet, des capacités seraient ainsi vendues plus tôt dans le temps, renforçant la probabilité que les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement soient souscrites. De plus, la déconcentration dans le temps des ventes pourrait avoir un impact positif sur les recettes d'enchères, en évitant un effondrement du *spread* tel qu'observé en mars 2018, lorsque des quantités importantes sont mises sur le marché sur une période réduite.

Cependant, il ressort des réponses à la consultation publique que les acteurs ne sont pas favorables à la commercialisation anticipée d'importants volumes de capacités. Celle-ci présente effectivement des désavantages sur les horizons les plus lointains, du fait de la moindre liquidité des marchés sur ces échéances. De plus, l'accès à des capacités de stockage au cours de l'hiver avant le début de la période d'injection doit être garanti pour les expéditeurs qui ne peuvent pas s'engager sur plusieurs années, ou ceux qui souhaitent pouvoir ajuster leurs souscriptions en fonction des derniers mouvements de leur portefeuille de consommateurs.

En tenant compte de ces éléments, la CRE décide d'introduire la commercialisation pluriannuelle de capacités, en autorisant les opérateurs de stockage à commercialiser des capacités de stockage jusqu'à 4 ans avant, mais en définissant des minimums de capacités qui doivent rester commercialisables à mesure que se rapproche la période d'injection de ces capacités. Par ailleurs, la CRE ne souhaite pas contraindre les opérateurs à commercialiser plusieurs années en avance.

La CRE fixe le calendrier de commercialisation suivant :

	janv.	fev.	mars	avril	mai	juin	juil.	août	sept.	oct.	nov.	dec.
2018										publication	commercialisation capas 19-20 ; capas 19-20	
2019	capacités 2019-2020 capas 19-20 ; capas 19-20		capas invendues restantes 19-20			capas 20-21 ; 21-22 ; 22-23				publication	capas 20-21 ; 21-22 ; 22-23 ; 23-24	
2020	capas 20-21	capas 20-21	capas invendues restantes 20-21			capas 21-22 ; 22-23 ; 23-24				publication	capas 21-22 ; 22-23 ; 23-24 ; 24-25	
2021	capas 21-22	capas 21-22	capas invendues restantes 21-22			capas 22-23 ; 23-24 ; 24-25				publication	capas 22-23 ; 23-24 ; 24-25 ; 25-26	
2022	capas 22-23	capas 22-23	capas invendues restantes 22-23			capas 23-24 ; 24-25 ; 25-26				publication	capas 23-24 ; 24-25 ; 25-26 ; 26-27	
2023	capas 23-24	capas 23-24	capas invendues restantes 23-24	...et ainsi de suite								

A l'exception de la commercialisation des capacités de stockage 2019-2020, dont le calendrier est présenté au 2.1, la commercialisation se fera annuellement sur 4 guichets de 3 semaines, les opérateurs publiant le calendrier détaillé de commercialisation chaque année en octobre, au plus tard un mois avant le début du guichet de novembre, pour tous les guichets sur un an :

- le guichet de novembre débute le 1<sup>er</sup> mardi après le 11 novembre (si le 11 novembre est un mardi, le guichet débute le mardi 18) ;
- les guichets de janvier, février et juin débutent le 2<sup>ème</sup> mardi du mois.

En particulier, le calendrier détaillé du guichet de juin 2019, qui débutera donc le mardi 11 juin 2019 et s'achèvera le jeudi 27 juin 2019, sera publié en octobre 2018 en même temps que le calendrier de commercialisation des capacités 2019-2020.

Chaque guichet est constitué de 3 semaines de 3 jours du mardi au jeudi, dont 2 jours pour Storengy et 1 jour pour Teréga, avec une rotation annuelle des jours de la semaine entre Storengy et Teréga, introduite par la publication annuelle en octobre. Ainsi, Teréga organisera les enchères le mardi lors des guichets de novembre 2018 à juin 2019, puis le mercredi lors des guichets de novembre 2019 à juin 2020, puis le jeudi lors des guichets de novembre 2020 à juin 2021, et ainsi de suite. Jusqu'à 3 enchères pourront avoir lieu par jour (voir les horaires des créneaux d'enchères au 4.2).

#### Limites de commercialisation par échéance et par jour

Les capacités de stockage de l'année *N* (injections à partir d'avril *N*) pourront être commercialisées à partir de novembre *N-4*, avec au moins 95 % restant à commercialiser à partir de novembre *N-3*, 80 % à partir de novembre *N-2* et 50% à partir du 1<sup>er</sup> janvier *N*.

Les guichets de janvier et février *N* sont exclusivement réservés à la commercialisation des capacités de stockage de l'année *N*.

Autrement dit, les capacités de l'année *N* peuvent être commercialisés à :

- 5% lors des guichets de novembre *N-4* et juin *N-3* ;
- 15% supplémentaires lors des guichets de novembre *N-3* et juin *N-2* (jusqu'à 20% sur ces guichets si aucune capacité n'a été commercialisée lors des guichets précédents) ;
- 30% supplémentaires lors des guichets de novembre *N-2*, juin *N-1* et novembre *N-1* (jusqu'à 50% sur ces guichets si aucune capacité n'a été commercialisée lors des guichets précédents) ;
- et donc au minimum 50% lors des guichets de janvier et février *N*.

Storengy et Teréga devront commercialiser au maximum 10 TWh par jour de capacités *N* lors des guichets de juin *N-1*, novembre *N-1*, janvier *N* et février *N*, hors stockage en gaz B (voir 5.1), et au maximum 5 TWh par jour pour l'ensemble des autres échéances sur les guichets de novembre et de juin.

## **2.4 Publication annuelle des produits et du calendrier détaillé**

La proposition de publication annuelle des produits et du calendrier détaillé fait l'objet d'un consensus dans les réponses à la consultation publique.

Chaque année, en octobre, Storengy et Teréga devront publier sur leur site Internet la liste des produits qu'ils proposent avec leurs caractéristiques précises, qui comprennent notamment le débit ramené au volume.

Ils publieront également, au plus tard 1 mois avant le début du guichet de novembre, le calendrier détaillé de l'ensemble des enchères prévues jusqu'à la publication de l'année suivante.

Ce calendrier précisera les capacités de stockage commercialisées à chaque créneau d'enchère, avec l'échéance (l'année de stockage pour laquelle les capacités sont vendues), le nom du produit et la quantité.

Les deux opérateurs devront également publier un calendrier détaillé commun sur le site de la Concertation stockage.

Les opérateurs devront publier le règlement des enchères sur leur site Internet.

Concernant la commercialisation pluriannuelle des capacités, Storengy et Teréga pourront adapter les volumes des capacités offertes à la vente à l'occasion d'un guichet en fonction du retour d'expérience du guichet précédent.

Compte tenu du délai de 8 mois entre le 1<sup>er</sup> guichet de vente pluriannuelle des capacités (novembre) et le 2<sup>e</sup> (juin *N+1*), les opérateurs de stockage pourront ajuster entre -50 % et +100 % les quantités finalement commercialisées sur le guichet de juin par rapport à la quantité publiée en octobre de l'année précédente, dans la limite des quantités journalières autorisées. Ils devront publier la quantité exacte commercialisée au plus tard 1 mois avant le début du guichet.

Par exemple, lors de la publication annuelle du calendrier d'enchères en octobre 2019, un opérateur peut fixer une enchère d'un produit de stockage pour l'année 2021-2022 lors d'un jour du guichet de juin 2020 en publiant une quantité de 2 TWh. Il devra publier 1 mois avant le premier jour du guichet de juin 2020 la quantité commercialisée lors de cette enchère, comprise dans la fourchette de 1 à 4 TWh.

## **2.5 Report de commercialisation des capacités invendues**

Si des capacités commercialisées lors d'une enchère ne sont pas totalement attribuées car la demande n'est pas suffisante, Teréga et Storengy pourront ajouter la quantité invendue lors des enchères suivantes du même produit, ou bien sur un créneau d'enchère inutilisé, en informant du report avec un préavis de 3 jours ouvrés. Par exemple, ils peuvent informer le marché le jeudi d'un report de quantité précédemment invendue sur une enchère du mardi de la semaine suivante (si le vendredi et le lundi entre les deux sont des jours ouvrés). Cependant, la quantité totale

commercialisée au cours d'une journée, en comptant les reports de capacité invendue, ne peut excéder les limites journalières définies précédemment.

A l'issue du guichet de février N, la totalité des capacités de stockage de l'année N ayant été proposées, deux cas peuvent se présenter :

- si les seuils minimaux nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement, fixés par arrêté, ne sont pas atteints, alors la commercialisation des capacités sous forme de produits standards se poursuit jusqu'à l'atteinte de ces seuils ;
- si ces seuils minimaux sont atteints, ou qu'ils ne sont pas publiés, les opérateurs ont alors le choix de proposer ou non les éventuelles capacités invendues sous forme de produits non standards, ainsi que sous forme de produits de « court-terme » (voir 3.2).

Dans l'hypothèse où des produits autres que les produits standards seraient commercialisés, la CRE demande aux opérateurs que ces produits soient commercialisés en toute transparence, en publiant une semaine avant chaque vente les caractéristiques précises des produits proposés ainsi que les volumes de capacité qui leur sont associés. Par ailleurs, les ventes se dérouleront selon des modalités identiques à la phase de commercialisation initiale en termes de règles d'enchères et de prix de réserve.

### **3. PRODUITS ET SERVICES**

#### **3.1 Produits standards**

Un produit de stockage dit « standard » correspond à l'ensemble des capacités commercialisées à un PITS donné avec les mêmes caractéristiques d'injection et de soutirage. Les opérateurs proposent de publier les caractéristiques de ces produits chaque année au mois d'octobre.

Certains acteurs de marché ont demandé dans le cadre de la Concertation stockage que l'offre des opérateurs de stockage soit simplifiée autant que possible. Néanmoins Storengy et Teréga souhaitent conserver la possibilité de proposer des produits standards aux performances différentes, afin de répondre aux besoins spécifiques de tous les acteurs de marché. Les opérateurs ne souhaitent donc pas être contraints dans le nombre de produits standards à commercialiser.

Si une limite sur le nombre de produits devait s'appliquer, Storengy propose que la contrainte soit définie par PITS, par souci d'équité entre les opérateurs. En effet, Storengy commercialisera des capacités sur 5 PITS (Sud-Est, Atlantique, Nord-Est, Nord-Ouest, Nord B) et Teréga sur un PITS (Sud-Ouest). La commercialisation du stockage de Manosque, détenu par Géométhane, est réalisée par Storengy.

La CRE a proposé dans sa consultation publique de reconduire la limite de 14 produits pour Storengy et de 5 pour Teréga fixée dans la délibération du 22 février 2018. Lors de la commercialisation des capacités 2018-19, les opérateurs avaient commercialisé un nombre inférieur à cette limite, respectivement 8 produits par Storengy et 3 par Teréga.

Les répondants à la consultation publique sont majoritairement favorables à la proposition de la CRE. Certains industriels et expéditeurs estiment que fixer une limite n'est pas nécessaire et que les opérateurs doivent être libres de construire leur offre, alors que plusieurs expéditeurs souhaitent que la limite du nombre de produits soit abaissée pour garantir la plus grande simplicité.

La CRE considère que les opérateurs sont les mieux à même de définir l'offre de produits qui permette de satisfaire leurs clients. Elle souligne néanmoins que l'offre doit rester simple et lisible, avec des produits aux caractéristiques suffisamment uniformes pour assurer la liquidité des enchères. Elle décide de reconduire la limite de 14 produits pour Storengy et 5 pour Teréga.

#### **3.2 Produits spécifiques**

Teréga et Storengy proposent de mettre aux enchères 100% des capacités disponibles pour une année de stockage lors des guichets définis dans le calendrier au 2.3.3. L'année de stockage commence le 1<sup>er</sup> avril, date de début des injections, et s'achève au 31 mars de l'année civile suivante.

Par ailleurs, Teréga et Storengy souhaiteraient pouvoir commercialiser, après cette phase de commercialisation, c'est-à-dire à l'issue du guichet de février, des produits « de court terme » répondant à des besoins complémentaires du marché si des capacités s'avèrent techniquement disponibles. Ces produits de court terme ne viennent pas réduire les capacités proposées lors des ventes de produits standards.

A titre d'illustration, de tels produits pourraient notamment être proposés dans le cas de sites en travaux remis en service en cours d'année, d'offres contre-saisonniers, ou dans le cas de capacités de stockage disponibles supérieures à celles anticipées lors des ventes de produits standards.



Les répondants à la consultation publique n'ont pas formulé de remarque à propos de ces produits « de court-terme ».

La CRE retient la proposition des opérateurs de stockage.

**3.3 Services additionnels**

Les services additionnels proposés par Storengy et Teréga sont des services, gratuits ou payants, permettant d'ajouter de la valeur aux souscriptions de stockage sans pour autant réduire la capacité mise en vente sous la forme de produits de stockage. Ils sont détaillés sur les sites internet des opérateurs.

Parmi les services proposés figurent l'injection et le soutirage du gaz dans les stockages, dont le prix est actuellement nul. Dans leurs réponses sur le prix de réserve, plusieurs expéditeurs ont souligné l'importance de garder ces prix nuls.

A ce jour, Storengy et Teréga n'envisagent que quelques ajustements dans la mise en œuvre et/ou dans la tarification des services additionnels. Toutefois, les opérateurs de stockage souhaitent rester libres de définir de ces services dans le but de satisfaire au maximum les besoins des clients et dans la mesure où ces services n'ont pas d'impact sur les produits de base.

Comme pour la première année de commercialisation, la CRE n'est pas opposée à ce que ces services additionnels soient reconduits selon des modalités proches des modalités actuelles, transparentes et non discriminatoires, publiées par les opérateurs sur leur site internet.

**4. MODALITES D'ENCHERES**

**4.1 Type d'enchères**

Teréga et Storengy proposent de reconduire les règles d'enchères appliquées pour la commercialisation de mars 2018. Pour rappel, ces règles prévoient des enchères à *fixing*, correspondant à une enchère où les acteurs transmettent leurs courbes de demande / prix aux opérateurs pour un produit de stockage donné durant le même créneau, sans tours d'enchères successifs. L'attribution, à l'issue d'une enchère, se fait avec un prix d'adjudication identique pour tous les acheteurs (*pay as cleared*), au prix maximum auquel toute la capacité offerte est attribuée.

Le fonctionnement précis de ces enchères est détaillé dans la délibération de la CRE du 22 février 2018.

La quasi-totalité des répondants à la consultation publique sont favorables à la reconduction des règles des enchères de mars 2018. Seul un industriel demande que l'adjudication se fasse en *pay-as-bid* (prix différent pour chaque offre sélectionnée) et non en *pay-as-clear* (prix d'adjudication unique à chaque enchère). Plusieurs expéditeurs souhaitent la création d'un groupe de travail au sein de la Concertation stockage, proposé par les opérateurs, pour réfléchir à la mise en place d'enchères ascendantes à plusieurs tours.

En conséquence, la CRE décide de reconduire les règles d'enchères définies par la délibération du 22 février 2018. Elle demande également à Storengy et Teréga de créer un groupe de travail dédié aux règles d'enchères au sein de la Concertation stockage.

**4.2 Horaire des enchères et contraintes de publication des résultats**

Storengy et Teréga proposent que trois enchères indépendantes (sur des produits différents) puissent avoir lieu sur une journée d'enchères, respectant des créneaux horaires fixes. Un seul produit est commercialisé par enchère. Les trois enchères pour un jour J seraient ouvertes à 10h en J-1, avec la possibilité de remettre des offres sur la plateforme d'enchère à partir de cet horaire. Ces 3 enchères se clôtureraient successivement en J comme suit :

Enchères	Ouverture le jour J-1	Clôture le jour J
Produit 1	10h00	11h00
Produit 2	10h00	13h00
Produit 3	10h00	15h00

Les opérateurs publieraient les résultats au plus tard une heure après une enchère. Chaque participant connaîtra la capacité qui lui a été attribuée ainsi que le prix d'adjudication. L'ensemble des détenteurs d'un compte utilisateur de la plateforme d'enchère pourront également voir 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.

Ainsi, les résultats de l'enchère du Produit 1 du tableau ci-dessus seraient publiés au plus tard à 12h, ceux du Produit 2 à 14h et ceux du Produit 3 à 16h.



La quasi-totalité des répondants à la consultation publique sont favorables aux créneaux proposés. Certains expéditeurs remettent cependant en cause le créneau de 13h, l'un souhaitant qu'il soit déplacé à 12h, et deux autres qu'il soit supprimé.

Concernant la publication des résultats, la quasi-totalité des répondants est favorable à la proposition présentée dans la consultation publique. Un expéditeur souhaiterait que les informations relatives aux résultats de l'enchère soient publiées 30 minutes après la clôture de celle-ci, tandis qu'un autre expéditeur demande à ce qu'elles le soient directement sur le site internet des opérateurs. Deux expéditeurs demandent à ce que soit publiée également la courbe agrégée des demandes remises au cours d'une enchère, en plus de la demande totale.

La CRE retient les trois créneaux quotidiens proposés par les opérateurs. Ceux-ci devront utiliser en priorité les créneaux de 11h et de 15h, le créneau de 13h ne servant qu'en supplément. Les opérateurs indiquent ainsi qu'ils n'envisagent pas de procéder systématiquement à 3 enchères par jour, mais peuvent être amenés à le faire.

La CRE demande aux opérateurs de faire leurs meilleurs efforts pour publier sur leur site internet au plus tôt après la clôture de l'enchère, et dans la limite d'une heure, les résultats : quantité vendue, prix d'adjudication et demande totale. Ils communiqueront également à chaque participant la quantité qui lui est allouée. Ils publieront en outre à l'issue de chaque guichet d'enchères les courbes de demandes agrégées de chaque enchère, sauf pour les enchères dont les opérateurs considèrent que le nombre de participants n'est pas suffisant pour garantir la confidentialité des demandes.

### **4.3 Plateformes d'enchères**

Storengy et Teréga proposent de conserver deux plateformes distinctes, en harmonisant l'ergonomie de ces plateformes, et en offrant la possibilité pour les deux de recevoir une courbe de demande à partir d'un même modèle de fichier Excel. Les modalités d'utilisation des deux plateformes seraient ainsi similaires pour les participants aux enchères.

La quasi-totalité des acteurs ne sont pas opposés au maintien de deux plateformes, à la condition où celles-ci sont harmonisées et dans la mesure où il s'agit de la solution moins coûteuse. Seuls deux expéditeurs demandent la mise en place d'une plateforme unique.

La CRE autorise donc les opérateurs à conserver chacun sa plateforme d'enchères, celles-ci devant être harmonisées notamment sur les fonctionnalités suivantes :

- la possibilité pour un participant de remettre sa demande à partir d'un fichier Excel, selon un modèle unique ;
- la possibilité pour un expéditeur de modifier sa demande après validation directement sur la plateforme, et sans avoir besoin d'appeler l'opérateur, tant que l'enchère n'est pas clôturée ;
- l'harmonisation de l'ergonomie et la présentation des résultats d'enchères.

### **4.4 Prix de réserve**

#### **4.4.1 Propositions de la consultation publique**

Storengy et Teréga proposent le maintien d'un prix de réserve nul pour les produits commercialisés pour l'année de stockage suivante, hors stockage de gaz B (dont le cas particulier est traité au 5.1). Ils estiment que ce prix de réserve unique pour l'ensemble des produits, simplifie les enchères. Par ailleurs, ils sont opposés à la possibilité de prix négatifs, qui aboutiraient à ce qu'ils rémunèrent leurs clients pour une prestation de stockage rendue à ceux-ci.

En revanche, les opérateurs estiment que les ventes des capacités pour les années suivantes ne doivent pas se faire au détriment des recettes obtenues. Ces enchères pour les maturités plus lointaines ont vocation à permettre une meilleure visibilité pour les acteurs qui souhaitent s'engager sur des horizons plus longs. Comme indiqué précédemment, il y a un risque de moindre liquidité sur ces enchères de nature à générer un revenu moins important de ces enchères.

Les opérateurs ont donc proposé une formule permettant de calculer un prix de réserve qui serait publié avant l'enchère, correspondant au maximum entre le prix moyen des enchères passées sur les capacités pour l'année de stockage suivante et la valeur de marché, fondée sur une formule « spread-coûts ».

Deux options ont été proposées dans la consultation publique. La première option, favorisant la simplicité, consiste à définir un seul prix de réserve par guichet identique pour l'ensemble des produits. La deuxième option, plus complexe à mettre en œuvre, consiste à définir un prix de réserve par produit de stockage, permettant de réduire le risque de fixer un prix de réserve trop élevé pour les produits les moins performants.

Dans la consultation publique, la CRE a indiqué être favorable à ces propositions.

#### 4.4.2 Synthèses des réponses à la consultation publique

La quasi-totalité des acteurs sont favorables à un prix de réserve nul pour les enchères de capacités de stockage de l'année suivante, hors stockage de gaz B. Une association d'industriels demande un prix de réserve positif, considérant que se contenter d'un revenu d'enchères représentant 10 % du coût des stockages n'est pas tenable dans le temps. Deux expéditeurs sont au contraire favorables à une absence totale de prix de réserve, pour que les capacités puissent être achetées à un prix négatif.

Concernant la commercialisation pluriannuelle des capacités des années ultérieures, les industriels et quelques expéditeurs sont favorables à un prix de réserve non nul tel que proposé dans la consultation publique.

La majorité des expéditeurs est opposée à un prix de réserve non nul. Ils considèrent notamment que la prise en compte du prix des enchères passées ne répond à aucune logique économique.

Enfin, certains expéditeurs sont en faveur d'une formule de type « *spread-coûts* » seule, sans référence au prix moyen des enchères passées sur les mêmes produits.

#### 4.4.3 Analyse et décision de la CRE

La CRE considère que la commercialisation des capacités de stockage a pour objectif premier la sécurité d'approvisionnement, donc la maximisation des souscriptions. La maximisation du revenu issu des enchères est le deuxième objectif de la commercialisation, afin de limiter la compensation via le terme tarifaire de stockage.

##### Prix de réserve des enchères sur l'hiver précédent la période d'injection

La CRE constate que les capacités de stockage 2018-2019 ont été quasiment totalement souscrites lors des enchères de mars 2018, à des prix presque systématiquement supérieurs au prix de réserve. Cette commercialisation a donc rempli les objectifs, dans un calendrier contraint, révélant une demande du marché suffisante sur la période précédant l'injection des capacités de stockage.

La CRE fixe donc un prix de réserve nul pour l'ensemble des enchères de capacités commercialisées sur l'hiver précédent leur période d'injection, c'est-à-dire pour la commercialisation des capacités N sur les guichets de novembre N-1, à février N, sauf pour le stockage en gaz B (voir 5.1).

##### Prix de réserve des enchères antérieures à l'hiver précédent la période d'injection

Pour les enchères relatives à des horizons de temps plus lointains, c'est-à-dire ayant lieu avant l'hiver précédent leur période d'injection, l'appétence du marché est incertaine. La liquidité sur ces horizons est aujourd'hui moindre, moins de produits saisonniers étant échangés<sup>3</sup>. La CRE considère que la commercialisation pluriannuelle des capacités ne doit pas aboutir à des recettes inférieures à celles qui auraient été obtenues sans cette commercialisation anticipée. En conséquence, la CRE est favorable à un prix de réserve positif pour ces capacités.

En revanche, la CRE estime que l'indexation du prix de réserve des capacités des années suivantes sur le prix moyen des enchères passées n'est pas pertinente. La valeur de marché du stockage peut en effet évoluer, et un prix de réserve issu des prix passés pourrait être au-dessus de cette valeur, conduisant à ne pas vendre sur ces échéances. L'ensemble des capacités devraient ainsi être commercialisées sur les derniers guichets d'enchères, sans garantie que les recettes issues de ces enchères soient au même niveau que les recettes des années passées. De plus, cette concentration des capacités mises sur le marché sur une durée courte risquerait d'avoir un effet à la baisse sur les prix, impactant négativement les recettes.

Pour ces raisons, la CRE fixe un prix de réserve fondé sur une formule *spread-coûts*, et au minimum nul, pour les enchères de capacités de stockage N ayant lieu avant novembre N-1.

Le terme « coûts » de la formule est identique pour l'ensemble des produits, hors stockage en gaz B (voir 5.1). En effet, la différenciation du coût par produit n'apparaît pas pertinente. Le coût au PITS (Point d'Interface Transport Stockage), en €/MWh, est plus faible pour les produits les plus lents, qui ont moins de valeur sur le marché. Il n'est donc pas pertinent que ces produits aient un prix de réserve plus élevé que les produits plus rapides.

Les coûts considérés pour établir ce prix de réserve sont composés de trois éléments :

- les coûts d'entrée et de sortie du réseau de transport au PITS moyens pour l'ensemble des produits en gaz H ;
- les coûts d'immobilisation du gaz stocké, calculé en actualisant la valeur du gaz immobilisé, à partir d'une estimation de la valeur de marché du gaz et de sa durée d'immobilisation ;
- le prix du service d'injection et de soutirage, inclus dans les services proposés par les opérateurs, actuellement nuls (voir 3.3).

<sup>3</sup> Les produits saisonniers de maturité *season+3* et au-delà

En prenant compte ces éléments, la CRE fixe le terme « coûts » à 0,75 €/MWh.

Le terme de *spread* pris en compte est la moyenne de l'écart entre le produit *Winter* (bid) et le produit *Summer* (ask) sur la place de marché TTF sur les 10 jours de cotation précédents l'ouverture de l'enchère. Ce calcul du *spread* permet d'être proche de la valeur du jour de l'enchère, sans être soumis à la seule volatilité journalière, et connu à l'ouverture de l'enchère. La place de marché TTF est préférée au PEG car plus liquide sur les produits saisonniers S+2 à S+6 pris en compte selon les échéances.

Les maturités prises en compte pour le *spread* sont celles correspondant à l'année de stockage des capacités, donc les produit *Summer N* et *Winter N* pour les capacités de stockage de l'année *N*, sauf pour les enchères lors des premiers guichets de commercialisation des capacités *N*, en novembre *N-4* et juin *N-3*.

En effet, en novembre *N-4*, le produit *summer N* correspond à du *season +7* et le produit *Winter N* à du *season +8*. En juin *N-3*, *summer N* est un *season +6* et *winter N* un *season +7*. Ces maturités présentent très peu, voire pas du tout, de liquidité. Pour les enchères des capacités *N* sur les guichets de novembre *N-4* et juin *N-3*, le *spread* pris en compte sera le même que celui des capacités *N-1*, soit l'écart entre le *Winter N-1* et le *Summer N-1*.

*Par exemple, pour une enchère de capacités 2023-2024 ouvrant le 16 juin 2021, le spread est égal à la moyenne de la différence entre le prix du produit Winter 23 bid et le prix du produit Summer 23 ask pour la place de marché TTF côté par ICIS du 2 au 15 juin (sachant qu'il n'y a pas de cotation les 5,6, 12 et 13 juin).*

*Pour une enchère de capacités 2023-2024 ouvrant le 16 juin 2020, le spread est égal à celui d'une enchère de capacités 2022-2023 qui aurait lieu le même jour, soit la moyenne de la différence entre le prix du produit Winter 22 bid et le prix du produit Summer 22 ask pour la place de marché TTF côté par ICIS du 2 au 15 juin.*

Le prix de réserve de l'enchère ouvrant le jour *J* à 10h (et clôturant en *J+1* à 11h, 13h ou 15h, voir 4.2) pour des capacités de l'année *N* est donc le suivant, en €/MWh :

$$PR(N)_J = \max(\text{spread}(N)_J - 0,75 ; 0)$$

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

- pour les guichets de novembre *N-3* à juin *N-1*, moyenne sur les 10 derniers jours de cotation de l'écart du prix du gaz entre l'hiver *N* (*bid*) et l'été *N* (*ask*) sur le TTF, tel que publié par ICIS

$$\text{spread}(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (WINTER \text{ bid}(N) - SUMMER \text{ ask}(N))$$

- pour les guichets de novembre *N-4* et juin *N-3*,  $\text{spread}(N)_J = \text{spread}(N-1)_J$

Pour chaque enchère, l'opérateur publiera le prix de réserve à l'ouverture de l'enchère.

La CRE a vérifié l'application de cette formule de prix de réserve aux enchères des capacités de stockage 2018-2019 en mars 2018. Il apparaît que la totalité des prix d'adjudication ont été supérieurs aux prix de réserve issus de cette formule<sup>4</sup>.

## 5. CAS PARTICULIERS

### 5.1 Stockage en gaz B

L'accès au stockage de gaz B comporte deux conditions spécifiques :

- le prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B a un accès garanti à la capacité de stockage de gaz B qu'il estime nécessaire pour mener à bien sa mission ;
- toute quantité de gaz injectée dans le stockage de gaz B doit être du gaz B acheminé depuis le PIR Taisnières B, les PITP du réseau de gaz B ou le Point de Conversion H vers B Service Pointe.

Ces conditions limitent de fait l'accès aux capacités de stockage de gaz B. Pour cette raison Storengy propose de ne vendre les capacités de stockage de gaz B que pour l'année suivante, et avec un prix de réserve indexé sur une formule *spread - coûts*.

<sup>4</sup> sauf pour la dernière journée des enchères de Teréga. Mais le coût des capacités de stockage 2018-2019 du PITS Sud-Ouest était renchéri par l'existence de la liaison Nord-Sud jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2018, avec ainsi un *spread* nord-sud sur la phase d'injection qui disparaît lors de la phase de soutirage.

Par ailleurs, afin de maintenir un accès prioritaire aux prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B, Storengy propose le maintien de la règle fixée pour les enchères de mars 2018 :

1. *a minima* une semaine avant la première enchère des capacités de stockage en gaz B, le prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B communique à Storengy et à la CRE les capacités nécessaires à l'exercice de sa mission. Il s'engage à remettre des offres au moins égales à son besoin lors de l'enchère organisée sur ce stockage ;
2. Storengy organise une enchère pour les capacités de stockage de gaz B ;
3. Storengy calcule le prix d'adjudication et alloue provisoirement les capacités aux participants selon le résultat des enchères, en faisant abstraction de la priorité d'accès susmentionnée, permettant de définir un prix d'adjudication qui tient compte de l'ensemble des offres remises par les participants ;
4. à l'issue de cette allocation provisoire, deux cas se présentent :
  - a. si le prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B est pré-alloué à hauteur de capacités couvrant *a minima* son besoin, la pré-allocation vaut pour allocation définitive ;
  - b. dans le cas contraire, le prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B sera alloué à hauteur de son besoin, au prix issu de l'enchère, en allouant ensuite prioritairement les capacités aux enchérisseurs non prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B ayant remis les offres les plus hautes.

La CRE a indiqué dans la consultation publique être favorable à la proposition de Storengy, et également à ce que la totalité des capacités du stockage de gaz B puissent être proposées en une seule enchère.

La majorité des répondants à la consultation publique sont favorables aux modalités proposées pour la commercialisation des capacités de stockage en gaz B, avec quelques réserves sur les coûts dans la formule proposée par Storengy. Un expéditeur souhaite que le stockage en gaz B soit commercialisé à un prix couvrant le coût régulé, tandis qu'un autre expéditeur souhaite que les capacités nécessaires à l'exercice de la mission du prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B uniquement soient payés par celui-ci au coût régulé.

La CRE confirme les modalités de commercialisation du stockage en gaz B proposées dans la consultation publique. Les capacités de stockage en gaz B de l'année N pourront être commercialisées à partir du guichet de novembre N-1, en une seule enchère, avec la même règle que celle des enchères de mars 2018 pour la réservation des capacités nécessaires à la mission du prestataire du service de conversion de gaz H en gaz B.

Pour la fixation du prix de réserve, la CRE retient une formule *spread-coûts* semblable à celle retenue pour les commercialisations pluriannuelles des capacités en gaz H.

Le terme « coûts » comprend les mêmes éléments que pour les capacités en gaz H. Néanmoins, le coût d'entrée et de sortie au PITS est inférieur. Par ailleurs, ce terme comprend également le coût de conversion de gaz H en gaz B. La CRE fixe le terme « coûts » pour les capacités en gaz B à 0,70 €/MWh.

Le terme de *spread* pris en compte est la moyenne de l'écart entre le produit *Winter (settlement)* et le produit *Summer (settlement)* sur la place de marché PEG sur les 10 jours de cotation précédents l'ouverture de l'enchère. Ce calcul étant fondé sur les prix *settlement*, l'écart *bid-ask* doit également être pris en compte. Celui est estimé à 0,25 €/MWh pour le PEG, qui sont donc retranchés dans le terme de *spread*.

Le prix de réserve de l'enchère de capacités en gaz B ouvrant le jour *J* à 10h (et clôturant en *J+1* à 11h, 13h ou 15h, voir 4.2) pour des capacités de l'année *N* est 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 l'hiver *N (settlement)* et l'été *N (settlement)* et sur le PEG, tel que publié par Powernext, diminué de 0,25 €/MWh.

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

## 5.2 Priorité d'accès consécutive à un accord inter-Etat

Dans le cadre des accords bilatéraux conclus par la France avec un Etat membre de l'Union européenne ou un Etat membre de l'Association européenne de libre-échange relatif à la réservation de capacités de stockage, les opérateurs des Etats concernés, ou leurs mandataires, ont la possibilité d'accéder à des capacités de stockage en amont des enchères, dans la limite des quantités prévues par les accords bilatéraux. Conformément à la délibération de la CRE du 22 février 2018, ces capacités sont alors réservées à un prix  $P_1$  déterminé selon la formule suivante :

$$P1 = RA \times \frac{1}{2} \left( \frac{X1}{X} + \frac{Y1}{Y} \right)$$

Où :

- $X_1$  est le volume demandé par le mandataire auprès d'un opérateur de stockage (ou groupement d'opérateurs de stockage lorsque leur commercialisation est conjointe ; ci-après l'opérateur de stockage) ;
- $Y_1$  est le débit demandé par le mandataire auprès de l'opérateur de stockage ;
- $X$  est le volume total des stockages de l'opérateur de stockage ;
- $Y$  est le débit total des stockages de l'opérateur de stockage ;
- $RA$  est le revenu autorisé de l'opérateur de stockage.

La demande de capacités de stockage pour l'année  $N$  doit être exprimée auprès de l'opérateur de stockage au plus tard une semaine avant le guichet d'enchères de novembre  $N-1$  (voir le calendrier au 2.3.3). Ces capacités réservées par les opérateurs concernés ou leurs mandataires, ne sont alors pas commercialisées lors des enchères.

**DECISION DE LA CRE**

Dans la continuité des enchères de mars 2018, qui ont permis de vendre la quasi-totalité des capacités de stockage 2018-2019 et dont le succès a été salué par les acteurs, et à l’issue de la concertation organisée par Storengy et Teréga au sein de laquelle les expéditeurs et les industriels ont pu exprimer leurs positions, la CRE fixe les modalités de commercialisation des capacités de stockage pour les prochaines années.

La concertation stockage est amenée à se poursuivre, afin de continuer à réfléchir à des éventuelles améliorations des modalités définies ci-dessous.

**Commercialisation des capacités de stockage 2019-2020**

Les capacités de stockage 2019-2020 seront commercialisées selon le calendrier suivant :

nov-18	déc-18	janv-19	févr-19
Jeu 1	Sam 1	Mar 1	Ven 1
Ven 2	Dim 2	Mer 2	Sam 2
Sam 3	Lun 3	Jeu 3	Dim 3
Dim 4	Mar 4	Ven 4	Lun 4
Lun 5	Mer 5	Sam 5	Mar 5
Mar 6	Jeu 6	Dim 6	Mer 6
Mer 7	Ven 7	Lun 7	Jeu 7
Jeu 8	Sam 8	Mar 8	Ven 8
Ven 9	Dim 9	Mer 9	Sam 9
Sam 10	Lun 10	Jeu 10	Dim 10
Dim 11	<b>Mar 11 Teréga</b>	Ven 11	Lun 11
Lun 12	<b>Mer 12 Storengy</b>	Sam 12	<b>Mar 12 Teréga</b>
<b>Mar 13 Teréga</b>	<b>Jeu 13 Storengy</b>	Dim 13	<b>Mer 13 Storengy</b>
<b>Mer 14 Storengy</b>	Ven 14	Lun 14	<b>Jeu 14 Storengy</b>
<b>Jeu 15 Storengy</b>	Sam 15	<b>Mar 15 Teréga</b>	Ven 15
Ven 16	Dim 16	<b>Mer 16 Storengy</b>	Sam 16
Sam 17	Lun 17	<b>Jeu 17 Storengy</b>	Dim 17
Dim 18	<b>Mar 18 Teréga</b>	Ven 18	Lun 18
Lun 19	<b>Mer 19 Storengy</b>	Sam 19	<b>Mar 19 Teréga</b>
<b>Mar 20 Teréga</b>	<b>Jeu 20 Storengy</b>	Dim 20	<b>Mer 20 Storengy</b>
<b>Mer 21 Storengy</b>	Ven 21	Lun 21	<b>Jeu 21 Storengy</b>
<b>Jeu 22 Storengy</b>	Sam 22	<b>Mar 22 Teréga</b>	Ven 22
Ven 23	Dim 23	<b>Mer 23 Storengy</b>	Sam 23
Sam 24	Lun 24	<b>Jeu 24 Storengy</b>	Dim 24
Dim 25	Mar 25	Ven 25	Lun 25
Lun 26	Mer 26	Sam 26	Mar 26
Mar 27	Jeu 27	Dim 27	Mer 27
Mer 28	Ven 28	Lun 28	Jeu 28
Jeu 29	Sam 29	Mar 29	
Ven 30	Dim 30	Mer 30	
	Lun 31	Jeu 31	

Storengy et Teréga devront proposer l’ensemble des capacités 2019-2020 entre novembre 2018 et février 2019. Les opérateurs pourront commercialiser au maximum 10 TWh par jour, hors stockage de gaz B.

**Commercialisation des capacités de stockage 2020-2021 et suivantes**

Les capacités de stockage 2020-2021 et suivantes seront commercialisées selon le calendrier suivant :

	janv.	fev.	mars	avril	mai	juin	juil.	août	sept.	oct.	nov.	dec.
2018										publication	commercialisation capas 19-20	capas 19-20
2019	capacités 2019-2020 capas 19-20		capas invendues restantes 19-20			capas 20-21 ; 21-22 ; 22-23				publication	capas 20-21 ; 21-22 ; 22-23 ; 23-24	
2020	capas 20-21	capas 20-21	capas invendues restantes 20-21			capas 21-22 ; 22-23 ; 23-24				publication	capas 21-22 ; 22-23 ; 23-24 ; 24-25	
2021	capas 21-22	capas 21-22	capas invendues restantes 21-22			capas 22-23 ; 23-24 ; 24-25				publication	capas 22-23 ; 23-24 ; 24-25 ; 25-26	
2022	capas 22-23	capas 22-23	capas invendues restantes 22-23			capas 23-24 ; 24-25 ; 25-26				publication	capas 23-24 ; 24-25 ; 25-26 ; 26-27	
2023	capas 23-24	capas 23-24	capas invendues restantes 23-24	...et ainsi de suite								



Les capacités sont commercialisées sur 4 guichets de 3 semaines. Les opérateurs publient le calendrier détaillé de commercialisation chaque année en octobre, au plus tard 1 mois avant le début du guichet de novembre, pour tous les guichets sur un an :

- le guichet de novembre débute le 1<sup>er</sup> mardi après le 11 novembre (si le 11 novembre est un mardi, le guichet débute le mardi 18) ;
- les guichets de janvier, février et juin débutent le 2<sup>ème</sup> mardi du mois.

En particulier, le calendrier détaillé du guichet de juin 2019, qui débutera le mardi 11 juin 2019 et s'achèvera le jeudi 27 juin 2019, sera publié en octobre 2018 en même temps que le calendrier de commercialisation des capacités 2019-2020.

Chaque guichet est constitué de 3 semaines de 3 jours du mardi au jeudi, dont 2 jours pour Storengy et 1 jour pour Teréga, avec une rotation annuelle des jours de la semaine entre Storengy et Teréga, introduite par la publication annuelle en octobre. Ainsi, Teréga organisera les enchères le mardi lors des guichets de novembre 2018 à juin 2019, puis le mercredi lors des guichets de novembre 2019 à juin 2020, puis le jeudi lors des guichets de novembre 2020 à juin 2021, et ainsi de suite.

Storengy et Teréga devront commercialiser au maximum 10 TWh par jour de capacités *N* lors des guichets de juin *N-1* à février *N*, hors stockage en gaz B (voir 5.1), et au maximum 5 TWh par jour pour l'ensemble des autres échéances sur les guichets de novembre et de juin.

### **Report de commercialisation des capacités invendues**

Les capacités invendues d'une enchère pourront être ajoutées aux capacités commercialisées lors des enchères suivantes du même produit, ou bien sur un créneau d'enchère inutilisé, en respectant la limite de 10 TWh par jour. L'opérateur devra communiquer sur un tel report au plus tard 3 jours ouvrés avant l'enchère sur laquelle les capacités invendues sont reportées.

Une fois la commercialisation initiale terminée, la totalité des capacités de stockage de l'année *N* ayant été proposées lors des guichets définis ci-dessus, deux cas se présentent :

- si les seuils minimaux de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement ne sont pas atteints, alors la commercialisation des capacités sous forme de produits standards se poursuit jusqu'à l'atteinte de ces seuils ;
- si ces seuils sont atteints, ou qu'ils ne sont pas publiés à la fin du guichet de février *N*, les opérateurs ont alors le choix de proposer les éventuelles capacités invendues ou non, sous forme de produits non-standards, ainsi que des produits de « court-terme » (voir 3.2).

### **Publication annuelle des produits et du calendrier détaillé**

Chaque année, en octobre, Storengy et Teréga devront publier sur leur site Internet la liste des produits qu'ils proposent avec leurs caractéristiques précises, qui comprennent notamment le débit ramené au volume.

Ils publieront également, au plus tard 1 mois avant le début du guichet de novembre, le calendrier détaillé de l'ensemble des enchères ayant lieu jusqu'à la publication de l'année suivante.

Ce calendrier précisera les capacités de stockage commercialisées à chaque créneau d'enchère, avec l'échéance (l'année de stockage pour laquelle les capacités sont vendues), le nom du produit et la quantité.

Les deux opérateurs devront également publier un calendrier détaillé commun sur le site de la Concertation stockage.

Pour les enchères du guichet de juin, les opérateurs de stockage pourront ajuster entre -50 % et +100 % la quantité finalement commercialisée par rapport à la quantité publiée en octobre de l'année précédente. Ils devront publier la quantité exacte commercialisée au plus tard 30 jours calendaires avant le début du guichet.

### **Produits et services**

Un produit de stockage dit « standard » correspond à l'ensemble des capacités commercialisées à un PITS donné avec les mêmes caractéristiques d'injection et de soutirage. Les opérateurs publieront les caractéristiques de ces produits chaque année au mois d'octobre. Storengy et Teréga pourront proposer au maximum respectivement 14 et 5 produits standards.

Les opérateurs pourront commercialiser, à l'issue du guichet de février, des produits « de court terme » répondant à des besoins complémentaires du marché si des capacités s'avèrent techniquement disponibles. Ces produits de court terme ne viennent pas réduire les capacités proposées lors des ventes de produits standards.



Les services additionnels proposés par Storengy et Teréga sont des services, gratuits ou payants, permettant d'ajouter de la valeur aux souscriptions de stockage sans pour autant réduire la capacité mise en vente sous la forme de produits de stockage. Ils sont détaillés sur les sites internet des opérateurs.

Ces services additionnels peuvent être reconduits selon des modalités proches des modalités actuelles, transparentes et non discriminatoires, publiées par les opérateurs sur leur site internet.

**Modalités d'enchères**

Les règles d'enchères définies par la délibération du 22 février 2018 sont reconduites. Par ailleurs, la CRE demande à Storengy et Teréga de créer un groupe de travail dédié aux règles d'enchères au sein de la Concertation stockage.

Jusqu'à 3 enchères pourront avoir lieu par jour, ouvrant la veille à 10h et clôturant à 11h, 13h et 15h. Le créneau de 13h ne sera utilisé que si nécessaire, les deux créneaux prioritairement utilisés étant celui de 11h et celui de 15h.

Les opérateurs devront publier les résultats de l'enchère au plus tôt, et dans la limite d'une heure après la clôture au plus tard, sur leur site internet, à savoir la quantité vendue, le prix d'adjudication et la demande totale. Ils communiqueront également à chaque participant la quantité qui lui est allouée. Ils devront publier à l'issue d'un guichet d'enchères les courbes de demandes agrégées de chaque enchère, en vue de leur utilisation pour un retour d'expérience, sauf pour les enchères dont le nombre de participants n'est pas suffisant pour garantir la confidentialité des demandes.

Storengy et Teréga conserveront chacun leur plateforme d'enchère. Les deux plateformes seront harmonisées tant au niveau de l'ergonomie que des fonctionnalités avec notamment :

- la possibilité pour un participant de remettre sa demande à partir d'un fichier Excel, selon un modèle unique ;
- la possibilité pour un expéditeur de modifier sa demande après validation directement sur la plateforme, et sans avoir besoin d'appeler l'opérateur, tant que l'enchère n'est pas clôturée ;
- un tableau de présentation des résultats d'enchères harmonisé.

**Prix de réserve**

Le prix de réserve des enchères des capacités de stockage N sur les guichets de novembre N-1 à février N sera nul.

Pour les autres enchères, le prix de réserve sera publié par l'opérateur à l'ouverture de l'enchère, calculé à partir de la formule suivante :

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 :

$$PR(N)_J = \max (spread(N)_J - 0,75 ; 0)$$

Avec  $spread(N)_J =$

- pour les guichets de novembre N-3 à juin N-1, moyenne sur les 10 derniers jours de cotation de l'écart du prix du gaz entre l'hiver N (*bid*) et l'été N (*ask*) sur le TTF, tel que publié par ICIS

$$spread(N)_J = \frac{1}{10} \sum_{j=-1}^{-10} (WINTER bid(N) - SUMMER ask(N))$$

- pour les guichets de novembre N-4 et juin N-3,  $spread(N)_J = spread(N-1)_J$

**Stockage en gaz B**

Le stockage en gaz B sera accessible à l'ensemble des acteurs de marché, avec un accès prioritaire pour les prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B, selon les modalités proposées par Storengy.

Toute quantité de gaz injectée dans le stockage en gaz B doit être du Gaz B acheminé depuis le PIR Taisnières B, les PITP du réseau de gaz B ou le Point de Conversion H vers B Service Pointe.

Par exception, les capacités de stockage en gaz B pourront être commercialisées en une seule enchère, avec un prix de réserve publié par Storengy à l'ouverture de l'enchère, calculé à partir de la formule suivante :

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 :



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

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

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

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

#### **Priorité d'accès consécutive à un accord inter-états**

Les opérateurs des Etats avec lesquels des accords bilatéraux ont été conclus, ou leurs mandataires, ont la possibilité d'accéder à des capacités de stockage en amont des enchères, dans la limite des quantités prévues par ces accords. La demande doit être exprimée auprès de l'opérateur au plus tard une semaine avant le début des enchères. Ces capacités sont alors réservées à un prix déterminé selon la formule détaillée au 5.2 de la présente délibération et ne sont pas commercialisées lors des enchères.

La présente délibération sera publiée au Journal officiel de la République française et transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire, ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances.

**Délibéré à Paris, le 27 septembre 2018.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**