



VERBATIM

Modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022

17 contributions ont été adressées à la CRE (voir liste en annexe) :

- 2 proviennent de Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures ;
- 13 proviennent de Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché ;
- 2 proviennent d'Autres acteurs ;

SOMMAIRE

INTRODUCTION	9
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	9
EDF	9
Shell Energy Europe Limited	9
European Federation of Energy Traders.....	9
ENI Gas et Power France.....	10
ANODE	10
TotalEnergies Electricité et Gaz France	11
BILAN DES ENCHÈRES PRÉCÉDENTES	11
Question 1 : Quels enseignements tirez-vous du retour d'expérience de ces enchères ?.....	11
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	11
Teréga.....	11
STORENGY France	11
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	12
GAZ DE BORDEAUX	12
EDF	12
Danske Commodities	12
ENGIE.....	12
Shell Energy Europe Limited	12
AFG	12
TotalEnergies Electricité et Gaz France	13
AFIEG	13
ENI	13
ANODE	13
UPRIGAZ	14
Autres acteurs.....	14
Un répondant anonyme.....	14
Un répondant anonyme.....	14
MISE EN VENTE INITIALE DES CAPACITÉS	15
Question 2 : Etes-vous favorable à la suppression des guichets de juin et de novembre, et à l'introduction de créneaux fixés librement par les opérateurs sur tous les jours ouvrés (proposition n° 1) ?.....	15
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	15
Teréga.....	15
STORENGY France	15
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	15
GAZ DE BORDEAUX	15
EDF	15

Danske Commodities	16
ENGIE.....	16
Gaznat SA.....	16
Shell Energy Europe Limited	16
AFG	16
TotalEnergies Electricité et Gaz France.....	17
AFIEG	17
ENI	17
ANODE	17
UPRIGAZ	17
Autres acteurs.....	17
Un répondant anonyme	17
Question 3 : Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant les conditions de mise en vente des capacités additionnelles disponibles à partir de janvier (proposition n° 2) ?	17
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	17
Teréga.....	17
STORENGY France	17
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	17
GAZ DE BORDEAUX.....	17
EDF	18
Danske Commodities	18
ENGIE.....	18
Gaznat SA.....	18
AFG	18
TotalEnergies Electricité et Gaz France.....	18
AFIEG	18
ENI	18
ANODE	18
UPRIGAZ	18
Autres acteurs.....	18
Un répondant anonyme	18
Un répondant anonyme	19
Question 4 : Etes-vous favorable au délai de prévenance de deux jours ouvrés avant le lancement de chaque enchère fixée librement par les opérateurs (proposition n° 4) ? Si non, quel délai vous semblerait le plus pertinent ?	19
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	19
Teréga.....	19
STORENGY France	19
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	19
GAZ DE BORDEAUX.....	19
EDF	19

Danske Commodities	20
ENGIE.....	20
Shell Energy Europe Limited	20
AFG	20
Gaznat SA.....	20
TotalEnergies Electricité et Gaz France.....	20
AFIEG	20
ENI	20
ANODE	21
UPRIGAZ	21
Autres acteurs.....	21
Un répondant anonyme	21
Un répondant anonyme	21
Question 5 : Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant la répartition des capacités pouvant être commercialisées aux différentes échéances (proposition n° 5) ?.....	21
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	21
Teréga.....	21
STORENGY France	21
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	22
GAZ DE BORDEAUX	22
EDF	22
Danske Commodities	22
ENGIE.....	22
AFG	22
Gaznat SA.....	22
TotalEnergies Electricité et Gaz France.....	22
AFIEG	22
ENI	22
ANODE	23
UPRIGAZ	23
Autres acteurs.....	23
Un répondant anonyme	23
Question 6 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions de modifications concernant les conditions de commercialisation initiale des capacités de stockage ?.....	23
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	23
Teréga.....	23
STORENGY France	23
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	24
GAZ DE BORDEAUX	24
EDF	24
ENGIE.....	24

Shell Energy Europe Limited	24
AFG	25
Gaznat SA.....	25
TotalEnergies Electricité et Gaz France	25
AFIEG	25
ENI	25
ANODE	27
UPRIGAZ	29
REPORT DE COMMERCIALISATION DES CAPACITÉS INVENDUES.....	29
Question 7 : Etes-vous favorable aux modifications proposées par les opérateurs concernant le calendrier de remise en vente des capacités invendues (proposition n° 6) ?	29
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	29
Teréga.....	29
STORENGY France	29
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	29
GAZ DE BORDEAUX	29
EDF	29
Danske Commodities	30
ENGIE.....	30
AFG	30
Gaznat SA.....	30
TotalEnergies Electricité et Gaz France	30
AFIEG	30
ENI	30
ANODE	30
UPRIGAZ	30
Autres acteurs.....	30
Répondant anonyme	30
Répondant anonyme	30
Question 8 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la mise en vente de produits pluriannuels (proposition n° 7) ?	31
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	31
Teréga.....	31
STORENGY France	31
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	31
GAZ DE BORDEAUX	31
EDF	31
Danske Commodities	31
ENGIE.....	31
AFG	32
Gaznat SA.....	32

TotalEnergies Electricité et Gaz France	32
AFIEG	32
ENI	32
ANODE	32
UPRIGAZ	32
Autres acteurs	33
Répondant anonyme	33
Question 9 : Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant la remise en vente des capacités invendues sous forme d’enchères itératives (proposition n°8) ?	33
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	33
Teréga	33
STORENGY France	33
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	33
GAZ DE BORDEAUX	33
EDF	33
Danske Commodities	33
ENGIE.....	33
AFG	33
Gaznat SA.....	34
TotalEnergies Electricité et Gaz France	34
AFIEG	34
ENI	34
ANODE	34
UPRIGAZ	34
Autres acteurs	34
Répondant anonyme	34
Question 10 : Partagez-vous l’analyse préliminaire de la CRE concernant la mise en vente de produits non standards (proposition n°9) ?	34
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	34
Teréga	34
STORENGY France	34
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	34
GAZ DE BORDEAUX	34
EDF	34
Danske Commodities	34
ENGIE.....	34
AFG	35
Gaznat SA.....	35
TotalEnergies Electricité et Gaz France	35
AFIEG	35
ENI	35

ANODE	35
UPRIGAZ	35
Autres acteurs	35
Répondant anonyme	35
Question 11 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions de modifications concernant les modalités de commercialisation des capacités invendues ?	35
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	35
Teréga	35
STORENGY France	35
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché	36
GAZ DE BORDEAUX	36
EDF	36
Danske Commodities	36
ENGIE	36
AFG	36
TotalEnergies Electricité et Gaz France	36
AFIEG	36
ENI	36
ANODE	36
UPRIGAZ	36
EVOLUTION DES MODALITÉS DE VENTE DES PRODUITS DE COURT TERME	36
Question 12 : Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant les modalités de commercialisation des produits de court terme (proposition n° 10) ?	36
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	36
Teréga	37
STORENGY France	37
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché	37
GAZ DE BORDEAUX	37
EDF	37
Danske Commodities	37
ENGIE	37
AFG	37
TotalEnergies Electricité et Gaz France	37
AFIEG	37
ENI	37
ANODE	37
UPRIGAZ	37
Autres acteurs	38
Répondant anonyme	38
Question 13 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions de modifications concernant les modalités de commercialisation des capacités de court terme ?	38

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	38
Teréga.....	38
STORENGY France	38
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	38
GAZ DE BORDEAUX.....	38
EDF	38
AFG	38
TotalEnergies Electricité et Gaz France.....	38
AFIEG	38
ENI	38
ANODE	38
UPRIGAZ	38
Autres acteurs.....	39
Répondant anonyme	39
Répondant anonyme	39
CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	39
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [2].....	39
Teréga.....	39
STORENGY France	39
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [13].....	39
GAZ DE BORDEAUX.....	39
EDF	39
Danske Commodities	39
European Federation of Energy Traders.....	39
ENGIE.....	39
Gaznat SA.....	39
Shell Energy Europe Limited	39
ENI Gas et Power France.....	39
AFG	39
ANODE - Association nationale des opérateurs détaillants en énergie.....	39
UPRIGAZ	39
AFIEG	39
TotalEnergies Electricité et Gaz France.....	39
Autres acteurs [2].....	39
2 répondants anonymes	39

INTRODUCTION**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****EDF**

La guerre en Ukraine et la menace russe d'interruption des livraisons de gaz fait peser sur l'Europe un risque de pénurie de gaz pour l'hiver prochain. Afin de réduire ce risque, les autorités européennes et françaises requièrent un taux de remplissage élevé des stockages. En France, la souscription et le remplissage des stockages gaziers incombent fournisseurs et ce sont ces souscriptions qui permettent d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

C'est en qualité de fournisseur que nous estimons aujourd'hui que les nouvelles exigences en matière de remplissage des stockages pourraient se révéler difficilement atteignables, dans les conditions de marché actuelles, pour ces derniers si leurs actions ne sont pas soutenues financièrement. C'est, en pratique, ce que vient de faire les Pays-Bas en accordant une aide d'un montant de 406,4 millions d'euros destiné à soutenir le remplissage de l'installation de stockage de gaz de Bergermeer. Cette mesure permettra aux Pays-Bas à ce que les installations de stockage de gaz existantes sur leur territoire soient remplies à au moins 80 % de leur capacité d'ici le 1er novembre 2022, et ainsi de se conformer ainsi à l'obligation de niveau de stockage de gaz prévue par le règlement sur le stockage de gaz récemment adopté. De même en Allemagne, les consommateurs de gaz vont devoir s'acquitter d'une surtaxe qui vise à éviter les insolvabilités des fournisseurs/expéditeurs et ainsi maintenir la sécurité d'approvisionnement pour les citoyens et l'économie.

Depuis la mise en œuvre de la réforme stockage de 2018, le taux de souscription des capacités de stockage est resté très élevé (entre 93% et 100%) et le filet de sécurité n'a encore jamais été déclenché. Ceci a été rendu possible car les modalités d'enchères ont permis de refléter la valeur « marché » des capacités de stockage. Cependant, depuis l'invasion russe de l'Ukraine, les spreads saisonniers se sont inversés et les modalités de commercialisation actuelles des enchères, en particulier l'existence d'un prix de réserve nul, ne permettent plus de révéler cette valeur. Pour la première fois, le filet de sécurité pourrait être déclenché.

Afin d'éviter cette situation, il est proposé de faire évoluer les modalités de commercialisation des capacités de stockage, ces évolutions ayant pour but de flexibiliser le calendrier des enchères afin de le faire coïncider avec des spreads saisonniers positifs. EDF y est favorable bien entendu. Cependant, EDF regrette qu'il ne soit pas envisagé des évolutions visant à permettre aux enchères de révéler la valeur même lorsque les spreads sont négatifs : suppression du prix de réserve (qui nécessite une modification législative), ou a minima prix de réserve nul pour toutes les enchères, « bundles » de produits etc... De telles évolutions paraissent essentielles pour faciliter les souscriptions de la part des fournisseurs.

Shell Energy Europe Limited

Shell welcomes the opportunity to comment on the changes to the rules for commercialisation of gas storage capacities in France, for implementation as of October 2022.

As a general comment, we continue to support the regulatory framework applicable to gas storage in France, namely the market-based access to storage via voluntary auctions which replaced the fully regulated storage obligation for suppliers in place before 2018.

European Federation of Energy Traders

The European Federation of Energy Traders (EFET¹) welcomes the opportunity to comment on the changes to the rules for commercialisation of gas storage capacities in France, consulted by CRE for implementation as of October 2022.

As a general remark, we would like to reaffirm our support for the reform of the legal and regulatory framework applicable to gas storage in France implemented after the adoption of Act 2017-1839 of 30 December 2017. We broadly applaud this form of access to storage via voluntary auctions and management of SSOs' revenue through tariffs, in place of the pre-existing fully regulated storage

¹ The European Federation of Energy Traders (EFET) promotes and facilitates European energy trading in open, transparent, sustainable and liquid wholesale markets, unhindered by national borders or other undue obstacles. We currently represent more than 100 energy trading companies, active in over 27 European countries. For more information, visit our website at www.efet.org.

obligation for suppliers, as a market-based mechanism promoting an attractive and competitive market for gas storage in France. We also welcome the fact that the commercialisation terms implemented by the SSOs following the CRE Decision 2018-202 of 27 September 2018 remain subject to regular consultation with the market.

Coming to the proposals of Storengy and Teréga on more flexible arrangements for the sale of capacities after the February window, re-commercialisation of unsold capacities for the year N/ N+1 and commercialisation of short-term products, we make the following comments:

1. As per our response to the CRE consultation on the implementation of regulated access to UGS in France², we appreciate flexibility for SSOs to organise more auctions. The current proposals appear largely in line with this rationale, for example through the free auctions for the remaining capacities of the year N/ N+1, suggested instead of the fixed auctions of June and November. Given the already volatile market situation leading to unsuccessful auctions in the booking season, EFET calls for even more flexibility after the current proposals have been tested.
2. We take note of the SSOs' willingness to increase flexibility in the subscription process, which is welcome based on previous experience. We remind that the subscription process was mostly successful last winter thanks to the wide window from October to February. We are moreover in favour of the two fixed auctions proposed for January and February, which means that the overall window will be not fixed anymore.
3. We deem short and operationally constraining the two-day notice period put forward by the SSOs for the release of the new products prior to the launch of the corresponding free auctions. We share CRE's concerns on the potential detriment of this approach for smaller players and agree on the need for a balance between the flexible auctioning of capacity and due notification of market participants. We thus counter-propose a notice period of three days.

ENI Gas et Power France

ENI accueille très positivement les propositions d'évolution des modalités de commercialisation des capacités de stockage, qui devraient permettre d'optimiser la souscription et le remplissage des stockages.

Ces évolutions seront toutefois très insuffisantes pour garantir la souscription et le remplissage des stockages l'hiver prochain en cas de situation prolongée de spreads été/hiver négatifs. Dans ce cas, il sera nécessaire de revoir les règles de manière plus structurelle et de mettre en place des incitations, de permettre des prix de réserve négatifs ou de prévoir des compensations pour couvrir les pertes des fournisseurs, comme cela est prévu dans le règlement européen 2017/1938 du 24 juin 2022.

A titre comparatif, pour l'hiver 2021-2022 l'Italie a connu des périodes importantes de spread été/hiver négatifs et a mis en place un mécanisme idoine d'incitation à la souscription et à l'injection de gaz naturel¹, sans introduire d'obligation pour les fournisseurs. En effet, en cas de spread négatif, le coût des stockages devient trop prohibitif pour les fournisseurs qui sont déjà soumis à des prix et des risques d'approvisionnement extrêmement élevés.

Ainsi, le mécanisme incitatif italien, adossé à la désignation d'un acteur de dernier recours, a permis d'atteindre les objectifs de remplissage des stockages de gaz, sans faire porter de contrainte économique supplémentaire aux acteurs de marché. Le mécanisme mis en oeuvre en Italie est précisément décrit en Annexe 1.

ENI demande aux pouvoirs publics de ne pas imposer aux fournisseurs, qui subissent déjà de plein fouet les effets de la hausse et de la forte volatilité des prix, de nouvelles obligations liées au stockage de gaz naturel en cette période de crise. Il est nécessaire de capitaliser sur le retour d'expérience très positif de la réforme du stockage et d'ajuster les règles afin de garantir un remplissage des stockages dans des conditions économiquement raisonnables et non décalées de la réalité du marché pour les fournisseurs comme pour les opérateurs.

ANODE

² https://data.efet.org/Files/Documents/Downloads/EFET_CRE%20consultation_gas%20storage_22012018.pdf
10/40

L'ANODE accueille très positivement les propositions d'évolution des modalités de commercialisation des capacités de stockage de Storengy et Téréga qui devraient permettre d'optimiser la souscription et le remplissage des stockages.

Ces évolutions seront toutefois très insuffisantes pour garantir la souscription et le remplissage des stockages l'hiver prochain en cas de situation prolongée de spreads été/hiver négatifs. Dans ce cas, il sera nécessaire de revoir les règles de manière plus structurelle et de mettre en place des incitations ou des compensations pour couvrir les pertes des fournisseurs, comme cela est prévu dans le règlement européen 2017/1938 du 24 juin 2022.

A titre comparatif, pour l'hiver 2021-2022 l'Italie a connu des périodes importantes de spread été/hiver négatifs et a mis en place un mécanisme idoine d'incitation à la souscription et à l'injection de gaz naturel, sans introduire d'obligation pour les fournisseurs. En effet, en cas de spread négatif, le coût des stockages devient trop prohibitif pour les fournisseurs qui sont déjà soumis à des prix et des risques d'approvisionnement extrêmement élevés.

Ainsi, le mécanisme incitatif italien, adossé à la désignation d'un acteur de dernier recours, a permis d'atteindre les objectifs de remplissage des stockages de gaz, sans faire porter de contrainte économique supplémentaire aux acteurs de marché. Le mécanisme mis en oeuvre en Italie est précisément décrit en annexe 1.

L'ANODE demande aux pouvoirs publics de ne pas imposer aux fournisseurs, qui subissent déjà de plein fouet les effets de la hausse et de la forte volatilité des prix, de nouvelles obligations liées au stockage de gaz naturel en cette période de crise. Il est nécessaire de capitaliser sur le retour d'expérience très positif de la réforme du stockage et d'ajuster les règles, afin de garantir un remplissage des stockages dans des conditions économiquement raisonnables et non décollées de la réalité du marché, pour les fournisseurs comme pour les opérateurs de stockage.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies remercie la CRE pour l'organisation de cette consultation.

TotalEnergies accueille favorablement les propositions de la CRE visant à apporter davantage de flexibilité et de souplesse dans les conditions de commercialisation des capacités de stockage pour l'adapter aux conditions de marché actuelles, plus volatiles.

TotalEnergies est très intéressé par ces différentes propositions, qui assureront à TotalEnergies d'être en mesure de participer aux différentes enchères.

Les évolutions proposées permettront de plus de maximiser les capacités vendues et de limiter le risque que le filet de sécurité prévu par la réglementation soit activé.

BILAN DES ENCHÈRES PRÉCÉDENTES

Question 1 : Quels enseignements tirez-vous du retour d'expérience de ces enchères ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Le contexte de la fin de la dernière commercialisation met en lumière le besoin de flexibilité accrue dans le calendrier d'enchères, afin de coller au mieux aux conditions de marché devenues très volatiles et potentiellement défavorables aux souscriptions de capacités de stockage. Une commercialisation plus souple et plus réactive apparaît indispensable afin de maximiser les souscriptions et ainsi assurer au mieux la sécurité d'approvisionnement en France.

STORENGY France

Storengy partage l'analyse de la CRE et considère que les modalités actuelles manquent de souplesse et ne permettent pas aux opérateurs de stockage de s'adapter à des conditions de marché défavorables et volatiles.

La campagne de commercialisation pour l'année 2023-24 s'annonce encore plus complexe que la précédente, avec des conditions de marché difficiles liées aux réductions effectives des approvisionnement russes (spread hiver/été d'environ -7,2 €/MWh en date de clôture du 28 juillet) et des volumes disponibles supérieurs sur les offres

Modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022

saisonniers Serene en entrée de campagne (autour de 56 TWh contre 43 TWh l'an passé) suite aux invendus du guichet de juin 2022.

Des assouplissements des modalités de commercialisation nous semblent donc indispensables pour sécuriser autant que possible la commercialisation des capacités pour l'année à venir.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

La réforme stockage a montré, qu'avec les bonnes incitations financières, le marché était efficace pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Depuis la réforme de stockage de 2018, les taux de remplissage des stockages ont été nettement plus élevés qu'avant cette réforme.

Cependant, EDF ne partage pas entièrement l'avis de la CRE selon lequel « *les modalités de commercialisation des capacités de stockage sont déterminées avec l'objectif principal de maximiser les volumes de capacités souscrites, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la France. [Elles] doivent également permettre de maximiser les recettes issues des ventes, afin de limiter le montant de la compensation stockage qui est collectée aux points de sortie nationaux du réseau de transport et in fine répercutée aux consommateurs de gaz* ». EDF considère que les modalités de stockage doivent assurer la sécurité d'approvisionnement (en permettant de maximiser les volumes de capacités souscrites) tout en minimisant le coût global du stockage. Ce coût comprend (i) les coûts de réservation des capacités de stockage via les enchères, (ii) le coût du terme tarifaire stockage dans le tarif ATRT et (iii) le besoin en fonds de roulement du gaz immobilisé. Cependant, le terme tarifaire stockage est fortement corrélé au coût de réservation des capacités de stockage. En effet, lorsque le prix des enchères augmente, le terme tarifaire baisse (et réciproquement) et étant donné que le revenu des opérateurs des stockages est régulé par la CRE, le coût total pour la communauté des consommateurs devrait être le même. Par conséquent, limiter la compensation stockage n'aurait pas d'incidence sur la facture des consommateurs mais pourrait, en revanche, conduire à exclure certaines évolutions, en particulier sur les prix de réserve, ce qui mettrait en danger l'atteinte du premier objectif : la sécurité d'approvisionnement.

Danske Commodities

Les opérateurs de stockage ont réussi à vendre toutes les capacités de stockage, mais le timing n'a pas permis de vendre la totalité des capacités aux meilleurs prix.

ENGIE

ENGIE considère que le taux de souscriptions de 93% obtenu à l'issue du dernier guichet fixe de février traduit le succès de la campagne de commercialisation engagée pour la période 2022/2023. Le taux de souscription qui a été atteint sur ce dernier cycle d'enchères fut en effet sensiblement plus élevé que celui atteint dans d'autres pays (ex : Italie, Allemagne) pour l'année de stockage 2022/2023 et montre le fonctionnement satisfaisant du dispositif français mis en œuvre depuis 2018.

Celui-ci tient notamment au séquençage même du dispositif, avec un processus d'enchères étalé sur plus de 6 mois précédent l'année stockage. Cela a permis à l'ensemble des acteurs de mieux appréhender dans le temps les aléas afférents aux signaux de marché, y compris dans des périodes de très forte volatilité.

Dès lors, ENGIE considère qu'il est impératif que l'évolution du processus de souscription préserve le principe d'enchères libres et diversifiées, les guichets fixes et un séquençage sur une période longue tout en s'adaptant aux aléas de marchés. Suivant le contexte, les quantités mises aux enchères pourraient également être modulées, et le design des produits de stockage modifié.

Shell Energy Europe Limited

As a general comment, we continue to support the regulatory framework applicable to gas storage in France, namely the market-based access to storage via voluntary auctions which replaced the fully regulated storage obligation for suppliers in place before 2018.

AFG

L'AFG partage l'analyse de la CRE et considère que les modalités actuelles manquent de souplesse et ne permettent pas aux opérateurs de stockage de s'adapter à des conditions de marché défavorables et volatiles.

La campagne de commercialisation pour l'année 2023-2024 s'annonce encore plus complexe que la précédente, avec des conditions de marché difficiles liées aux réductions effectives des approvisionnement russes se traduisant notamment par un spread hiver/été négatif et des volumes disponibles en entrée de campagne supérieurs suite aux invendus du guichet de juin 2022.

Des assouplissements des modalités de commercialisation nous semblent donc bienvenus pour sécuriser autant que possible la commercialisation des capacités pour l'année à venir.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

La volatilité des prix sur les marchés de l'énergie et notamment sur le marché du gaz naturel a pu être contenue grâce aux mécanismes réglementaires existants de souscription et de rémunération des opérateurs de stockage.

La commercialisation sur la période novembre 2021 - juin 2022 a cependant mis en lumière le besoin d'apporter davantage de flexibilité dans les modalités de commercialisation des produits de court terme, afin de garantir l'optimum économique dans un contexte de spread été/hiver neutre, voir négatif.

AFIEG

Le contexte économique a été très particulier ces derniers mois, avec une grande volatilité du marché. Les fournisseurs d'énergie ont dû faire face, pour la première fois, à des enchères avec un spread négatif, ce qui représente un risque supplémentaire auxquels ces fournisseurs sont exposés :

- Le prix de réserve était de zéro ;
- Il y a eu un décalage dans le temps, entre la participation aux enchères et la couverture des volumes.

Ceci entraîne, pour le fournisseur, une nécessité de spéculation sur le spread augmentant de manière importante son risque sur le stockage, ce risque ne pouvant être « couvert » avec un prix de réserve contraint.

Cette situation a entraîné une différence de traitement entre les produits dits « rapides » qui ont vu leurs capacités se vendre entièrement (avec un léger volume vendu au prix de réserve) et les produits plus « lents » qui ont été vendus à des prix très bas ou au prix de réserve à la première enchère, voire nécessitant une deuxième commercialisation.

Ainsi, il nous semble primordial de limiter la vente de capacités de stockage trop tôt par rapport à la saison concernée et de pouvoir calculer un prix de réserve de l'enchère en fonction de la valeur du spread au moment de l'enchère.

ENI

Le retour d'expérience sur la réforme de l'Accès des Tiers aux Stockages (ATS) de gaz naturel de 2018 est très positif. En effet, ces nouvelles règles ont favorisé le remplissage des capacités de stockage, au-delà du critère de 85%, et ce, alors que le contexte de marché était particulièrement difficile en raison de la flambée des prix et de réduction progressive des livraisons de gaz russe.

Ce succès est lié à plusieurs paramètres importants :

- Les fournisseurs ont la possibilité d'acquérir et remplir des capacités de stockage à leur valeur de marché et sont donc naturellement incités à utiliser les stockages pour gérer la modulation de la consommation de leurs clients et pour optimiser leurs volumes de gaz sur les marchés
- Les écarts entre le coût réel des stockages et les recettes relatives à la commercialisation des capacités de stockage est facturé aux consommateurs selon des modalités transparentes et non discriminatoires ;
- Les règles de commercialisation ont été progressivement améliorées et assouplies, avec l'introduction de produits pluriannuels, de nombreux guichets de vente, un calendrier qui démarre suffisamment tôt, ce qui a contribué à maximiser le volume de capacités souscrit.

Toutefois, ces règles pourraient ne pas suffire pour atteindre les objectifs européens de remplissage des stockages pour l'hiver 2023-24 compte tenu de la situation de marché actuelle inédite, notamment dans un contexte de spread été/hiver négatif.

ANODE

Le retour d'expérience sur la réforme de l'Accès des Tiers aux Stockages (ATS) de gaz naturel de 2018 est très positif. En effet, ces nouvelles règles ont favorisé le remplissage des capacités de stockage au-delà du critère de 85%, et ce, alors que le contexte de marché était particulièrement difficile en raison de la flambée des prix et de la réduction progressive des livraisons de gaz russe. Ce succès est lié à plusieurs paramètres importants qu'il est nécessaire de préserver :

- Les fournisseurs ont la possibilité d'acquérir et de remplir des capacités de stockage à leur valeur de marché. Ils sont donc naturellement incités à utiliser les stockages pour gérer la modulation de la consommation de leurs clients et pour optimiser leurs volumes de gaz sur les marchés ;
- Les écarts entre le coût réel des stockages et les recettes relatives à la commercialisation des capacités de stockage est facturé aux consommateurs selon des modalités transparentes et non discriminatoires ;
- Les règles de commercialisation ont été progressivement améliorées et assouplies avec : l'introduction de produits pluriannuels, de nombreux guichets de vente et un calendrier qui démarre suffisamment tôt ; cela a contribué à maximiser le volume souscription.

Toutefois, ces règles pourraient ne pas suffire pour atteindre les objectifs européens de remplissage des stockages pour l'hiver 2023-2024, compte tenu de la situation de marché actuelle inédite impliquant notamment des spreads été/hiver négatif.

UPRIGAZ

Globalement, les enchères organisées depuis quatre ans donnent satisfaction à la communauté des fournisseurs.

La crise de la COVID avec le ralentissement économique et surtout la crise gazière se sont traduites par une forte volatilité sur les marchés et des difficultés financières d'un grand nombre de fournisseurs en Europe. Ce nouveau contexte appelle assurément des adaptations aux mécanismes d'enchères.

En effet, la dernière commercialisation a mis en lumière le besoin d'une plus grande flexibilité du calendrier d'enchères, afin de répondre au mieux aux conditions de marché devenues très volatiles et potentiellement défavorables aux souscriptions de capacités de stockage. Une commercialisation plus souple et plus réactive apparaît indispensable afin de maximiser les souscriptions et ainsi assurer au mieux la sécurité d'approvisionnement de la France.

Autres acteurs

Un répondant anonyme

Besoin de plus de flexibilité au niveau des créneaux d'enchères afin d'exploiter des opportunités sur le marché qui rend la commercialisation plus en ligne avec les prix du marché tout en supportant l'objectif de maximiser les capacités de stockage souscrites et les revenus des opérateurs de stockage.

Un répondant anonyme

Les prix déprimés atteints lors des enchères ont conduit à une hausse significative du Terme tarifaire de Stockage (+41%) cette année, rajoutant ainsi une charge supplémentaire aux clients finals et au premier rang desquels aux industriels déjà pleinement exposés à l'envolée historique des prix du gaz.

Les dispositions du mécanisme actuel visent à commercialiser, avec un prix de réserve nul, et donc à faire financer par les clients finals, des capacités de stockage qui non seulement dépassent celles définies à l'arrêté du 13 mai 2022 mais également celles de l'assiette de collecte estimée dans la délibération 2022-78. Les clients assurant la compensation stockage financent ainsi des capacités de stockage dépassant les besoins nécessaires pour assurer leur approvisionnement.

Afin de limiter la hausse du Terme tarifaire de Stockage, il semblerait logique de limiter la commercialisation de capacités de stockage tels que définis dans cette consultation aux stricts besoins nécessaires. Les capacités supplémentaires devraient être sorties des calculs de tarifs et proposées à un prix de réserve égal au tarif quitte à n'être vendues qu'à court terme (lorsque le spread peut se rouvrir nettement en cas de besoin des marchés) ou pas du tout (si les marchés, reflétant l'équilibre global, n'en ont pas besoin). Sinon, leur coût devrait être porté par l'ensemble des consommateurs.

Nous tenons par ailleurs à attirer l'attention sur le fait que le mécanisme en place aboutira à pénaliser les clients finals qui auront répondu aux appels des autorités françaises et européennes. En effet, les industriels qui ont réduit leur consommation cet été afin de faciliter la constitution des stocks nécessaires au passage de l'hiver,

verront mécaniquement leur Part Hiver et leur Modulation augmenter et seront pénalisés à partir du 1er avril 2023.

Afin de ne pas défavoriser les industriels qui ont répondu aux appels à la modération, il semblerait logique que :

- Les données de consommation du 1er novembre 2021 au 31 octobre 2022 ne soient pas considérées dans le calcul de la Part Hiver. Sinon, des sites contre-modulés (P013 et P014) et qui auront réduit leur consommation sur l'été 2022, pourraient indument rentrer dans le périmètre de collecte de la compensation stockage.
- L'adaptation transitoire de calcul de la modulation sur la base des deux meilleures années sur une période d'observation de quatre ans au lieu de trois (délibération 2021-15), soit prorogée. Comme cela avait été le cas avec la crise sanitaire, la crise déclenchée par l'intervention russe en Ukraine et les appels à la modération énergétique subséquents ont eu des impacts significatifs sur la modulation des consommateurs cette année.

MISE EN VENTE INITIALE DES CAPACITÉS

Question 2 : Etes-vous favorable à la suppression des guichets de juin et de novembre, et à l'introduction de créneaux fixés librement par les opérateurs sur tous les jours ouvrés (proposition n° 1) ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Favorable

Teréga y est favorable, afin de laisser l'opportunité aux opérateurs de commercialiser leurs capacités aux moments les plus opportuns, quand les conditions de marché de spreads été/hiver facilitent les souscriptions.

STORENGY France

Favorable

Storengy est favorable à ces dispositions, qui permettront aux opérateurs de stockage de s'adapter aux conditions de marché lorsqu'elles évoluent favorablement, de façon à pouvoir proposer au marché les capacités de stockage lorsque celui-ci voit effectivement de la valeur économique dans le stockage.

Ces dispositions sont de plus similaires aux pratiques de la plupart des autres opérateurs de stockage européens, qui commercialisent leurs capacités au fil de l'eau. Les informations (quantités globales à vendre par produits sur l'année à venir, calendriers prévisionnel et fixe -pour janvier et février-, etc) qui continueront à être fournies en début de campagne annuelle de commercialisation par les opérateurs français à leurs clients, sont de nature à donner plus de visibilité au marché sur son déroulement que ce qui se pratique généralement ailleurs.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

Favorable

EDF partage l'avis des opérateurs de stockage et de la CRE selon lequel les modalités de stockage n'offrent pas assez de flexibilité pour s'adapter aux changements conjoncturels, et en particulier ne permettent pas toujours de proposer des enchères lorsque les conditions de marché sont plus favorables. EDF est donc favorable à cette proposition. Il est à noter que, dès lors que les contraintes organisationnelles étant plus importantes à certaines périodes, en particulier au mois d'août, il est essentiel d'éviter de mettre en vente un volume trop important durant ces périodes.

En outre, par le passé, le prix de réserve devenait nul à partir du guichet de novembre. Avec la suppression de ce guichet, il est impératif d'anticiper le moment où le prix de réserve devient désormais nul.

Danske Commodities

Défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE accueille favorablement la proposition d'assouplissement du processus en début de campagne de souscription. Toutefois, il est essentiel que l'évolution projetée préserve une certaine prévisibilité des fenêtres d'enchères pour les acteurs de marché. Pour assurer cette prévisibilité, un préavis minimum de **3 jours ouvrés** est requis, avec des enchères se tenant les jours d'ores et déjà dédiés aux opérateurs de stockage (i.e. excluant les lundis et vendredis, et jours fériés). A cet égard, nous partageons l'analyse de la CRE selon laquelle un préavis plus court imposerait des contraintes organisationnelles importantes, en termes de flexibilité et de réactivité en vue d'identifier les périodes d'enchères et d'analyse des besoins de stockages devant justifier ou non une participation à celles-ci. Si 2 jours apparaît insuffisant, un délai de prévenance de 3 jours semble ainsi un bon compromis pour accroître la flexibilité du système d'enchères sans nuire à la prévisibilité requise pour une participation effective des acteurs de marché.

Enfin, l'introduction de créneaux fixés librement par les opérateurs ne signifie pas nécessairement que la suppression des guichets de juin et novembre soit nécessaire. Les quantités qui seraient commercialisées devraient seulement être adaptées.

Gaznat SA

Favorable

Oui nous y sommes favorables. Cependant, nous aurions un intérêt à ce que subsiste a minima un guichet en année N-1 (ceci pour des raisons propres à Gaznat qui a des obligations de déclaration des volumes contractualisés au titre du stockage en France et de l'accord inter-état entre la France et la Suisse, et ce au 1er décembre de chaque année précédant une année de stockage)

Shell Energy Europe Limited

Ni favorable, ni défavorable

- a. Given the volatile market situation, we acknowledge the rationale behind the proposal to grant flexibility for SSOs to organise more auctions and we take note of the SSOs' willingness to do so
- b. Nonetheless, we share CRE's concerns that the two-day notice period prior to the launch of the free auctions is very short and potentially detrimental. We therefore suggest to elaborate a different approach to strike a better balance between the flexible auctioning of capacity and due notification of market participants. We counter-propose a pre-determined notice window of 2 weeks (set with the annual offer), where an auction can be called any time in this window at a two-day notice period
- c. Last, in order to further facilitate the timely reaction of market participants, it is paramount that SSOs will still share their offer earlier in the year so that volume and gates are known well in advance of the auction being called.

AFG

Favorable

L'AFG est favorable à ces dispositions, qui permettront aux opérateurs de stockage de s'adapter aux conditions de marché lorsqu'elles évoluent favorablement, de façon à pouvoir proposer au marché les capacités de stockage lorsque celui-ci voit effectivement de la valeur économique dans le stockage.

Ces dispositions sont de plus similaires aux pratiques de la plupart des autres opérateurs de stockage européens, qui commercialisent leurs capacités au fil de l'eau. Les informations (quantités globales à vendre par produits sur l'année à venir, calendriers prévisionnel et fixe -pour janvier et février, etc) qui continueront à être fournies en début de campagne annuelle de commercialisation par les opérateurs français à leurs clients, sont de nature à donner plus de visibilité au marché sur son déroulement que ce qui se pratique généralement ailleurs.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies est favorable à la suppression des guichets de juin et de novembre, et à l'introduction de créneaux fixés librement par les opérateurs sur tous les jours ouvrés sur cette période : ces propositions apporteront de la souplesse aux acteurs de marché tout en maîtrisant les risques de non-commercialisation.

Conserver les guichets fixes de mois de janvier et février permettra en outre de donner de la visibilité aux acteurs.

AFIEG

L'AFIEG est favorable à la proposition de suppression des guichets de juin et novembre. Cela permettrait de réduire l'exposition des fournisseurs au décalage temporaire entre la contractualisation et l'exécution de la couverture et d'éviter l'organisation d'une enchère infructueuse. Cependant, l'AFIEG partage l'avis de la CRE concernant la difficulté pour les petits acteurs de s'adapter à un calendrier d'enchères à période variable. Un point d'équilibre pour donner de la visibilité à tous les acteurs est de conserver les guichets de mois de janvier et février.

ENI

ENI y est favorable, cette proposition apportera de la souplesse aux acteurs de marché tout en maîtrisant les risques de non-commercialisation. Toutefois, nous considérons qu'un délai de prévenance de 2 jours est trop court pour permettre aux acteurs de s'organiser, nous proposons de le porter à 4 jours ouvrés.

ANODE

L'ANODE y est favorable, cette proposition apportera de la souplesse aux acteurs de marché tout en maîtrisant les risques de non-commercialisation.

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable aux propositions avancées par les opérateurs de stockage et auxquelles la CRE adhère également. Ces propositions devraient laisser l'opportunité aux opérateurs de commercialiser leurs capacités aux moments les plus opportuns, quand les conditions de marché facilitent les souscriptions.

Autres acteurs

Un répondant anonyme

Favorable

Oui, nous supportons toutes mesures pour rendre les créneaux d'enchères plus flexibles afin que les participants de marché bénéficient de plus d'opportunités.

Question 3 : Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant les conditions de mise en vente des capacités additionnelles disponibles à partir de janvier (proposition n° 2) ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Favorable

Teréga y est favorable, cette proposition permet de ne pas attendre trop longtemps pour les opérateurs avant de re-commercialiser des capacités invendues précédemment.

STORENGY France

Favorable

Storengy est favorable à ces dispositions, qui permettront aux opérateurs de stockage de poursuivre notamment la re-commercialisation d'éventuels invendus sans contrainte excessive.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

Favorable

EDF est favorable à cette proposition.

Danske Commodities

Favorable

ENGIE

Favorable

Oui (sous réserve des limites fixées par le cadre proposé ci-dessus). Une telle proposition est de nature à accroître l'adaptabilité du système de commercialisation de capacités en permettant une meilleure réactivité à un marché du gaz volatile et réduirait le risque d'invendus. Cette évolution est pertinente et renforcera la sécurité d'approvisionnement.

Les conditions de mise en vente des capacités additionnelles devraient toutefois reposer sur un préavis suffisamment long (3 jours ouvrés) et les enchères s'insérer sur les jours d'ores et déjà dédiés aux opérateurs de stockage (i.e. excluant les lundi, vendredi et jours fériés)

Gaznat SA

Favorable

AFG

Favorable

L'AFG est favorable à ces dispositions, qui permettront aux opérateurs de stockage de poursuivre notamment la re-commercialisation d'éventuels invendus sans contrainte excessive.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies est favorable à cette proposition,

Afin de limiter le risque d'invendus, il faudrait également prévoir soit d'augmenter le plafond fixé à 10 TWh, soit ne pas intégrer dans ce plafond les volumes invendus.

AFIEG

Oui. La proposition permet de réduire le risque de décalage temporaire entre le moment de la contractualisation de capacités et le moment de l'exécution de la couverture.

ENI

ENI y est favorable. Cette disposition est une réponse positive aux difficultés de commercialisation rencontrées pour le produit Serene lors de la campagne 22-23.

ANODE

L'ANODE y est favorable. Cette disposition est une réponse positive aux difficultés de commercialisation rencontrées pour le produit Serene lors de la campagne 22-23.

Afin de limiter le risque d'invendus, il faudrait également prévoir :

- soit d'augmenter le plafond fixé à 10 TWh ;
- soit ne pas intégrer les volumes invendus dans ce plafond.
-

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à cette proposition qui permet de replacer sur le marché très rapidement des capacités qui n'ont pas trouvé d'acheteur lors des précédentes enchères. L'expérience de la commercialisation de Serene lors de la campagne de souscription 2022-2023 montre la pertinence de la proposition avancée par les opérateurs de stockage.

Autres acteurs**Un répondant anonyme**

Favorable

Oui, pas d'objection

Un répondant anonyme

Réponse confidentielle

Question 4 : Etes-vous favorable au délai de prévenance de deux jours ouvrés avant le lancement de chaque enchère fixée librement par les opérateurs (proposition n° 4) ? Si non, quel délai vous semblerait le plus pertinent ?**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****Teréga**

Favorable

Teréga y est favorable: un délai de 2 jours permet d'avoir une bonne réactivité pour s'adapter aux conditions de marché. La durée de ce délai a été discutée en Concertation Stockage au mois de mai dernier, et un consensus autour d'un délai de 2 jours semblait se dessiner parmi l'ensemble des acteurs de marché.

STORENGY France

Favorable

Storengy est favorable au délai de prévenance de deux jours ouvrés avant le lancement de chaque enchère fixée librement par les opérateurs, étant entendu que ce délai est un délai minimal à respecter quelles que soient les conditions.

Une première proposition d'un jour ouvré avait été faite en Concertation Stockage, et avait attiré l'inquiétude d'un certain nombre de participants. Les opérateurs ont ainsi fait une nouvelle proposition à deux jours ouvrés, mais ne souhaitent pas un délai supérieur qui pourrait éventuellement nuire à la re-commercialisation d'inventus à proximité de l'année stockage (voire en début d'année stockage). Ils souhaitaient aussi, pour des raisons de simplicité et de clarté des règles de commercialisation sur le marché français, l'établissement d'un préavis minimal unique, valable pour tous les types de produits (produits standard et produits de court terme) et durant toute l'année.

Storengy entend donc, si ce préavis de 2 jours était confirmé, ne l'utiliser qu'avec parcimonie lorsque les conditions s'y prêtent (re-commercialisation d'inventus, proximité avec le début d'année stockage, ou produits court-terme -cf plus loin-). L'intérêt des opérateurs de stockage est en effet de laisser un temps suffisant aux clients pour qu'ils puissent se préparer à l'enchère en cohérence avec le contexte du moment.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**GAZ DE BORDEAUX**

Défavorable

Nous sommes défavorable à ce délai de prévenance de 2 jours ouvrés qui nous semble beaucoup trop court pour réaliser le travail nécessaire d'analyse de nos besoins de stockage en fonction de l'approvisionnement de nos clients. Un délai de ce type est certainement suffisant à des traders qui ne font que revendre et regardent donc uniquement le spread avant de se positionner sur une enchère mais pas à un fournisseur qui réserve le stockage pour l'approvisionnement de ses clients. Encore une fois la crise actuelle devrait nous avoir appris que l'objectif est de vendre les capacités de stockage à des fournisseurs détenant un portefeuille de clients finaux et se servant des stockages pour sa logistique. La formulation « besoin de visibilité » pour décrire un délai de quelques jours nous semble complètement décalée de la visibilité dont a besoin un fournisseur : aujourd'hui nous connaissons les ventes de stockage 1an avant c'est donc une réduction de 99% de notre visibilité.

EDF

Favorable

EDF comprend que le délai de prévenance minimum de deux jours ouvrés signifie que l'opérateur de stockage ne peut pas prévenir les acteurs de la tenue d'une enchère moins de deux jours ouvrés avant le lancement de l'enchère

qui a lieu en J-1 du résultat de l'enchère. Dans ce cas, EDF est favorable à la proposition. Si le délai de prévenance intervient deux jours avant le résultat de l'enchère, EDF considère que ce délai est trop court et ne permet pas d'estimer le prix de l'enchère.

Danske Commodities

Favorable

ENGIE

Défavorable

ENGIE est défavorable à un délai de 2 jours, jugé trop restreint opérationnellement. ENGIE préconise un délai min de 3 jours ouvrés tel que mentionné ci-dessus.

Shell Energy Europe Limited

Défavorable

We share CRE's concerns that the two-day notice period prior to the launch of the free auctions is very short and potentially detrimental. We therefore suggest to elaborate a different approach to strike a better balance between the flexible auctioning of capacity and due notification of market participants. We counter-propose a pre-determined notice window of 2 weeks (set with the annual offer), where an auction can be called any time in this window at a two-day notice period

AFG

Défavorable

L'AFG relève que les opérateurs de stockage prévoient de donner le maximum de visibilité possible au marché concernant les dates d'enchères, et de n'organiser des enchères avec un préavis court que si les conditions de marché l'exigent.

Elle est toutefois attentive aux problématiques opérationnelles qu'un délai de préavis trop court serait susceptible de poser à certains types d'expéditeurs, ce qui pourrait conduire à des pertes d'opportunité.

Pour tenir compte de cette problématique, l'AFG propose de retenir un délai de prévenance minimum de trois jours ouvrés avant le lancement d'une enchère.

Gaznat SA

Défavorable

Le délai de 2 jours nous paraît trop court pour des structures de taille moyenne comme la notre. Un délai de 5 jours ouvrables nous paraît plus juste, dans la mesure où la volatilité du spread saisonnier est bien inférieure à celle des produits séparés et en valeur absolue, et qu'un opérateur de stockage peut se permettre d'avoir un délai de neutralisation de plusieurs jours tout en gardant de forte chance de conserver la tendance, positive le cas échéant, du spread saisonnier pour l'enchère à venir. En revanche, pour une structure aux moyens limités, le délai de 2 jours ne permet pas d'effectuer le processus décisionnel habituel pour ce genre d'enchères.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergie est favorable au délai de prévenance de deux jours ouvrés, qui constitue le bon équilibre entre nécessaire délai de prévention des acteurs et assurance d'enchères organisées dans des conditions de marché favorables.

Afin d'augmenter la visibilité sur les volumes en vente à venir et de permettre aux acteurs du marché de se préparer aux enchères, TotalEnergies propose que les stockeurs publient mensuellement les volumes par produit qu'ils comptent commercialiser au cours des enchères libres, sans préciser la date.

AFIEG

Oui. Il semble que ce soit le bon équilibre entre la prévention des acteurs et l'assurance d'enchères organisées dans des conditions de marché favorables.

ENI

ENI est favorable à un délai de prévenance court en situation de tension. Toutefois, dans les circonstances normales, nous préconisons de porter ce délai à 4 jours ouvrés pour permettre aux participants de s'organiser.

Afin de limiter l'augmentation des prix pour les consommateurs liée aux primes de risques dues à l'incertitude sur la période d'achat, nous proposons :

Modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022

- que les stockeurs publient à l'issue de chaque enchère les volumes restants par produit ;
- que les stockeurs publient mensuellement les volumes par produit qu'ils comptent commercialiser au cours des enchères libres sur le mois, sans engagement ni précision des dates.

ANODE

L'ANODE est favorable à un délai de prévenance court en situation de tension.

Concernant le risque de perte de visibilité pour les fournisseurs, l'ANODE considère que les fournisseurs pourront anticiper les mises en ventes en suivant les spreads et que ce risque est maîtrisable avec un délai de prévenance de 2 jours.

Afin de limiter l'augmentation des prix pour les consommateurs liée aux primes de risques dues à l'incertitude sur la période d'achat, nous proposons :

- que les stockeurs publient à l'issue de chaque enchère les volumes restants par produit ;
- que les stockeurs publient mensuellement les volumes par produit qu'ils comptent commercialiser au cours des enchères libres sur le mois, sans engagement ni précision des dates.

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ souscrit à l'analyse de la CRE qui se prononce en faveur d'un délai de prévenance relativement court afin de conserver la souplesse du système proposé par les gestionnaires de stockage.

Afin de limiter l'augmentation des prix pour les consommateurs liée aux primes de risques dues à l'incertitude sur la période d'achat, l'UPRIGAZ propose :

- que les stockeurs publient à l'issue de chaque enchère les volumes restants par produit ;
- que les stockeurs publient mensuellement les volumes par produit qu'ils comptent commercialiser au cours des enchères libres sur le mois, sans engagement ni précision des dates.

Autres acteurs

Un répondant anonyme

Favorable

Oui, pas d'objection. Deux jours de préavis sont suffisants et assurent de réagir rapidement aux développements de marché.

Un répondant anonyme

Un délai de prévenance réduit à deux jours ouvrés semble court d'autant plus dans un contexte dans lequel les besoins en termes de capitaux immobilisés se sont envolés. Il pourrait pénaliser les plus petits acteurs ou ceux qui auraient des besoins particuliers (mise à jour des données du portefeuille, accès au financement, validations...). Prévenir les acteurs des enchères à venir un jeudi pour la semaine suivante semble une adaptation suffisante du système actuel qui permettrait de rajouter la flexibilité recherchée tout en préservant un délai nécessaire pour la préparation interne des acteurs.

Question 5 : Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant la répartition des capacités pouvant être commercialisées aux différentes échéances (proposition n° 5) ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Favorable

Teréga y est favorable: 30% de capacités a minima sur les enchères de janvier et février est un socle suffisant pour les expéditeurs souhaitant participer seulement dans les dernières semaines avant le début de l'année stockage.

STORENGY France

Favorable

Storengy soutient cette proposition qui lui paraît adéquate à la fois avec le comportement constaté des clients fournisseurs de clients finaux en France sur les campagnes précédentes, et avec la répartition de ses différentes capacités de stockage (environ 2/3 de capacités Serene), ce qui lui permettra de sécuriser la vente de ses capacités saisonnières.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

Favorable

EDF est favorable avec la proposition de garder au moins 30% des capacités en janvier et février N.

Danske Commodities

Défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE accueille favorablement la proposition d'abaissement des seuils de capacités annuelles relatifs aux guichets fixes de janvier et février. Le contexte récent a montré la pertinence d'anticiper et d'étaler la commercialisation des capacités de stockage pour ne pas subir trop brutalement un contexte de marché défavorable qui interviendrait sur le 1^{er} trimestre, au moment qui précède le début de l'année stockage.

ENGIE partage aussi la vision de la CRE quant à la nécessité de conserver l'obligation d'une commercialisation de l'intégralité des capacités de stockage de l'année N/N+1 avant la fin du dernier guichet fixe de février. Le maintien de cette obligation permettra à chaque expéditeur de préserver sa liberté de choix dans les différents produits de stockage qu'il voudra souscrire selon leurs maturités respectives (cf. produits annuels vs. produits pluriannuels).

AFG

Favorable

L'AFG soutient cette proposition qui lui paraît adéquate à la fois au regard du comportement constaté des clients fournisseurs de clients finaux en France sur les campagnes précédentes, et de la répartition des différentes capacités de stockage.

Gaznat SA

Favorable

Nous avons un intérêt certain à ce que les volumes puissent être mis aux enchères de façon équilibrée entre l'année qui précède, et les années N-2 et N-3, ce qui correspond plus à l'horizon sur lequel les décisions stratégiques et de gestion de portefeuille long terme sont prises.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies est favorable à cette proposition, qui permet de souscrire des capacités de manière pluriannuelle et en maximisant la souscription au plus proche de l'année de livraison.

TotalEnergies n'est pas favorable au maintien d'un plafond à 10 TWh pour les enchères libres qui intègrent les invendus des sessions précédentes

AFIEG

Oui. Cela permet, tout au long de l'année, de souscrire à des capacités et non pas seulement aux mois de janvier et février.

ENI

ENI est favorable à cette proposition, mais propose que les taux soient revus :

- en N-3 à 80 % et en N-2 à 50 %, de sorte que les opérateurs de stockage aient une plus grande latitude pour sécuriser leurs volumes ;

- et en N à 40% pour que les fournisseurs conservent de la flexibilité au regard de l'évolution de leur portefeuille.

ANODE

L'ANODE est favorable à cette proposition, mais suggère de revoir les taux :

- à la hausse en N-3 à 80 % et en N-2 à 50 %, de sorte que les opérateurs de stockage aient une plus grande latitude pour sécuriser leurs volumes,
- à la baisse en N à 40%, pour que les fournisseurs conservent de la flexibilité au regard de l'évolution de leur portefeuille.

Comme évoqué dans notre réponse à la question 4, nous ne sommes pas favorables au maintien d'un plafond à 10 TWh pour les enchères libres qui intègrerait les inventus des sessions précédentes.

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à une répartition des offres de capacités de stockage couvrant une période étendue à l'ensemble de l'année tout en maintenant une commercialisation significative des capacités en janvier février, périodes où les expéditeurs avaient traditionnellement l'habitude de souscrire leurs capacités de stockage. L'UPRIGAZ ne voit donc aucun inconvénient à faire passer le volume des capacités proposées en janvier-février de 50 à 30 %. Cette réforme devrait satisfaire les expéditeurs souhaitant participer seulement dans les dernières semaines avant le début de l'année de stockage.

Autres acteurs

Un répondant anonyme

Favorable

Oui, pas d'objection. La réduction du taux minimal des capacités restantes à partir de janvier N permet d'augmenter les opportunités des souscrire des capacités de stockage en ligne avec les signaux du marché et supporte les objectifs de maximiser les capacités souscrites et les recettes issues de la vente.

Question 6 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions de modifications concernant les conditions de commercialisation initiale des capacités de stockage ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Pas d'autres remarques.

STORENGY France

Au vu des conditions de marché difficiles, Storengy considère qu'un réel prix de réserve à zéro devrait être proposé aux participants aux enchères.

En effet aujourd'hui, un participant aux enchères de capacités de stockage voit certes un prix de réserve à zéro côté stockage, mais doit payer un prix au transporteur compris entre environ 30 à 70 c€/MWh suivant les produits.

Dans un contexte où plusieurs pays voisins sont à proposer des incitations à la souscription de stockage, Storengy considère qu'il serait judicieux d'utiliser la nouvelle souplesse laissée par le Règlement Européen (*Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard the security of gas supply and Regulation (EC) n° 715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to natural gas transmission networks*) d'un discount de 100% du tarif au PITS.

Au périmètre du stockage, un coût nul du PITS faciliterait la commercialisation des capacités en conditions de marché défavorables (ce qui contribuerait ainsi à la sécurité d'approvisionnement) et n'aurait, dans des conditions « normales » de marché pas d'impact sur les revenus des stockeurs : les enchères partant à prix de marché compte tenu des différents coûts, dont le PITS, les revenus directs d'enchères augmenteraient en proportion de la baisse du PITS. Il y aurait donc un vase communicant augmentant les revenus d'enchères et diminuant par conséquent la compensation stockage.

Au périmètre du transport, le manque à gagner lié à une annulation du terme tarifaire au PITS devra être compensée. Toutefois cette mise à zéro du terme tarifaire est cohérente avec le service apporté par le stockage au réseau (moindre investissement, etc).

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

EDF est favorable à la suppression du prix de réserve (ou *a minima* à un prix de réserve nul sur toutes les échéances). La possibilité de proposer un prix de réserve négatif est la meilleure réponse pour s'adapter aux conditions de marché défavorables. De plus, cette évolution n'aurait pas d'impact sur la facture de l'ensemble des consommateurs car le coût de stockage comprend (i) les coûts de réservation des capacités de stockage via les enchères, (ii) le coût du terme tarifaire stockage dans le tarif ATRT et (iii) le besoin en fonds de roulement du gaz immobilisé. Ainsi, un prix d'achat négatif serait rétrocédé aux consommateurs via la composante « coûts de réservation des capacités de stockage via les enchères » du tarif. Ce prix négatif est le reflet du coût explicite de la sécurité d'approvisionnement et ne pas autoriser les enchères à prix négatif ne conduira pas à effacer ce coût pour le consommateur. En outre, il n'est pas juste de considérer qu'un prix négatif signifierait une rémunération des opérateurs de stockage de leurs clients pour une prestation de stockage rendue à ceux-ci. En effet, le service rendu ne se limite pas à la gestion des stockages mais consiste à assurer la sécurité d'approvisionnement laquelle est assurée par les souscriptions des fournisseurs et non par les opérateurs de stockage.

Cependant, EDF comprend que pour rendre possible des enchères à prix négatifs, une évolution législative est nécessaire. En effet, l'article 452.1 du code de l'énergie encadre les coûts couverts par les tarifs d'utilisation du réseau de transport et dispose : « *Figurent notamment parmi les coûts supportés par les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1 une rémunération normale des capitaux investis, les coûts mentionnés au dernier alinéa de l'article L. 421-6, les dépenses de recherche et développement nécessaires à la sécurité de ces infrastructures et les coûts supportés par ces opérateurs au titre de la modification de la nature ou des caractéristiques du gaz acheminé dans les réseaux de gaz naturel* ». Ainsi, les coûts additionnels que supporteraient l'opérateur de stockage semblent être hors du périmètre décrit dans cet article. EDF appelle de ses vœux une évolution législatif afin que le tarif de transport puisse couvrir les coûts visant à assurer la sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, une suppression du terme tarifaire PITS pourrait également être envisagée. En effet, ce terme, compris entre 30 et 70 c€/MWh, dégrade la valeur du stockage et renforce le désintérêt des acteurs pour le stockage. Une suppression de ce terme aurait des conséquences non pas sur le revenu des stockeurs mais sur celui des transporteurs. Afin de garantir la couverture des coûts des GRT, celle-ci devrait être compensée par une hausse de certains autres termes tarifaires. Cependant, dans le contexte actuel, il est primordial de s'assurer que cette compensation ne dégrade pas la capacité de la France à importer du gaz (par exemple, une hausse du PITTM conduirait à dégrader la compétitivité des terminaux méthaniers français).

Enfin, EDF propose de réfléchir à commercialiser des bundles de produits différents. Les produits rapides sont généralement mieux valorisés par le marché, les lier avec des produits plus lents pourraient améliorer l'appétence des acteurs et ainsi minimiser les invendus.

ENGIE

La Commission de Régulation fait remarquer à raison au paragraphe 1.2.1. de la consultation que la demande de capacités de stockage pour une année donnée dépend au premier ordre du spread été/hiver de cette année au moment de l'enchère minorée entre autres du tarif au PITS.

Comme il a été factuellement constaté que l'achat ou non des capacités de stockage peut se jouer à quelques centimes, il paraît rationnel de mettre à zéro le tarif au PITS. D'autres GRT en Europe ont déjà fait ce choix. Dans ce cas de figure, il serait également naturel que la part du revenu régulé des GRT liée aux PITS puisse être récupérée selon la même allocation que celle appliquée au terme de compensation stockage pour le complément de revenu des opérateurs de stockage.

Shell Energy Europe Limited

In order to further facilitate the timely reaction of market participants, it is paramount that SSOs will still share their offer earlier in the year so that volume and gates are known well in advance of the auction being called.

AFG

Au vu des conditions de marché difficiles, l'AFG considère qu'il serait intéressant de proposer un prix de réserve réellement nul aux participants aux enchères.

En effet aujourd'hui, un participant aux enchères de capacités de stockage voit un prix de réserve à zéro côté stockage, mais doit payer un prix au transporteur (terme tarifaire PITS) compris entre environ 30 à 70 c€/MWh suivant les produits. Dans un contexte où plusieurs pays voisins mettent en place des incitations à la souscription de stockage, l'AFG considère qu'il serait judicieux d'utiliser la nouvelle souplesse laissée par le récent règlement européen relatif au stockage³[1] d'un discount de 100% du tarif au PITS.

Au périmètre du stockage, un coût nul du PITS faciliterait la commercialisation des capacités en conditions de marché défavorables (ce qui contribuerait ainsi à la sécurité d'approvisionnement) et n'aurait, dans des conditions « normales » de marché pas d'impact sur les revenus des stockeurs : les enchères partant à prix de marché compte tenu des différents coûts, dont le PITS, les revenus directs d'enchères augmenteraient en proportion de la baisse du PITS. Il y aurait donc un vase communicant augmentant les revenus d'enchères et diminuant par conséquent la compensation stockage.

Le manque à gagner au périmètre du transport devra être compensé pour garantir la couverture des coûts des GRT.

Gaznat SA

Il est important de connaître à l'avance, a minima de façon indicative (tout en étant suffisamment proche du réel), les publications de maintenance pour les années au delà de N/N+1 si nous voulons contractualiser avec assez de confiance des capacités sur les échéances supérieures à une année.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies souscrit à l'objectif de cette réforme du calendrier de commercialisation, qui est de maximiser les souscriptions de stockage en cas de spread été/hiver faible ou négatif, en privilégiant l'application de mesures de flexibilité et en évitant de faire peser sur les fournisseurs de nouvelles obligations en cette période de crise.

TotalEnergies souhaite ici revenir sur les avantages des prix de réserve négatif : il est en effet probable que les conditions de marché tout au long de la période de commercialisation soient défavorables. Dans ce cas, avoir un prix de réserve négatif permet de garantir la souscription de toutes les capacités.

AFIEG

La proposition de cette consultation considère qu'il y aura au moins quelques jours avec des conditions de marché favorables à la vente de capacités de stockage. Néanmoins, il est probable, que les conditions de marché tout au long de la période de commercialisation soient défavorables. Dans ce cas, avoir un prix de réserve négatif garantit que toutes les capacités soient vendues malgré les conditions marché.

ENI

ENI souscrit à l'objectif de cette réforme, qui est de maximiser les souscriptions de stockage en apportant de la flexibilité aux stockeurs.

Nous préconisons que des prix de réserve négatifs puissent être proposés pour certains produits qui demeureraient invendus, afin de garantir la souscription de toutes les capacités ou bien d'introduire des mécanismes d'incitation et d'indemnisation des fournisseurs pour leurs pertes.

ENI souligne l'importance de ne pas faire peser sur les fournisseurs de nouvelles obligations en cette période de crise, mais plutôt d'appliquer des mesures de flexibilité, comme le proposent les stockeurs, et d'incitation, comme en Italie (cf. Annexe 1).

ANNEXE 1 - mécanisme de sécurisation des stockages de gaz en Italie en 2022-23**Contexte et introduction**

³ Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard the security of gas supply and Regulation (EC) n° 715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to natural gas transmission networks

L'Italie a mis en place un mécanisme d'incitation à la souscription et à l'injection de gaz naturel, sans introduire d'obligations sur les fournisseurs.

Le système, introduit graduellement à partir d'avril 2022, repose sur des mécanismes d'incitation et la mise en place d'un acteur de dernier recours.

Mécanismes d'incitation

Le stockage saisonnier est un mécanisme d'optimisation de l'approvisionnement annuel en gaz naturel, qui consiste à acheter le gaz en été et à le stocker pour le revendre en hiver. Pour que cette opération soit économiquement viable, la différence entre le prix du gaz en hiver et celui en été (spread hiver/été) doit être positive pour couvrir a minima une série de coûts liés au stockage (ci-après Coûts de stockage).

Les Coûts de stockage sont composés principalement de deux composantes :

1. les coûts intrinsèques liés à l'utilisation des cavités de stockage
2. et les coûts financiers liés à l'immobilisation du gaz (ces derniers étant importants aujourd'hui avec la flambée des prix).

En cas de spread faible ou négatif, il n'est financièrement pas opportun pour un fournisseur d'utiliser cet instrument pour optimiser son approvisionnement, au risque d'enregistrer des pertes trop importantes.

Or, le stockage de gaz naturel remplit une mission d'intérêt général, qui est de participer à la sécurité d'approvisionnement en cas de rupture des importations gazières. Si les pouvoirs publics décident de confier cette mission d'intérêt général aux fournisseurs, alors ces derniers doivent être compensés à la hauteur de leurs pertes. Ce raisonnement a été adopté par les pouvoirs publics italiens et est également suggéré par la Commission Européenne dans sa Communication 138/10 datant du 24 mars 2022, sur la sécurité d'approvisionnement et l'encadrement des prix de l'énergie, à travers des mécanismes d'incitation conçus pour compenser les pertes des fournisseurs.

Ainsi, les utilisateurs de stockage italiens peuvent bénéficier :

- d'un « prix de réserve » pour la capacité de stockage fixé de manière temporaire pour cette année à 0, ainsi que les coûts variables à l'injection et au soutirage et les coûts fixes en entrée et sortie depuis/vers le stockage.
- une prime à la souscription de la capacité, reçue au moment de l'injection du gaz dans les stockages. Cette prime forfaitaire peut s'élever jusqu'à 5 €/MWh de gaz stocké. Le montant de cette prime se base sur la prise en compte de la différence entre le prix hivernal et le prix de la période d'injection résultante des plus récentes cotations (soit une estimation du spread hiver/été au début de la période d'injection), auquel s'ajoute un coût de financement à soutenir et une reconnaissance d'une prime de risque ;
- En plus de cette prime, les utilisateurs de stockage peuvent souscrire optionnellement à un mécanisme leur garantissant une marge minimale à la sortie de l'exercice de stockage (perçue au moment du soutirage) à travers un contrat pour différence symétrique, selon lequel l'expéditeur échange avec le système un montant financier égal à la différence entre, d'une part un niveau de spread fixé en amont et assuré au soutirage, et d'autre part le prix du spread réel constaté pendant la période de soutirage et d'injection. En particulier:
 - Le prix déterminé en amont comprend des niveaux de prix fixes pour chaque produit de stockage et pour chaque enchère, dans l'optique d'assurer un niveau minimal de spread saisonnier (2 €/MWh), auquel s'ajoute la rémunération du capital pour la période d'immobilisation (selon un taux d'intérêt annuel fixé à 2,6%).
 - A cela vient se déduire, en faveur de l'utilisateur ou du GRT italien (Snam) en fonction du signe, la marge réelle enregistrée pendant l'exercice de stockage, ainsi que la prime forfaitaire reçue à l'injection (jusqu'à 5 €/MWh). La marge réelle est donnée par le spread effectif et consolidé, soit la différence entre le prix du marché pendant la phase de soutirage (prix de marché publié pendant l'hiver) et un prix présumé d'approvisionnement égal au prix enregistré lors la phase d'injection.

De cette manière, les utilisateurs de stockage reçoivent un complément de rémunération mensuel pendant la période de soutirage.

Acteur de dernier recours

En parallèle de ces mécanismes d'incitation, et afin de s'assurer que l'objectif de 90% de remplissage soit atteint au 1er novembre 2022, il a été mis en place un service de réservation et de remplissage des stocks de dernier recours, où l'acteur de dernier recours se charge de souscrire et de remplir les stockages jusqu'à l'atteinte de l'objectif de stock minimal.

Cette mission initialement assurée par Snam a été déléguée courant juillet 2022 à une autre institution : le GSE, en charge de plusieurs mécanismes incitatifs, tels que ceux liés aux énergies renouvelables ou à l'efficacité énergétique.

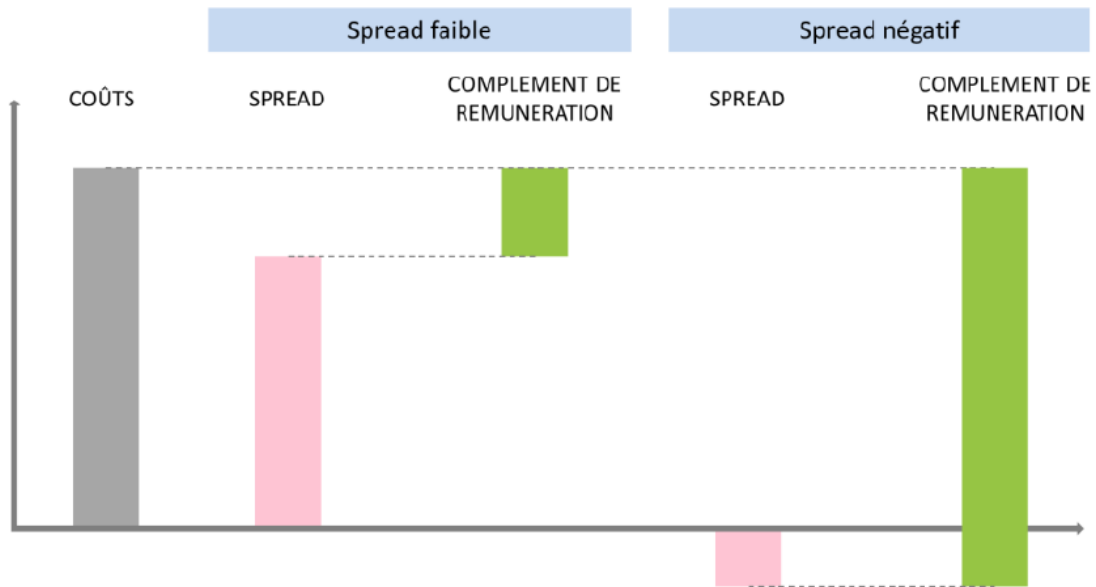


Figure 1 : représentation graphique théorique du complément de rémunération italien sur le stockage de gaz

ANODE

L'ANODE souscrit à l'objectif de cette réforme qui est de maximiser les souscriptions de stockage en apportant de la flexibilité aux stockeurs.

L'ANODE souligne qu'il est important de ne pas faire peser sur les fournisseurs de nouvelles obligations en cette période de crise, mais plutôt d'appliquer des mesures de flexibilité, comme le proposent les stockeurs, et d'incitation, comme en Italie (cf. Annexe 1).

ANNEXE 1 - mécanisme de sécurisation des stockages de gaz en Italie en 2022-23

Contexte et introduction

L'Italie a mis en place un mécanisme d'incitation à la souscription et à l'injection de gaz naturel, sans introduire d'obligations sur les fournisseurs.

Le système, introduit graduellement à partir d'avril 2022, repose sur des mécanismes d'incitation et la mise en place d'un acteur de dernier recours.

Mécanismes d'incitation

Le stockage saisonnier est un mécanisme d'optimisation de l'approvisionnement annuel en gaz naturel, qui consiste à acheter le gaz en été et à le stocker pour le revendre en hiver. Pour que cette opération soit économiquement viable, la différence entre le prix du gaz en hiver et celui en été (spread hiver/été) doit être positive pour couvrir a minima une série de coûts liés au stockage (ci-après Coûts de stockage).

Les Coûts de stockage sont composés principalement de deux composantes :

- 3. les coûts intrinsèques liés à l'utilisation des cavités de stockage

4. et les coûts financiers liés à l'immobilisation du gaz (ces derniers étant importants aujourd'hui avec la flambée des prix).

En cas de spread faible ou négatif, il n'est financièrement pas opportun pour un fournisseur d'utiliser cet instrument pour optimiser son approvisionnement, au risque d'enregistrer des pertes trop importantes.

Or, le stockage de gaz naturel remplit une mission d'intérêt général, qui est de participer à la sécurité d'approvisionnement en cas de rupture des importations gazières. Si les pouvoirs publics décident de confier cette mission d'intérêt général aux fournisseurs, alors ces derniers doivent être compensés à la hauteur de leurs pertes. Ce raisonnement a été adopté par les pouvoirs publics italiens et est également suggéré par la Commission Européenne dans sa Communication 138/10 datant du 24 mars 2022, sur la sécurité d'approvisionnement et l'encadrement des prix de l'énergie, à travers des mécanismes d'incitation conçus pour compenser les pertes des fournisseurs.

Ainsi, les utilisateurs de stockage italiens peuvent bénéficier :

- d'un « prix de réserve » pour la capacité de stockage fixé de manière temporaire pour cette année à 0, ainsi que les coûts variables à l'injection et au soutirage et les coûts fixes en entrée et sortie depuis/vers le stockage.
- une prime à la souscription de la capacité, reçue au moment de l'injection du gaz dans les stockages. Cette prime forfaitaire peut s'élever jusqu'à 5 €/MWh de gaz stocké. Le montant de cette prime se base sur la prise en compte de la différence entre le prix hivernal et le prix de la période d'injection résultante des plus récentes cotations (soit une estimation du spread hiver/été au début de la période d'injection), auquel s'ajoute un coût de financement à soutenir et une reconnaissance d'une prime de risque ;
- En plus de cette prime, les utilisateurs de stockage peuvent souscrire optionnellement à un mécanisme leur garantissant une marge minimale à la sortie de l'exercice de stockage (perçue au moment du soutirage) à travers un contrat pour différence symétrique, selon lequel l'expéditeur échange avec le système un montant financier égal à la différence entre, d'une part un niveau de spread fixé en amont et assuré au soutirage, et d'autre part le prix du spread réel constaté pendant la période de soutirage et d'injection. En particulier:
 - Le prix déterminé en amont comprend des niveaux de prix fixes pour chaque produit de stockage et pour chaque enchère, dans l'optique d'assurer un niveau minimal de spread saisonnier (2 €/MWh), auquel s'ajoute la rémunération du capital pour la période d'immobilisation (selon un taux d'intérêt annuel fixé à 2,6%).
 - A cela vient se déduire, en faveur de l'utilisateur ou du GRT italien (Snam) en fonction du signe, la marge réelle enregistrée pendant l'exercice de stockage, ainsi que la prime forfaitaire reçue à l'injection (jusqu'à 5 €/MWh). La marge réelle est donnée par le spread effectif et consolidé, soit la différence entre le prix du marché pendant la phase de soutirage (prix de marché publié pendant l'hiver) et un prix présumé d'approvisionnement égal au prix enregistré lors la phase d'injection.

De cette manière, les utilisateurs de stockage reçoivent un complément de rémunération mensuel pendant la période de soutirage.

Acteur de dernier recours

En parallèle de ces mécanismes d'incitation, et afin de s'assurer que l'objectif de 90% de remplissage soit atteint au 1er novembre 2022, il a été mis en place un service de réservation et de remplissage des stocks de dernier recours, où l'acteur de dernier recours se charge de souscrire et de remplir les stockages jusqu'à l'atteinte de l'objectif de stock minimal.

Cette mission initialement assurée par Snam a été déléguée courant juillet 2022 à une autre institution : le GSE, en charge de plusieurs mécanismes incitatifs, tels que ceux liés aux énergies renouvelables ou à l'efficacité énergétique.

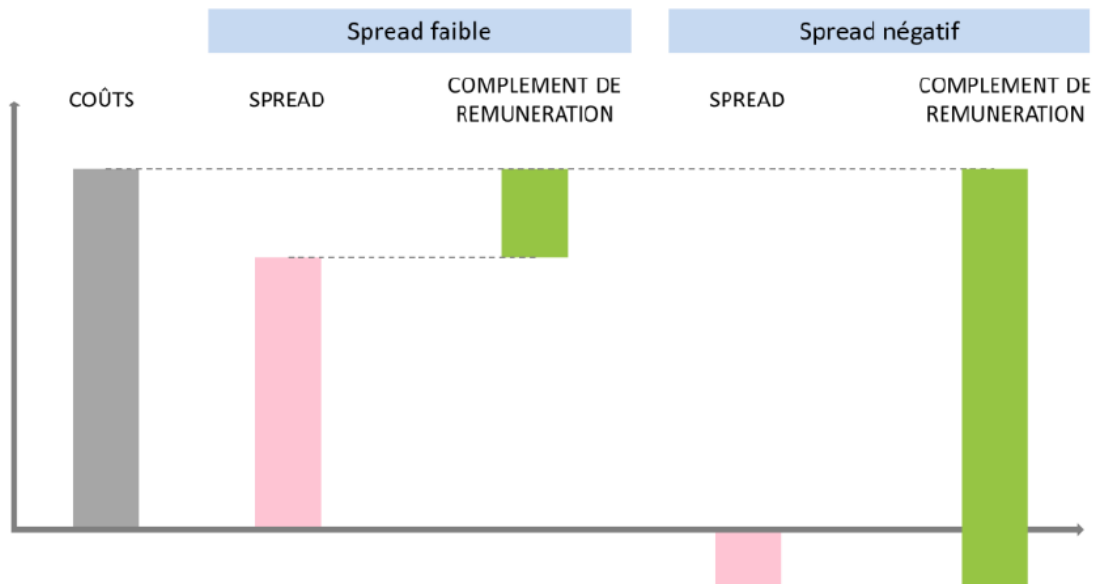


Figure 1 : représentation graphique théorique du complément de rémunération italien sur le stockage de gaz

UPRIGAZ

Non

REPORT DE COMMERCIALISATION DES CAPACITÉS INVENDUES

Question 7 : Etes-vous favorable aux modifications proposées par les opérateurs concernant le calendrier de remise en vente des capacités invendues (proposition n° 6) ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Favorable

Teréga y est favorable: il est en effet impératif, au vu du contexte de renforcement de la sécurité d'approvisionnement et de la maximisation du remplissage des stockages, que les opérateurs aient toute latitude afin de re-commercialiser leurs éventuels invendus avant le début de l'année de stockage concernée.

STORENGY France

Favorable

Storengy soutient cette proposition qui permet de limiter les contraintes inutiles en permettant aux opérateurs français d'agir avec le même type de souplesse que celles dont disposent les autres opérateurs européens, notamment en ce qui concerne la re-commercialisation des invendus.

Concernant spécifiquement le préavis minimal de 2 jours, Storengy a apporté les éléments de réponse en répondant à la question 4.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

Favorable

EDF est favorable

Danske Commodities**Favorable****ENGIE****Favorable**

ENGIE accueille favorablement cette proposition sous réserve, d'une part, du maintien de préavis de 3 jours pour le report de capacités invendues lors d'une enchère donnée sur des créneaux ultérieurs et, d'autre part, du respect des jours d'enchères mentionnés ci-dessus en réponse à la question 2.

ENGIE partage aussi les réserves de la CRE relatives au délai de prévenance et l'utilisation des jours de la semaine pour la remise en vente de capacités invendues.

AFG**Favorable**

L'AFG soutient cette proposition qui permet de limiter les contraintes inutiles en permettant aux opérateurs français d'agir avec le même type de souplesse que celles dont disposent les autres opérateurs européens, notamment en ce qui concerne la re-commercialisation des invendus.

Gaznat SA**Favorable****TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TotalEnergies est favorable à la proposition n°6, qui permettra de maximiser le remplissage des stockages. Le délai de 2 jours ouvrés devra être conservé.

TotalEnergies rappelle ici que la limite de 10 TWh n'est pas pertinente pour les produits invendus alors même que l'objectif est de maximiser les ventes lorsque le marché en offre l'opportunité.

AFIEG

Oui, à condition de respecter le créneau mardi-jeudi (comme c'est le cas actuellement pour le calendrier d'enchères).

ENI

ENI y est favorable, cette mesure permettra de maximiser le remplissage des stockages.

ANODE

L'ANODE y est favorable, cette mesure permettra de maximiser le remplissage des stockages.

Toutefois, comme évoqué précédemment la limite de 10 TWh n'est pas pertinente pour les produits invendus alors même que l'objectif est de maximiser les ventes lorsque le marché en offre l'opportunité.

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ partage l'analyse de la CRE et des opérateurs concernant le calendrier de remise en vente des capacités invendues. Il est en effet impératif, au vu du contexte de renforcement de la sécurité d'approvisionnement et de la maximisation du remplissage des stockages, que les opérateurs aient toute latitude afin de re-commercialiser leurs éventuels invendus avant le début de l'année de stockage concernée.

Autres acteurs**Répondant anonyme****Favorable****Répondant anonyme**

Avec la nuance indiquée à la question 3, le report possible d'invendus sur des créneaux ultérieurs semble une bonne adaptation. Néanmoins, lorsqu'il est fait référence à tous les jours ouvrés pour communiquer la tenue de nouvelles enchères, il est important de rappeler que la tenue de celles-ci devrait toujours éviter les vendredis pour des raisons évidentes de liquidité et d'impact potentiel sur les marchés.

Plus globalement, proposer des capacités N/N+1 invendues précédemment lors du guichet de janvier N sous la forme de produits pluriannuels ne semble pas poser de problème. En revanche, ces capacités, si elles sont à nouveau invendues, devraient à nouveau être proposées au format annuel sur le guichet de février.

Effectivement, tant pour des raisons de prix, de financement / margining que de liquidité, les produits pluriannuels posent des problèmes particuliers dans le contexte actuel. Les produits saisonniers devraient donc être repropoés une dernière fois (avant le court terme) dans leur totalité, au format annuel.

L'idée d'enchères itératives après trois tentatives infructueuses semblent adaptée à la situation actuelle de volatilité extrême.

Question 8 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la mise en vente de produits pluriannuels (proposition n° 7) ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Oui

Teréga partage l'analyse de la CRE suggérant de ne commercialiser des produits pluriannuels qu'à l'issue des guichets de janvier et février, pour des raisons de lisibilité et de cohérence commerciale.

STORENGY France

Non

Storengy soutient cette proposition qui permet de remettre le cas échéant un produit de stockage « dans la monnaie » (c'est-à-dire de lui redonner une valeur économique au vu des conditions de marché) en prolongeant simplement la durée du contrat.

Storengy comprend la réticence de la CRE à proposer ces produits pluriannuels dès le début du guichet de janvier, mais ne la partage pas. En effet, prenons pour exemple les 56 TWh à vendre de produits Serene pour l'année 2023-24 : si Storengy propose toutes ces capacités Serene aux enchères entre octobre et décembre 2022, mais qu'une grande part est invendue à l'issue de ces enchères, il nous paraît extrêmement risqué de perdre 2 mois en attendant la fin du guichet de février pour essayer d'écouler ces produits Serene sous forme pluriannuelle.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

Oui

EDF est favorable à lier les capacités avec des produits d'une durée contractuelle plus longue. Cependant, EDF ne comprend pas le maintien d'un prix de réserve supérieur à zéro pour ces nouveaux produits. En effet, les invendus sont causés par des modalités d'enchères qui ne permettent pas de refléter la valeur marché des capacités lorsque les conditions de marché sont défavorables. En maintenant un prix de réserve supérieur à zéro, on réduit la probabilité que les enchères soient en mesure de refléter cette valeur marché et on décourage la souscription des capacités.

Danske Commodities

Oui

ENGIE

Ne se prononce pas

ENGIE adhère pleinement aux réserves exprimées de la CRE sur la mise en vente de produits pluriannuels en substitution de produits annuels qui seraient invendus. Il est en effet important pour tous les acteurs que les enchères sur les produits N/N+1 se déroulent sur les guichets fixes de janvier et février sans que cela n'induise d'effet collatéral sur les produits pluriannuels qui pourraient être commercialisés préalablement ou postérieurement à ces guichets-ci.

Par ailleurs, la proposition de conserver la logique actuelle en vigueur concernant le prix de réserve pour l'appliquer aux produits pluriannuels devrait être questionnée. Quelques soient les échéances des produits, la demande de capacités de stockage des acteurs de marché pour une année donnée dépend du spread été/hiver de cette année au moment de l'enchère, minorée de coûts de stockage (tarif au PITS, coûts d'immobilisation du gaz). Si un prix de réserve non-nul devait conduire à des capacités invendues, les Gestionnaires de Stockages n'auraient pas davantage l'assurance de les vendre plus tard avec plus de facilité et à un meilleur prix. ENGIE préconise un prix de réserve à zéro pour ces produits.

Quel que soit le prix de souscription, l'allocation précoce de capacités de stockage reste un atout et une priorité pour la sécurité d'approvisionnement de la France.

AFG

Ne se prononce pas

L'AFG soutient la proposition relative aux produits pluriannuels qui permet de remettre le cas échéant un produit de stockage « dans la monnaie » (c'est-à-dire de lui redonner une valeur économique au vu des conditions de marché) en prolongeant simplement la durée du contrat.

Pour ce qui concerne le calendrier de mise en vente de ces produits, l'AFG n'a pas de position tranchée quant à la question spécifique relative au fait d'attendre la fin du guichet de février. Cette proposition garantirait que tous les produits annuels ont été mis en vente au moins une fois avant que les produits pluriannuels ne soient proposés, ce qui permettrait aux acteurs de marché de tenir compte du résultat des enchères dans leur stratégie de bidding. Elle introduit toutefois une rigidité supplémentaire pour les opérateurs de stockage, et pourrait conduire à laisser passer des opportunités de mise en vente en raison du délai à attendre. Les membres de l'AFG n'expriment pas de position commune sur ce point.

Gaznat SA

Oui

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies ne se prononce pas sur cette question.

AFIEG

L'AFIEG considère qu'avoir un prix de réserve pour les produits pluriannuels différent de zéro n'est pas nécessaire. En effet, les acteurs de marché vont valoriser ces capacités au prix le plus juste (équivalent au prix du spread constaté dans les derniers jours). Dès lors, le prix de réserve perd son utilité.

ENI

ENI est favorable à cette proposition qui permettra de sécuriser l'approvisionnement en gaz de la France en limitant l'impact des années où les conditions de marché sont défavorables à la compétitivité des stockages.

Toutefois nous nous interrogeons sur l'intérêt de commercialiser les produits pluriannuels à l'issue des guichets de janvier et de février. Il nous paraît plus opportun d'autoriser cette vente, a minima en amont du guichet de février.

De plus, la pratique de prix de réserve négatifs semble également opportune dans le cas où la pluriannualité ne résoudrait pas les problèmes liés aux invendus.

ANODE

L'ANODE est favorable à cette proposition qui permettra de sécuriser l'approvisionnement en gaz de la France, en limitant l'impact des années où les conditions de marché sont défavorables à la compétitivité des stockages.

Toutefois, nous nous interrogeons sur l'intérêt de commercialiser les produits pluriannuels à l'issue des guichets de janvier et de février. Il nous paraît plus opportun d'autoriser cette vente, a minima en amont du guichet de février.

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ réaffirme son attachement à la souscription de capacités sur une base pluriannuelle. La réforme proposée vise à privilégier dans un premier temps la souscription de capacités pour l'année à venir avant, dans un second temps de commercialiser des capacités pluriannuelles. Dans ces conditions, l'UPRIGAZ partage

Modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022

l'analyse de la CRE suggérant de ne commercialiser des produits pluriannuels qu'à l'issue des guichets de janvier et février.

Toutefois, nous nous interrogeons sur l'intérêt de commercialiser les produits pluriannuels à l'issue des guichets de janvier et de février. Il nous paraît plus opportun d'autoriser cette vente, a minima en amont du guichet de février.

Autres acteurs

Répondant anonyme

Oui

Question 9 : Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant la remise en vente des capacités invendues sous forme d'enchères itératives (proposition n° 8) ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Favorable

Teréga porte cette proposition car elle permettra d'optimiser les possibilités de re-commercialisation des invendus.

STORENGY France

Favorable

Storengy soutient cette proposition qui permet de remettre en vente de façon itérative les capacités invendues lors d'au moins 3 enchères précédentes, car elle permettrait d'augmenter le nombre de créneaux de re-commercialisation et de maximiser ainsi les droits d'accès des clients à ces capacités dans un contexte de marché difficile et donc de renforcer la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver concerné.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

Favorable

EDF est favorable

Danske Commodities

Favorable

ENGIE

Favorable

ok

AFG

Favorable

L'AFG soutient cette proposition qui permet de remettre en vente de façon itérative les capacités invendues lors d'au moins 3 enchères précédentes, car elle permettrait d'augmenter le nombre de créneaux de re-commercialisation et de maximiser ainsi les droits d'accès des clients à ces capacités dans un contexte de marché difficile et donc de renforcer la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver concerné.

Gaznat SA

Ni favorable, ni défavorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies est favorable à cette proposition car elle apportera davantage de flexibilité.

AFIEG

Oui, cela permet de donner de la visibilité aux acteurs concernant la valorisation des capacités en vente et pour les gestionnaires de stockage d'ouvrir l'opportunité de profiter d'une bonne condition de marché.

ENI

ENI y est favorable.

ANODE

L'ANODE y est favorable.

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à la proposition des opérateurs concernant la remise en vente des capacités invendues sous forme d'enchères itératives, celles-ci permettant d'optimiser les possibilités de re-commercialisation des invendus.

Autres acteurs

Répondant anonyme

Favorable

Question 10 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la mise en vente de produits non standards (proposition n° 9) ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Oui

Teréga partage l'analyse de la CRE.

STORENGY France

Oui

Storengy soutient cette proposition qui permet de s'adapter au mieux aux conditions de marché et de maximiser les ventes de capacités.

Concernant spécifiquement le préavis minimal de 2 jours, Storengy a apporté les éléments de réponse en répondant à la question 4.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

Oui

EDF partage l'analyse de la CRE.

Danske Commodities

Oui

ENGIE

Oui

Modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022

ENGIE rejoint la CRE dans son analyse : le séquençage de la commercialisation de produits non standards postérieurement à celle des produits standards doit être privilégié.

ENGIE observe par ailleurs que la proposition n°9 présente un intérêt marginal pour les acteurs. En effet, selon notre compréhension des contraintes techniques des actifs de stockage, la mise en vente de produits non-standards ne peut concerner qu'une petite quantité de capacités

AFG

Oui

L'AFG soutient cette proposition qui permet de remettre en vente les capacités après le démarrage de l'année stockage et donc ainsi de renforcer la sécurité d'approvisionnement.

Gaznat SA

Oui

Oui, la saison d'injection 2022 a été un exemple de l'attractivité réduite des produits commercialisés après le 1er avril (Serene+) à cause des contraintes techniques qui rendent le profil d'injection moins libre.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies est favorable à la proposition n°9, à condition de réaliser une bonne communication sur les caractéristiques particulières de produits non standards. Ces produits sont conçus pour permettre d'augmenter le niveau de souscription des capacités ou d'accélérer l'injection de gaz dans les stockages, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement.

AFIEG

Oui, à condition de réaliser une bonne communication sur les caractéristiques particulières de produits non standards.

ENI

ENI y est favorable, en effet l'élimination des contraintes de porte ajoutera de la flexibilité aux produits et les rendra plus attractifs.

ANODE

L'ANODE y est favorable, en effet l'élimination des contraintes de porte ajoutera de la flexibilité aux produits et les rendra plus attractifs.

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ partage l'analyse de la CRE concernant la mise en vente de produits non standards qui recouvrent toutes les capacités qui n'ont pas pu être préalablement vendues sous forme de produits standards lors des enchères.

Autres acteurs

Répondant anonyme

Oui

Oui, si les caractéristiques techniques des produits ne permettent pas de respecter les contraintes contractuelles lorsque l'année de stockage a débuté, nous supportons une adaptation des contraintes techniques, indépendamment du fait que le taux minimal de souscription ait été atteint ou non.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions de modifications concernant les modalités de commercialisation des capacités invendues ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Pas d'autres remarques.

STORENGY France

Storengy n'a pas d'autres remarques ou propositions concernant les modalités de commercialisation des capacités invendues.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

GAZ DE BORDEAUX

Réponse confidentielle

EDF

EDF considère nécessaire de mettre un prix de réserve nul sur toutes les échéances de temps (étant donné qu'un prix d'enchère négatif n'est pas autorisé pour des raisons législatives).

Danske Commodities

Réponse confidentielle

ENGIE

Le bilan des enchères précédentes a mis en évidence que les capacités invendues n'étaient pas tant corrélées aux modalités de leur commercialisation qu'à leurs caractéristiques intrinsèques.

Depuis quelques années, certains produits de stockage ont perdu en performance et en valeur et il est probable que la modification des modalités de commercialisation des capacités invendues soit sans effet si la volatilité du marché s'aggrave, ou perdure.

Le contexte et le retour d'expérience des enchères précédentes ont nettement montré le désintérêt pour certains produits de stockage. Des investissements devraient être engagés sur certains groupements de stockage pour en améliorer la performance, réduire les contraintes et finalement augmenter la valeur.

AFG

Pas d'autres remarques.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies ne se prononce pas sur cette question.

AFIEG

Avec un calendrier de commercialisation de capacités variable, il y a risque de ne pas finir la campagne de commercialisation avant le calcul de la compensation stockage. Il est nécessaire de faire attention au calendrier fixe de la compensation stockage et au calendrier variable de la commercialisation de capacités afin d'éviter de pénaliser le consommateur. La recommercialisation des capacités en mars et avril serait de nature à perturber le calcul de la compensation stockage, notamment dans le cas de prix de réserve négatifs, et également à perturber la souscription d'interruptibilité secondaire par les consommateurs désireux d'éviter un coût de stockage puisque ces derniers n'auront pas la capacité d'évaluer le coût de stockage à éviter avant la date limite de souscription de l'interruptibilité, sachant que le calendrier actuel (communication de l'ATS courant mars) est déjà très serré au regard de cette problématique d'interruptibilité.

ENI

N.A.

ANODE

N.A.

UPRIGAZ

Non

EVOLUTION DES MODALITÉS DE VENTE DES PRODUITS DE COURT TERME

Question 12 : Etes-vous favorable à la proposition des opérateurs concernant les modalités de commercialisation des produits de court terme (proposition n° 10) ?

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Teréga

Favorable

Teréga porte cette proposition car la possibilité de proposer des produits de court-terme peut répondre à des besoins et opportunités spécifiques de marché et à optimiser des capacités non commercialisables sur un pas de temps annuel pour des raisons techniques/opérationnelles.

STORENGY France

Favorable

Storengy soutient cette proposition qui permet de s'adapter au mieux aux conditions de marché et de maximiser les ventes de capacités.

Concernant spécifiquement le préavis minimal de 2 jours, Storengy a apporté les éléments de réponse en répondant à la question 4.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**GAZ DE BORDEAUX**

Réponse confidentielle

EDF

Favorable

Comme indiqué à la question 4, si le délai de prévenance de deux jours ouvrés intervient deux jours avant le lancement de l'enchère qui a lieu J-1 du résultat de l'enchère, EDF est favorable à la proposition. Si le délai de prévenance intervient deux jours avant le résultat de l'enchère, EDF considère que ce délai est trop court et ne permet pas d'estimer le prix de l'enchère.

Danske Commodities

Favorable

ENGIE

Favorable

Oui, sous réserve, d'une part, du maintien d'un préavis de 3 jours pour la communication initiale du lancement de ces produits et, d'autre part, du respect des jours d'enchères mentionnés ci-dessus en réponse aux questions 2 et 7.

AFG

Favorable

L'AFG soutient cette proposition qui permet de s'adapter au mieux aux conditions de marché et de maximiser les ventes de capacités.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies est favorable à cette proposition, qui apportera davantage de flexibilité.

AFIEG

Oui. La proposition permet de réduire le risque de décalage temporaire entre le moment de la contractualisation de capacités et le moment de l'exécution de la couverture

ENI

ENI y est favorable.

ANODE

L'ANODE y est favorable.

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ partage l'analyse de la CRE et se montre favorable à toute mesure qui permet de proposer des produits de court-terme qui peuvent répondre à des besoins spécifiques du marché et dont la vente permet d'optimiser le remplissage des stockages au travers de capacités non commercialisables sur un pas de temps annuel pour des raisons techniques/opérationnelles.

Autres acteurs**Répondant anonyme**

Défavorable

Oui, sauf pour la période d'enchère. Le jour d'enchère fixe nous paraît plus facile à gérer en termes de pricing et couverture.

Question 13 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions de modifications concernant les modalités de commercialisation des capacités de court terme ?**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****Teréga**

Pas d'autres remarques.

STORENGY France

Storengy n'a pas d'autres remarques ou propositions concernant les modalités de commercialisation des capacités de court terme.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**GAZ DE BORDEAUX**

Réponse confidentielle

EDF

EDF n'a pas de remarque supplémentaire.

AFG

Pas d'autres remarques.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

TotalEnergies ne se prononce pas sur cette question.

AFIEG

La loi prévoit la mise en oeuvre d'un filet de sécurité en cas d'échec dans la commercialisation de capacités servant à répondre à la sécurité d'approvisionnement de la France. Ce filet de sécurité oblige les acteurs du système gazier à constituer des stocks complémentaires (article L. 421-6 du code de l'énergie). Ainsi, la loi oblige :

- Aux opérateurs de stockage à prendre en charge des capacités complémentaires prévus à l'article L. 421-6, dans la limite de 20 TWh, tel que mentionné dans l'article D. 421-9 du code de l'énergie ;
- A chaque fournisseur de souscrire à des capacités complémentaires (au-delà des 20 TWh souscrit par les stockeurs) qui correspondent aux besoins de son portefeuille, à un prix pénalisé.
- Pour éviter ce scénario, potentiellement extrêmement pénalisant pour les consommateurs et les fournisseurs, l'AFIEG a deux propositions :
- Soit de remettre en commercialisation les stocks manquants avec un prix de réserve nul, non pénalisé, qui garantit la vente de capacités indépendamment des conditions de marché ;
- Soit de faire porter la totalité de l'obligation du filet de sécurité par les opérateurs de stockage, qui sont couverts par la compensation stockage, plutôt que par les fournisseurs. Cette seconde proposition vient en écho à l'article 23 de la loi Pouvoir d'Achat qui oblige les opérateurs de stockage à assurer l'atteinte des objectifs de remplissage minimal des stocks à travers les capacités de stockage non-souscrites en priorité et les capacités de stockage souscrites mais non utilisées dans un second temps.

ENI

N.A.

ANODE

N.A.

UPRIGAZ

Non

Autres acteurs**Répondant anonyme**

Même dans un régime de marché caractérisé par un spread saisonnier « défavorable », les capacités de stockage peuvent avoir une valeur positive, comme cela dépend fortement des prix mensuels et des caractéristiques techniques du produit stockage en question. Donc offrir des capacités de stockage exclusivement lors des périodes avec un spread saisonnier élevé pourrait inutilement laisser filer des opportunités de commercialisation des produits de stockage.

Répondant anonyme

Avec la nuance indiquée à la question 3, la proposition de capacités de court terme, relâchant notamment les contraintes de portes, est bénéfique à l'ensemble du marché. La flexibilité recherchée dans la proposition semble néanmoins excessive (informations sur le produit en J-2 et confirmation en J-1) eu égard aux capacités de certains acteurs. Les détails des produits, lorsqu'ils diffèrent de ceux standards, devraient a minima être proposés le jeudi pour la semaine suivante. Effectivement, ceux-ci peuvent fortement affecter la valeur associée à une capacité et requièrent un examen précis. Quant à elle, la tenue d'une enchère de court terme devrait être confirmée a minima en J-2.

CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [2]****Teréga****STORENGY France****Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [13]****GAZ DE BORDEAUX****EDF****Danske Commodities****European Federation of Energy Traders****ENGIE****Gaznat SA****Shell Energy Europe Limited****ENI Gas et Power France****AFG****ANODE - Association nationale des opérateurs détaillants en énergie****UPRIGAZ****AFIEG****TotalEnergies Electricité et Gaz France****Autres acteurs [2]****2 répondants anonymes**

