

DELIBERATION N° 2023-05

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 janvier 2023 portant projet de décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2023

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Le tarif d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit « tarif ATS2 », est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020 pour une période d'environ quatre ans. Il prévoit la mise à jour chaque année du revenu autorisé des opérateurs de stockage selon des modalités fixées dans la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 23 janvier 2020¹(ci-après la « délibération ATS2 »).

La présente délibération a pour objet de faire évoluer le revenu autorisé des opérateurs de stockage de gaz naturel pour l'année 2023, de modifier le cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs de stockage de gaz naturel pour prendre en compte les évolutions récentes du marché de l'énergie, et de mettre à jour certains paramètres de la régulation incitative.

Evolution du revenu autorisé des opérateurs d'infrastructures de stockage

Le revenu autorisé des opérateurs de stockage est mis à jour en tenant compte, d'une part, des évolutions d'inflation par rapport aux hypothèses retenues lors de l'établissement de la trajectoire tarifaire et, d'autre part, de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Le revenu autorisé des opérateurs de stockage pour l'année 2023 est fixé à 762,2 M€, soit une hausse de 6,6 % par rapport au revenu autorisé 2022. Il est supérieur de 2,1 % au montant prévu pour 2023 par la délibération ATS2.

Revenu autorisé, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023 Délibération ATS2	2023 Mis à jour
Storengy	495,7	477,1	514,6	535,8	541,4
Teréga	146,6	149,1	157,0	157,5	167,7
Géométhane	40,0	40,6	43,7	53,0	53,1
Total	682,3	666,8	715,4	746,3	762,2

Une inflation prévisionnelle supérieure à celle retenue pour l'établissement de la trajectoire tarifaire, les bonus financiers associés aux bons résultats de la commercialisation des capacités de stockage et la hausse des charges onfiden

Ces facteurs de hausse sont partiellement compensés par des investissements inférieurs à ceux prévus dans la trajectoire tarifaire et des recettes de commercialisation additionnelles.

¹ Délibération de la CRE n° 2020-011 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

Modification du cadre de régulation tarifaire

La conjoncture a profondément changé depuis l'entrée en vigueur des tarifs d'utilisation des infrastructures régulées de gaz naturel. L'invasion russe en Ukraine et la très forte réduction des importations de gaz russe en Europe ont largement modifié le fonctionnement physique du système gazier européen et ont engendré une forte hausse des prix et de la volatilité sur les marchés de l'énergie. Ces évolutions ont conduit la CRE à proposer la révision de certains éléments du cadre de régulation tarifaire appliqués aux opérateurs d'infrastructures gazières françaises pour, d'une part, accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, adapter les tarifs face à ces nouvelles incertitudes.

Dans cette perspective, la CRE a procédé à une consultation publique du 10 novembre 2022 au 2 décembre 2022², portant notamment sur l'évolution de la régulation incitative appliquée aux charges d'énergie des gestionnaires de réseaux de transport de gaz, de stockages et de terminaux méthaniers régulés. Cette consultation publique portait également sur l'évolution de la régulation incitative appliquée aux performances de commercialisation des capacités de stockage. Les 22 contributions reçues par la CRE en réponse à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site internet de la CRE.

La CRE fait évoluer la régulation incitative des charges d'énergies afin de prendre en compte la hausse des prix et la volatilité des marchés de l'énergie. L'évolution vise à maintenir une incitation des opérateurs à la maîtrise de leurs charges d'énergie tout en plafonnant les niveaux de bonus/malus des opérateurs dans le contexte de prix de gros élevés de l'électricité et du gaz.

Par ailleurs, l'évolution récente du marché de gros du gaz a mis en évidence les limites de la formule de calcul de bonus de commercialisation des capacités de stockage fixée dans le tarif ATS2. La CRE ajuste les modalités du calcul de ce bonus pour les capacités commercialisées pour l'hiver 2023-2024.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

² Consultation publique n° 2022-13 du 10 novembre 2022 relative à l'évolution au 1er avril 2023 des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATRT7), des stockages (ATS2) et des terminaux méthaniers régulés (ATTM6)

TABLE DES MATIERES

1. METHODE 4

1.1 COMPETENCES DE LA CRE4

1.2 RAPPEL DES PRINCIPES GENERAUX EN VIGUEUR DANS LE TARIF ATS24

1.3 MODALITES DE MISE A JOUR DU REVENU AUTORISE5

1.4 MISE A JOUR DES TRAJECTOIRES DE REFERENCE POUR CERTAINS POSTES SPECIFIQUES5

1.5 EVOLUTION DU CADRE VISANT A PRENDRE EN COMPTE LA HAUSSE DES PRIX ET LA VOLATILITE DES MARCHES DE L'ENERGIE6

1.6 EVOLUTION DE LA REGULATION INCITATIVE DE LA COMMERCIALISATION DES CAPACITES DE STOCKAGE7

2. PARAMETRES ET EVOLUTION DU REVENU AUTORISE AU 1^{ER} JANVIER 2023 10

2.1 CHARGES DE CAPITAL 10

2.2 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION 11

2.3 CALCUL DU CRCP 11

2.3.1 Storengy 11

2.3.2 Teréga 13

2.3.3 Géométhane 15

2.3.4 Qualité de service 16

2.4 REVENUS AUTORISES DES OPERATEURS DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL POUR L'ANNEE 2023 17

2.4.1 Storengy 18

2.4.2 Teréga 18

2.4.3 Géométhane 18

3. MISE A JOUR DES TRAJECTOIRES DE REFERENCE DES POSTES SPECIFIQUES POUR LE CALCUL DU CRCP AU TITRE DE L'ANNEE 2023 19

3.1 POSTE « ENERGIES ET QUOTAS DE CO2 » 19

3.1.1 Storengy 19

3.1.2 Teréga 20

3.1.3 Géométhane 21

3.2 POSTES « CONSOMMABLES » ET « TRAITEMENT DES EFFLUENTS » 22

3.2.1 Storengy 22

3.2.2 Teréga 23

3.2.3 Géométhane 23

PROJET DE DECISION DE LA CRE 25

ANNEXE : REFERENCES POUR LE CALCUL ET APUREMENT DU SOLDE DU CRCP 26



1. METHODE

1.1 Compétences de la CRE

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « [l]es infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long termes et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel conclus par la France avec un État membre de l'Union européenne ou un État membre de l'Association européenne de libre-échange sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs [...] ».

En contrepartie et dans les limites de l'obligation de maintien en exploitation des sites de stockage considérés nécessaires à la sécurité d'approvisionnement dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

Les articles L. 452-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent pour ce faire la compétence tarifaire de la CRE.

L'article L. 452-1 du code de l'énergie prévoit que « [l]es tarifs d'utilisation des réseaux de transport, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de ces réseaux ou par les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport et les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées au même article L. 421-3-1, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'opérateurs efficaces. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46 ».

Il précise que « [f]igurent 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 ».

Par ailleurs, l'article L.452-2 du code de l'énergie dispose que « [l]es méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, [...] sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie » et précise que « les opérateurs des installations de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1 adressent à la Commission de régulation de l'énergie, à sa demande, les éléments, notamment comptables et financiers, nécessaires lui permettant de délibérer sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel ».

En outre, l'article L.452-3 du code de l'énergie prévoit que « [l]a Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement ».

1.2 Rappel des principes généraux en vigueur dans le tarif ATS2

Le tarif actuel d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit « tarif ATS2 », est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020 pour une période de 4 ans environ.

La délibération du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ci-après « la délibération ATS2 ») fixe pour cette période un certain nombre de paramètres, notamment :

- la trajectoire des charges d'exploitation ;
- la trajectoire des charges de capital normatives ;
- les principes de construction du revenu autorisé des opérateurs et de leur mise à jour annuelle.

Par ailleurs, la délibération ATS2 met en place des mécanismes de régulation incitative portant sur cinq volets différents :

- une régulation incitative des dépenses d'investissements :
 - une incitation à la maîtrise des coûts des projets, avec la fixation d'un budget-cible pour les projets de plus de 20 M€ ainsi que ceux qui seraient sélectionnés par la CRE. Pour ces projets, les opérateurs bénéficient d'une prime ou d'une pénalité s'ils s'écartent de +/-5 % du budget défini ;

- une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements « hors infrastructures » qui sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. Le mécanisme incite les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble des charges ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation sont mises à jour chaque année afin de tenir compte de l'inflation. A l'exception de certains postes couverts en tout ou partie au CRCP, les gains ou les pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont conservés par chaque opérateur de stockage ;
- une régulation incitative à la commercialisation des capacités : un bonus est versé aux opérateurs en fonction du résultat de la commercialisation aux enchères des capacités de stockage afin de maximiser les souscriptions de capacité de stockage pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays en hiver et maximiser le revenu issu des enchères ;
- une régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) : les montants alloués à la R&D et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les opérateurs de stockage de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge. Les opérateurs peuvent demander une révision de la trajectoire prévisionnelle fixée dans l'ATS2 dans le cadre de la mise à jour de mi-période tarifaire ;
- une régulation incitative de la qualité de service qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des infrastructures de stockage dans les points jugés importants pour le bon fonctionnement du marché.

1.3 Modalités de mise à jour du revenu autorisé

La délibération ATS2 prévoit une mise à jour annuelle du revenu autorisé des opérateurs de stockage.

Le revenu autorisé annuel évolue par rapport à la trajectoire initiale fixée par la délibération ATS2 selon les modalités suivantes :

$$RA_N = RA_{IN} * (1 + k)$$

Où :

- RA_N est le revenu autorisé mis à jour pour l'année N fixé lors de l'évolution annuelle ;
- RA_{IN} est le revenu autorisé fixé par la CRE pour l'année N dans la délibération ATS2 mis à jour de l'inflation selon la méthode définie à l'annexe 2 de la délibération ATS2 ;
- k est l'évolution du revenu autorisé, exprimée en pourcentage.

Le coefficient k est déterminé de manière à ce que le revenu à recouvrer (RA_N) permette d'égaliser, dans la limite du plafonnement du coefficient k de +/- 5 %, la somme :

- du revenu autorisé prévisionnel de l'année N mis à jour de l'inflation, correspondant à la somme des :
 - charges de capital pour l'année N, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATS2 ;
 - charges nettes d'exploitation pour l'année N, mises à jour de l'inflation selon la méthode définie à l'annexe 2 de la délibération ATS2 ;
- et de l'apurement du solde global du CRCP calculé au 31 décembre de l'année N-1.

1.4 Mise à jour des trajectoires de référence pour certains postes spécifiques

La délibération ATS2 prévoit une mise à jour annuelle de la référence des postes spécifiques « Charges d'énergie et achats et ventes de quotas de CO₂ », « Charges de consommables » et « Charges de traitement des effluents » pour l'année N.

Ces trajectoires sont utilisées comme référence pour le calcul du CRCP lors de la mise à jour du revenu autorisé pour l'année N+1.

1.5 Evolution du cadre visant à prendre en compte la hausse des prix et la volatilité des marchés de l'énergie

Description du cadre existant et analyse de son adéquation aux conditions de marché actuelles :

Les variations des prix de l'électricité et du gaz et de la consommation d'énergie, ainsi que les achats et ventes de quotas de CO₂, ne sont que partiellement maîtrisables par les opérateurs d'infrastructures gazières. Ces charges sont donc incluses dans le périmètre du CRCP des opérateurs de chaque infrastructure régulée. Pour inciter les opérateurs à maîtriser ce poste de charge important tout en reflétant son caractère partiellement maîtrisable, la délibération ATS2 prévoit que les écarts réalisés sur ce poste par rapport à la trajectoire de référence établie l'année N-1 ne sont couverts qu'à 80 % par le CRCP. Les 20 % restants restent à la charge ou au bénéfice de l'opérateur. La trajectoire de référence est mise à jour annuellement, de façon à prendre en compte, d'une part, les évolutions des prix de l'électricité et du gaz, et d'autre part, des prévisions actualisées des quantités d'électricité et de gaz consommées. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire tarifaire définie dans la délibération ATS2 est couvert à 100% au CRCP.

Avant 2021, les achats d'énergie représentaient déjà un poste de dépense important pour tous les opérateurs gaziers. Avec la hausse des prix de gros constatée depuis fin 2021, le poids financier de ce poste dans les revenus autorisés des opérateurs d'infrastructures gazières est en forte augmentation. De plus, la forte volatilité des marchés de l'énergie rend plus difficiles les prévisions de prix pour définir les trajectoires de référence des charges correspondant aux consommations de gaz, d'électricité et de quotas de CO₂. Conserver une couverture à 80 % des charges d'énergie aux CRCP des différents opérateurs aurait fait peser le risque de voir apparaître des bonus ou des malus très importants pour les opérateurs indépendamment de leur performance de gestion.

Dans ce contexte, les opérateurs ont demandé à plafonner les bonus et malus liés à leur consommation d'énergie ou à n'être incités qu'à maîtriser les quantités d'énergie consommées sans prendre en compte les prix de l'électricité et du gaz. Les opérateurs considèrent en effet que ces prix sont susceptibles de varier trop fortement par rapport aux prévisions au cours de la période tarifaire, malgré la mise à jour de la trajectoire chaque année en fin d'année N-1.

Proposition de la consultation publique

Compte tenu de l'augmentation actuelle des prix de marché du gaz et de l'électricité, la CRE considère opportun de faire évoluer la régulation incitative pour limiter les niveaux de bonus/malus des opérateurs. Néanmoins, la CRE considère que les opérateurs doivent continuer à être incités à maîtriser leurs charges et à optimiser leur consommation énergétique.

Pour adapter la régulation incitative des charges d'énergies, la CRE a initialement proposé dans le cadre de la consultation publique :

- d'une part, d'augmenter à 90 % (contre 80 % actuellement) la part des écarts par rapport à la trajectoire de référence des charges d'énergie couverte par le tarif via le CRCP.
- d'autre part, de plafonner le montant des bonus/malus induits par ce poste « Energie » avec un plafond de l'ordre de 1% du revenu autorisé de chaque opérateur.

Synthèse des réponses

L'ensemble des répondants est favorable à l'adaptation de la régulation incitative des charges d'énergie compte tenu de l'évolution récente des prix de marché du gaz et de l'électricité.

L'ensemble des acteurs qui se sont prononcés est favorable à la proposition d'augmenter la couverture par le CRCP des écarts sur les charges d'énergie à 90% contre 80% actuellement. Un gestionnaire d'infrastructure et un syndicat souhaitent un taux aussi proche que possible de 100%.

S'agissant du plafonnement du bonus/malus associé à ce poste, quatre gestionnaires d'infrastructure souhaitent un plafonnement de l'incitation similaire à celui prévu par le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité pour les pertes. Ils proposent ainsi un plafonnement à 0,3% du revenu autorisé de chaque opérateur ou à environ 3% du niveau des charges d'énergie prévues lors de l'établissement des tarifs.

Un gestionnaire d'infrastructure souhaite une couverture intégrale des charges d'énergie assortie d'une incitation plafonnée en volume en fonction du taux d'utilisation de ses installations.

Analyse de la CRE

La CRE souhaite maintenir une incitation suffisante pour que les opérateurs de stockage maîtrisent leurs charges d'énergie. Cette incitation ne doit toutefois pas devenir disproportionnée du fait d'une évolution des prix de l'énergie trop différente des hypothèses retenues.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE considère qu'une couverture par le CRCP de 90 % des écarts constatés sur les charges d'énergie concilie bien ces deux objectifs. Conformément à la proposition soumise à consultation publique, la CRE considère également qu'il est nécessaire de plafonner les bonus ou malus associés au poste Energie des opérateurs d'infrastructure gazières. Néanmoins, la CRE partage l'analyse de plusieurs contributeurs suggérant que ce plafond doit être fixé en proportion des charges d'énergie prévues et non du revenu autorisé de l'opérateur.

La CRE retient une couverture des charges d'énergie :

- à 90% par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies inférieure ou égale, en valeur absolue, à 50% de la trajectoire prévisionnelle ;
- à 100% par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies, en valeur absolue, au-delà de 50% de la trajectoire prévisionnelle.

1.6 Evolution de la régulation incitative de la commercialisation des capacités de stockage

Rappel des règles en vigueur

L'objectif premier de la commercialisation aux enchères des capacités de stockage est de maximiser les souscriptions pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays en hiver. Dans un second temps, l'objectif de maximisation du revenu issu des enchères est recherché.

Afin d'inciter les opérateurs de stockage sur ces deux objectifs, le tarif ATS2 prévoit un mécanisme attribuant aux opérateurs un bonus conditionné à l'atteinte d'un niveau minimal de souscription. Le seuil retenu est le niveau du dernier arrêté relatif aux stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1^{er} novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars^[2].

Ce bonus s'applique à l'ensemble des capacités commercialisées aux enchères, y compris les capacités commercialisées lors de ventes additionnelles ultérieures de produits de court terme. Il tient compte des recettes et du « premium » de chaque enchère, c'est-à-dire l'écart entre le prix de l'enchère et la valeur saisonnière du stockage (qui correspond au spread hiver-été minoré du coût de stockage). Cette « sur-valeur » est notamment liée à la possibilité pour les utilisateurs de moduler les injections et soutirages d'un jour sur l'autre, et dépend donc de la performance des stockages. Elle est également le résultat du niveau de concurrence lors des enchères, qui est favorisée par les actions commerciales des opérateurs.

Le bonus est actuellement calculé pour chaque opérateur de stockage comme suit :

$$\text{Bonus} = 0,5\% \times \text{Recettes d'enchères} + 5\% \times \text{Premium d'enchères}$$

Avec :

- Recettes d'enchères : les recettes perçues par les opérateurs de stockage au titre des capacités de l'année N dans le cadre de leurs campagnes d'enchères ;
- Premium d'enchères : positif ou négatif, il est calculé en multipliant la capacité vendue lors d'une enchère par un terme de prix, correspondant à l'écart entre le prix d'adjudication de l'enchère et le spread hiver-été auquel est retranché le coût de stockage (terme « spread – coûts ») :
 - pour les enchères des capacités de l'année N ayant lieu avant novembre N-1, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 27 septembre 2018 : le terme « spread – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter bid (N)_j et le prix Summer ask (N)_j³ sur le TTF, publié par ICIS, réduit de 0,75 €/MWh ;
 - pour l'enchère des capacités de stockage en gaz B, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 27 septembre 2018 : le terme « spread – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter settlement (N)_j et le prix Summer settlement (N)_j sur le PEG publiés par Powernext, de laquelle le *spread bid-ask* est retranché, puis réduit de 0,70 €/MWh ;
 - pour les enchères des capacités de l'année N ayant lieu en novembre N-1, janvier et février N, le terme « spread – coûts » correspond à l'écart des prix *settlement* de l'hiver N et de l'été N sur le PEG, tel que publié par Powernext, sur le dernier jour de cotation précédant le jour de clôture de l'enchère (J-1 pour J), réduit de 0,75 €/MWh.

Le tarif ATS2 prévoit que les opérateurs percevront un bonus sur l'ensemble des capacités commercialisées aux enchères, y compris les capacités allouées lors de ventes additionnelles ultérieures de produits « de court terme ».

^[2] Le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année par arrêté les stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1^{er} novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars.

³ Moyenne sur les 10 derniers jours de cotation

Proposition de la consultation publique

Le contexte géopolitique a engendré des tensions sur les marchés au premier semestre 2022 telles que le spread hiver – été était souvent négatif. Autrement dit, le prix du gaz pendant la saison d'injection était supérieur au prix des contrats à terme pour l'hiver 2022-23. De même, le spread hiver – été est actuellement négatif pour la prochaine saison de stockage.

La CRE ne souhaite pas remettre en question en cours de période tarifaire le niveau d'incitation qu'elle considère adapté à la situation et qui a favorisé la souscription de l'ensemble des capacités 2022-2023 malgré un contexte de marché défavorable. Toutefois, l'évolution des conditions de marché a fait ressortir les limites de la formule de calcul prévue par le tarif ATS2.

La formule existante pourrait en effet conduire à l'absence de versement d'un bonus malgré l'atteinte de l'objectif de souscription. Un prix d'adjudication inférieur au spread hiver-été conduit à un premium d'enchère négatif. Cette situation a été observée lors de plusieurs enchères en 2022 et elle pourrait être à nouveau observée lors de la commercialisation des capacités 2023-2024. La multiplication de ces ventes pourrait conduire à annuler ou rendre négatif le bonus de commercialisation en appliquant la formule actuelle.

Inversement, cette formule peut aboutir à des bonus disproportionnés lorsque des capacités sont souscrites au prix de réserve nul et que le spread hiver-été est négatif. Dans ces situations, les opérateurs ne perçoivent pas de recettes d'enchère. L'attribution d'un bonus augmente donc directement le montant qui devra être collecté par les gestionnaires de réseau de transport en appliquant le terme de compensation stockage (TTS) aux points de livraison des réseaux de transport.

Enfin, le versement du bonus de commercialisation est actuellement conditionné à l'atteinte du seuil de souscription portant sur l'ensemble des capacités françaises. Un opérateur pourrait ainsi ne pas recevoir de bonus malgré la souscription de l'ensemble de ses capacités si un autre opérateur ne parvenait pas à écouler tous ses produits.

Pour corriger les défauts de la formule actuelle dans ces situations extrêmes, la CRE a proposé les ajustements suivants lors de la consultation publique :

- la formule pourrait être adaptée de la façon suivante pour éviter que le bonus soit annulé par des primes d'enchère négatives :

$$\text{Bonus} = 0,5\% \times \text{Recettes d'enchères} + 5\% \text{ du maximum entre zéro et la somme des primes d'enchères}$$

- le bonus de commercialisation des capacités 2023-2024 pourrait être plafonné pour ne pas excéder les montants obtenus sur l'année 2022-2023 ;
- En plus de ce bonus, la CRE envisageait que les opérateurs conservent 10% des recettes de commercialisation des produits de « court terme » qui peuvent être proposés après la phase de commercialisation initiale⁴. Cette proportion plus élevée que pour les ventes initiales est justifiée par les efforts additionnels qui doivent être mis en œuvre par les équipes techniques et commerciales des opérateurs. 90% des recettes correspondantes reviendraient aux utilisateurs via la baisse du terme TTS.

Enfin, la CRE envisageait que, dans le cas où le niveau minimal de souscription à la maille France ne serait pas atteint, un bonus soit versé aux opérateurs dont les capacités seraient totalement souscrites.

Synthèse des réponses

La majorité des répondants est favorable aux évolutions proposées par la CRE. Ils partagent le constat de la CRE sur les limites de la formule de calcul de bonus du tarif ATS2 mises en évidence par l'évolution récente des conditions de marché, des. Plusieurs répondants soulignent que la proposition de la CRE conserve l'incitation relative à l'atteinte d'un niveau de souscription permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement et à l'optimisation de la valeur du stockage.

La majorité des répondants est favorable au plafonnement du bonus. Toutefois, plusieurs répondants notent que malgré les corrections apportées le bonus pourrait être supérieur aux recettes des ventes aux enchères et demandent que le bonus de chaque enchère soit plafonné par le revenu généré.

Un opérateur souligne qu'il ne semble pas pertinent de retenir le niveau du bonus au titre des capacités 2022-2023 comme plafond, celle-ci n'étant pas représentative.

⁴ Les produits « de court terme » répondent à des besoins complémentaires du marché si des capacités s'avèrent techniquement disponibles. Ces produits de court terme ne viennent pas réduire les capacités proposées lors des ventes de produits standards. A titre d'illustration, de tels produits peuvent notamment être proposés dans le cas de sites en travaux remis en service en cours d'année, d'offres contre-saisonnnières, ou dans le cas de capacités de stockage disponibles supérieures à celles anticipées lors des ventes de produits standards

S'agissant des ventes de produits non-standards⁵ et de produits de court terme, un fournisseur et un opérateur souhaitent que les bonus éventuels soient calculés en utilisant une formule presque identique à celle utilisée pour les ventes de produits standards. Ils proposent de la modifier uniquement à la marge pour que ces ventes ne puissent pas générer de malus.

Toujours s'agissant des ventes de court terme, un autre opérateur demande à conserver 20 % des recettes, compte tenu des efforts additionnels des équipes techniques et commerciales des opérateurs et des potentielles charges additionnelles pour les opérateurs, notamment d'énergie.

Les opérateurs de stockage, plusieurs fournisseurs et une association professionnelle ont indiqué être favorables au versement d'un bonus aux opérateurs dont les capacités seraient totalement souscrites.

Analyse de la CRE

La CRE retient les évolutions proposées dans le cadre de la consultation en les ajustant pour tenir compte des retours des acteurs.

Le contexte de marché actuel, avec un écart négatif entre le prix du gaz à l'injection et le prix du gaz au soutirage, n'est pas favorable à la souscription de capacités de stockage. Ainsi de nombreuses ventes ayant eu lieu depuis octobre 2022 n'ont pas généré de recettes de souscription, les capacités ayant été allouées au prix de réserve fixé à 0. Malgré l'absence de recette, les efforts mis en place par les opérateurs ont favorisé la souscription de capacité dans ce contexte difficile.

La CRE considère qu'un plafonnement du bonus pour une enchère donnée au niveau des recettes générées par cette même enchère pourrait conduire à un bonus très faible au regard des efforts mis en œuvre pour un opérateur ayant réussi à commercialiser l'ensemble de ses capacités dans le contexte de marché actuel.

Par ailleurs, la CRE partage l'avis des contributeurs remarquant que la seule année 2021-2022 n'est pas représentative pour déterminer le plafonnement des bonus. Elle fixe en conséquence un plafond à 2% du revenu autorisé. Ce niveau est fondé sur l'historique de ratio entre bonus et revenu autorisé observé durant les 3 premières années du tarif ATS2.

S'agissant des ventes de produits non-standard, la CRE retient la proposition des contributeurs de neutraliser le premium d'enchère pour que ces ventes ne génèrent pas de malus.

S'agissant des ventes de « court terme », la CRE considère que le niveau de 10 % offre une incitation suffisante.

Par ailleurs, les opérateurs peuvent proposer des services additionnels assimilables à des produits de « court terme ». Ces services peuvent avoir des effets bénéfiques pour la sécurité d'approvisionnement et générer des recettes, comme le remplissage des capacités souscrites à 103% de leur volume comme proposé par Teréga en août 2022 ou la suppression de contrainte de remplissage maximal comme proposé par Storengy et Teréga en fin d'année 2022. La CRE souhaite également inciter les opérateurs à mettre en œuvre de ce type de service. Les recettes générées par les services additionnels feront également l'objet d'un bonus représentant 10% des recettes.

En conséquence, le bonus pour les ventes de capacités 2023-2024⁶ commercialisées sous forme de produits standard⁷ et non standard sera calculé pour chaque opérateur de stockage comme suit :

$$\text{Bonus} = 0,5 \% \times \text{Recettes d'enchères} + 5\% \times \text{somme de premium d'enchères des produits standards}$$

Avec :

- Recettes d'enchères : Les recettes perçues par les opérateurs de stockage au titre des capacités de l'année N dans le cadre de leurs campagnes d'enchères.

⁵ Lorsque l'année de stockage a débuté, les opérateurs peuvent adapter leurs produits commerciaux ayant fait l'objet d'inventus afin de commercialiser les capacités sous la forme de produits non standards, et ce même si les seuils minimaux de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement ne sont pas atteints. Les produits mis en vente pendant cette période doivent être conçus pour permettre d'augmenter le niveau de souscriptions des capacités ou d'accélérer l'injection de gaz dans les stockages, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement

⁶ Les contrats portant sur une utilisation des capacités de stockage entre le 1^{er} avril 2023 et le 31 mars 2024.

⁷ Un produit de stockage dit « standard » correspond à l'ensemble des capacités N/N+1 commercialisées à un PITS donné avec les mêmes caractéristiques d'injection et de soutirage tels que présentées en octobre N-1 par les opérateurs.

- Premium d’enchères des produits standards : positif ou négatif, il est calculé en multipliant la capacité vendue lors d’une enchère par un terme de prix, correspondant à l’écart entre le prix d’adjudication de l’enchère et le spread hiver-été auquel est retranché le coût de stockage (terme « spread – coûts ») :
 - pour les enchères des capacités de l’année 2023-2024 ayant lieu avant octobre 2022, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 27 septembre 2018 : le terme « spread – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter bid (N)_j et le prix Summer ask (N)_j⁸ sur le TTF, publié par ICIS, réduit de 0,75 €/MWh ;
 - pour l’enchère des capacités de stockage en gaz B, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 27 septembre 2018 : le terme « spread – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter settlement (N)_j et le prix Summer settlement (N)_j¹⁷ sur le PEG publiés par Powernext, de laquelle le *spread bid-ask* est retranché, puis réduit de 0,70 €/MWh ;
 - pour les enchères des capacités de l’année 2023-2024 ayant lieu entre 1^{er} octobre 2022 et le 31 mars 2023, le terme « spread – coûts » correspond à l’écart des prix *settlement* de l’hiver N et de l’été N sur le PEG, tel que publié par Powernext, sur le dernier jour de cotation précédant le jour de clôture de l’enchère (J-1 pour J), réduit de 0,75 €/MWh.

Si la somme des premiums d’enchères des produits standards est négative, elle n’est pas prise en compte dans le calcul du bonus.

Le premium d’enchère est nul pour les capacités 2023-2024 qui seront commercialisées après le 1^{er} avril 2023 sous forme de produits non-standards.

Le bonus au titre des ventes de capacités 2023-2024 ne pourra excéder 2% du revenu autorisé de l’opérateur pour l’année 2023 soit 10,8 M€ pour Storengy, 3,4 M€ pour Teréga et 1,1 M€ pour Géométhane.

Le versement de ce bonus est conditionné à l’atteinte d’un niveau de souscription supérieur ou égal au niveau fixé par le dernier arrêté relatif aux stocks minimaux de gaz naturel pour garantir la sécurité d’approvisionnement, en application des dispositions l’article L. 421-4 du code de l’énergie. Toutefois dans le cas où le niveau minimal de souscription à la maille France ne serait pas atteint, un bonus est versé aux opérateurs dont les capacités sont totalement souscrites.

S’agissant des ventes de « court terme » et les services additionnels, un bonus égal à 10% des recettes est versé indépendamment de l’atteinte du seuil de souscription de capacité. Ce bonus ne fait pas l’objet d’un plafond.

Les bonus sont intégrés au solde du CRCP de l’année 2023.

2. PARAMETRES ET EVOLUTION DU REVENU AUTORISE AU 1^{ER} JANVIER 2023

2.1 Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire ATS2.

Les écarts éventuels entre les charges prévisionnelles et réalisées sont couverts à 100 % par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), à l’exception des charges relatives aux actifs dits « hors infrastructures » pour lesquelles seul l’écart dû à l’inflation est pris en compte *via* le CRCP.

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles – M€	2020	2021	2022	2023
Storengy	320,9	329,2	344,0	354,7
<i>dont CCN « hors infrastructures »</i>	<i>11,8</i>	<i>12,2</i>	<i>14,7</i>	<i>16,4</i>
Teréga	103,5	105,9	108,8	111,3
<i>dont CCN « hors infrastructures –immobilier et véhicules »</i>	<i>2,0</i>	<i>2,8</i>	<i>4,3</i>	<i>4,4</i>
<i>dont CCN « hors infrastructures – SI »</i>	<i>6,6</i>	<i>6,8</i>	<i>6,9</i>	<i>6,9</i>
Géométhane	22,7	25,4	26,9	32,7
<i>dont CCN « hors infrastructures »</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>

⁸ Moyenne sur les 10 derniers jours de cotation



2.2 Charges nettes d’exploitation

S’agissant des charges nettes d’exploitation (CNE), l’annexe 2 de la délibération ATS2 prévoit que le montant pris en compte lors de la mise à jour du revenu autorisé pour l’année 2023 est égal à la valeur de référence de l’année 2023 fixée par la délibération ATS2 :

- divisée par l’inflation prévisionnelle entre l’année 2019 et l’année 2023 (6,76 %)
- multipliée par l’inflation réalisée entre 2019 et 2021 ;
- multipliée par l’inflation réalisée entre 2021 et 2022, ou à défaut, sa meilleure estimation ;
- multipliée par l’inflation prévisionnelle pour l’année 2023, prise en compte dans le projet de loi de finances de l’année 2023.

La CRE retient pour la mise à jour une inflation cumulée de 11,7 % :

- une inflation réalisée entre 2019 et 2021 de 1,76% ;
- une hypothèse d’inflation provisoire 2022 de 5,35%, calculée en tenant compte des derniers chiffres publiés par l’INSEE à la fin du mois de novembre 2022 ;
- l’hypothèse d’inflation de la loi de finances pour l’année 2023 de 4,2%

Les charges nettes d’exploitation mises à jour pour l’année 2023 sont les suivantes :

Charges nettes d’exploitation (CNE) – M€	2023 Délibération ATS2	2023 Mise à jour de l’inflation
Storengy	184,4	193,0
Teréga	47,4	49,6
Géométhane	19,9	20,8

En application des modalités fixées par la délibération ATS2, l’écart entre l’inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour la mise à jour annuelle des charges nettes d’exploitation des opérateurs de stockage et l’inflation réellement constatée sera couvert à 100 % par le CRCP.

2.3 Calcul du CRCP

Le solde global du CRCP est calculé avant la clôture définitive des comptes annuels. Il est donc égal au montant à verser ou à déduire du CRCP (i) au titre de l’année écoulée, sur la base de la meilleure estimation des charges et recettes annuelles (dit CRCP estimé), et (ii) au titre de l’année précédente, par comparaison entre les charges et recettes réalisées et l’estimation qui en avait été faite un an plus tôt (dit CRCP définitif), auquel s’ajoute, le cas échéant, le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, pour chaque année écoulée, en fonction de l’écart du réalisé ou de son estimation, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis à l’annexe 2 de la délibération ATS2. La quote-part de cet écart versée au CRCP est fixée dans la délibération ATS2.

2.3.1 Storengy

Storengy a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2022 à 30,4 M€, à rendre à l’opérateur. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- au titre de l’écart entre le CRCP estimé et le CRCP réalisé pour l’année 2021 (+6,1 M€) :
 - des recettes associées à des ventes et services additionnels (-0,1 M€) ;
 - des recettes issues du terme tarifaire de compensation inférieures aux prévisions (+4,1 M€) ;
 - des charges de capital inférieures à la trajectoire du tarif ATS2 (-0,1 M€) ;
 - des charges énergies inférieures à la prévision du fait d’achats de quotas de CO₂ inférieurs, (-1,0 M€ couvert à 80% soit -0,8 M€)
 - des recettes des contrats avec les autres opérateurs régulés supérieures, auxquelles s’ajoute une baisse des charges des contrats dont Storengy est le bénéficiaire (-0,2 M€) ;



- une demande de couverture de la valeur comptable résiduelle d'actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie (+2,7 M€) ;
- l'écart entre l'hypothèse d'inflation estimée pour l'année 2021 et l'inflation réelle (+0,5 M€).
- au titre du CRCP estimé pour l'année 2022 (+24,3 M€) :
 - des recettes issues du terme tarifaire de compensation inférieures aux montants prévisionnels du fait principalement de l'écart entre les souscriptions d'interruptibilité au 1^{er} avril 2022 et l'hypothèse retenue dans la délibération du 10 mars 2022 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à partir du 1^{er} avril 2022 (+0,3 M€) ;
 - des recettes issues de la commercialisation de capacités pour 2022 après le 1^{er} mars et qui n'avaient donc pas été intégrées dans la délibération du 10 mars 2021 (-0,5 M€) ;
 - des charges de capital supérieures à la trajectoire du tarif ATS2 (+7,0 M€) ;
 - des charges énergies inférieures, cette évolution est principalement associée à :
 - l'écart entre la trajectoire tarifaire et la trajectoire mise à jour par la délibération de mise à jour du revenu autorisé pour 2022 (+4,7 M€) ;
 - une baisse de la TICFE dans le cadre du bouclier tarifaire et une consommation inférieure à la prévision (-3,2 M€ couvert à 80% au CRCP soit -2,5 M€) ;
 - la prise en compte du bénéfice des opérations de revente de gaz circulant (-15,3 M€ couvert à 80% soit -12,2 M€).
 - des dépenses de consommables et traitement des effluents plus élevées que prévues (+0,1 M€) ;
 - des recettes des contrats avec les autres opérateurs plus importantes que prévues, partiellement compensées par des charges des contrats, dont Storengy est le bénéficiaire, supérieures au prévisionnel (-0,5 M€) ;
 - du bonus attribué à l'opérateur au titre de la commercialisation (+7,6 M€) ;
 - une demande de couverture de la valeur comptable résiduelle d'actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie (+12,9 M€) ;
 - l'écart entre l'hypothèse d'inflation retenue lors de la mise à jour du revenu autorisé et celle retenue par Storengy dans son dossier (+7,6 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2022 retenu par la CRE s'élève à -2,9 M€ à rendre aux utilisateurs. La CRE a retenu plusieurs ajustements par rapport à la demande de Storengy :

- s'agissant de l'écart entre le CRCP estimé et réalisé pour l'année 2021 (-2,7 M€ d'ajustements conduisant à une restitution supérieure aux utilisateurs) :
 - en repoussant l'analyse concernant les mises au rebut associées à la défaillance d'équipements après la fin des recours judiciaires en cours (-2,7 M€).
- s'agissant du CRCP estimé pour 2022 (-30,6 M€ d'ajustements conduisant à une restitution supérieure aux utilisateurs) :
 - en ajoutant les recettes de commercialisation réalisées par Storengy depuis la préparation de son dossier (-19,3 M€ d'ajustements) ;
 - en ne retenant pas les mises au rebut associées à des maintenances et des incidents d'exploitation (-2,1 M€ d'ajustements), car ces charges sont considérées comme relevant de la gestion classique d'un parc d'actifs,
 - [confidentiel] ;
 - en prenant en compte dans le calcul du bonus de commercialisation des ventes réalisées par Storengy depuis la préparation de son dossier (ces ventes, de nature différente des produits classiques, dont le produit est rendu aux utilisateurs via la CRCP, génèrent un malus pour Storengy avec la formule de bonus en vigueur). Or ces ventes, qui participent à la sécurité d'approvisionnement, génèrent des charges pour les opérateurs notamment d'énergie. En conséquence, la CRE choisit d'appliquer pour ces ventes la formule prévue pour 2023 qui prévoit que 10% des recettes des produits de court terme et 0,5% des recettes des produits non standards sont conservées par les opérateurs), (+1,5 M€ d'ajustements). La CRE corrige par ailleurs une erreur de calcul (+0,4 M€ d'ajustement) ;

- o la prise en compte d'une hypothèse d'inflation provisoire 2022 de 5,35%, calculée en tenant compte des derniers chiffres publiés par l'INSEE à la fin du mois de novembre 2022 (-0,4 M€ d'ajustements).

Storengy - CRCP au 31 décembre 2022	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
En M€		
Reliquats des CRCP antérieurs	0,0	0,0
Ecart entre le CRCP estimé pour 2021 fin 2021 et le CRCP définitif pour 2021 actualisé	+6,1	+3,4
Dont recettes issues de commercialisation	-0,1	-0,1
Dont recettes issues du terme tarifaire de compensation	+4,1	+4,1
Dont charges de capital normatives	-0,1	-0,1
Dont charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO2	-0,8	-0,8
Dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	-0,2	-0,2
Dont coûts échoués	+2,7	0,0
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	+0,5	+0,5
Écarts estimés sur les charges et les produits pour 2022	+24,3	-6,3
Dont recettes issues du terme tarifaire de compensation	+0,3	+0,3
Dont recettes issues de commercialisation	-0,5	-19,8
Dont charges de capital normatives « infrastructures »	+6,6	+6,6
Dont écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	+0,4	+0,4
Dont charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO2	-10,1	-10,1
Dont charges de consommable et traitement des effluents	+0,1	+0,1
Dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	-0,5	-0,6
Dont bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	+7,6	+9,5
Dont coûts échoués	+12,9	0
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	+7,6	+7,3
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 actualisé	+30,4	-2,9

2.3.2 Teréga

Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2022 à +14,4 M€, à rendre à l'opérateur. Ce solde est lié aux principaux points suivants :

- au titre de l'écart entre le CRCP estimé et CRCP réalisé pour l'année 2021 (+0,3 M€) :
 - o des recettes issues du terme tarifaire de compensation inférieures au montant prévisionnel, partiellement compensées par des recettes de services additionnels supérieures au montant prévisionnel (+0,1 M€) ;

- des charges d'énergie supérieures aux prévisions (+0,4 M€) ;
- des dépenses de consommables et traitement des effluents moindres que prévues (-0,3 M€) ;
- l'écart entre l'hypothèse d'inflation estimée pour l'année 2021 et l'inflation réelle (+0,1 M€).
- au titre du CRCP estimé pour l'année 2022 (+14,2 M€) :
 - des recettes issues du terme tarifaire de compensation inférieures aux montants prévisionnels du fait principalement de l'écart entre les souscriptions d'interruptibilité au 1^{er} avril 2022 et l'hypothèse retenue dans la délibération du 10 mars 2022 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à partir du 1^{er} avril 2022 (+0,6 M€) ;
 - des recettes issues de la commercialisation de capacités ou de services pour 2022 après le 1^{er} mars et qui n'avaient donc pas été intégrées dans la délibération du 10 mars 2021 (-0,4 M€) ;
 - des charges de capital inférieures à la trajectoire du tarif ATS2 (-1,2 M€) ;
 - des charges énergies supérieures, cette évolution est principalement associée :
 - à l'écart entre la trajectoire tarifaire et la trajectoire mise à jour par la délibération de mise à jour du revenu autorisé pour 2022 (+6,0 M€) ;
 - d'un prix de l'électricité supérieur au niveau retenu par la CRE et une consommation supérieure à la prévision (+2,0 M€ couvert à 80% au CRCP soit +1,6 M€) ;
 - des charges de traitement des effluents supérieures aux prévisions (+0,1 M€ couvert à 80% au CRCP soit +0,1 M€)
 - une révision du montant du contrat de stockage de gaz naturel pour le compte de Teréga transport afin de tenir compte de l'écart entre le revenu autorisé anticipé par Teréga et le niveau fixé par la CRE dans la délibération ATS2 (+2,0 M€) ;
 - du bonus attribué à l'opérateur au titre de la commercialisation (+3,4 M€) ;
 - l'écart entre les hypothèses d'inflation retenues pour les années 2021 et 2022 lors de la mise à jour du revenu autorisé et celles retenues par Teréga dans son dossier (+1,7 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2022 retenu par la CRE s'élève à +10,2 M€ à verser à l'opérateur. La CRE a retenu plusieurs ajustements par rapport à la demande de Teréga :

- s'agissant du CRCP estimé pour 2022 (-4,2 M€ d'ajustements conduisant à un versement à l'opérateur) :
 - l'ajout des recettes de commercialisation réalisées par Teréga depuis la préparation de son dossier (-5,6 M€ d'ajustements) ;
 - la mise à jour des charges d'énergie au titre de 2022 pour tenir compte de l'évolution depuis la remise du dossier tarifaire (+0,4 M€) ;
 - la prise en compte dans le calcul du bonus de commercialisation des ventes réalisées par Teréga depuis la préparation de son dossier (ces ventes, de nature différente des produits classiques, dont le produit est rendu aux utilisateurs via la CRCP, ne génèrent pas de bonus pour Teréga avec la formule de bonus en vigueur. Or ces ventes, qui participent à la sécurité d'approvisionnement, génèrent des charges pour les opérateurs notamment d'énergie. En conséquence, la CRE choisit d'appliquer pour ces ventes la formule prévue pour 2023 qui prévoit que 10% des recettes des produits de court terme et 0,5% des recettes des produits non standards sont conservées par les opérateurs). (+1,0 M€ d'ajustements) ;
 - la correction d'une donnée erronée concernant le niveau des charges de consommables et traitements des effluents (-0,3 M€ d'ajustements)
 - la prise en compte d'une hypothèse d'inflation provisoire 2022 de 5,35%, calculée en tenant compte des derniers chiffres publiés par l'INSEE à la fin du mois de novembre 2022 (+0,3 M€ d'ajustement).

Teréga - CRCP au 31 décembre 2022 En M€	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
Reliquats des CRCP antérieurs	0,0	0,0
Ecart entre le CRCP estimé pour 2021 fin 2021 et le CRCP définitif pour 2021 actualisé	+0,3	+0,3
Dont recettes issues du terme tarifaire de compensation	+0,1	+0,1
Dont charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO2	+0,4	+0,4
Dont charges de consommables et de traitement des effluents	-0,3	-0,3
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	+0,1	+0,1
Ecarts estimés sur les charges et les produits pour 2022	+14,2	+10,0
Dont recettes issues du terme tarifaire de compensation	+0,6	+0,6
Dont recettes issues de commercialisation	-0,4	-6,0
Dont charges de capital normatives « infrastructures »	-1,2	-1,2
Dont écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	+0,3	+0,3
Dont charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO2	+7,7	+8,1
Dont charges de traitement des effluents	+0,1	-0,2
Dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (charges)	+2,0	+2,1
Dont bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	+3,4	+4,4
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	+1,7	+1,9
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 actualisé	+14,4	+10,2

2.3.3 Géométhane

Géométhane a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2022 à -1,04 M€, à rendre aux utilisateurs. Ce solde est lié aux principaux points suivants :

- au titre de l'écart entre le CRCP estimé et CRCP réalisé pour l'année 2021 (- 0,08 M€) :
 - des recettes issues du terme tarifaire de compensation légèrement supérieures aux prévisions (- 0,34 M€) ;
 - des charges de capital inférieures aux prévisions (+0,03 M€) ;
 - des charges d'énergie moindres que prévues (+0,28 M€) ;
 - des charges associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés inférieures aux prévisions (- 0,08 M€) ;
 - l'écart entre l'hypothèse d'inflation estimée pour l'année 2021 et l'inflation réelle (+0,04 M€) ;
- au titre du CRCP pour l'année 2022 (-0,85 M€) :
 - des recettes issues du terme tarifaire de compensation inférieures aux montants prévisionnels du fait principalement de l'écart entre les souscriptions d'interruptibilité au 1^{er} avril 2022 et l'hypothèse retenue dans la délibération du 10 mars 2022 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à partir du 1^{er} avril 2022 (+0,15 M€) ;
 - des recettes issues de la commercialisation de capacités ou de services pour 2022 après le 1^{er} mars et qui n'avaient donc pas été intégrées dans la délibération du 10 mars 2022 (-0,12 M€) ;

- des charges de capital inférieures à la trajectoire du tarif ATS2 (-3,07 M€) ;
- des charges d'énergie supérieures, cette évolution est principalement associée
 - à l'écart entre la trajectoire tarifaire et la trajectoire mise à jour par la délibération de mise à jour du revenu autorisé pour 2022 (+1,1 M€) ;
 - à un prix du gaz supérieur au niveau retenu par la CRE et partiellement compensé par une consommation inférieure à la prévision (+1,0 M€ couvert à 80% au CRCP, soit +0,8 M€) ;
- des charges associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés inférieures aux prévisions (-0,63 M€) ;
- du bonus attribué à l'opérateur au titre de la commercialisation (+0,46 M€) ;
- l'écart entre les hypothèses d'inflation retenues pour les années 2021 et 2022 lors de la mise à jour du revenu autorisé et celles retenues par Géométhane dans son dossier (+0,42 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2022 retenu par la CRE s'élève à -0,70 M€ à rendre aux utilisateurs. La CRE a mis à jour les hypothèses d'inflation.

Géométhane - CRCP au 31 décembre 2022	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
En M€		
Reliquats des CRCP antérieurs	-0,10	-0,10
Ecart entre le CRCP estimé pour 2021 fin 2021 et le CRCP définitif pour 2021 actualisé	-0,08	-0,08
Dont recettes issues du terme tarifaire de compensation	-0,34	-0,34
Dont charges de capital normatives	+0,03	+0,03
Dont charges d'énergies, de consommables et traitement des effluents	+0,28	+0,28
Dont charges associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	-0,09	-0,09
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	+0,04	+0,04
Écarts estimés sur les charges et les produits pour 2022	-0,85	-0,64
Dont recettes issues du terme tarifaire de compensation	+0,15	+0,15
Dont recettes issues de commercialisation	-0,12	-0,12
Dont charges de capital normatives « infrastructures »	-3,07	-3,07
Dont charges d'énergies, de consommables et traitement des effluents	+1,94	+1,92
Dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (charges)	-0,63	-0,75
Dont bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	+0,46	+0,46
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	+0,42	+0,78
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 actualisé	-1,04	-0,82

2.3.4 Qualité de service

La régulation incitative de la qualité de service des opérateurs de stockage a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des infrastructures dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché du gaz.

Les indicateurs ne sont pas incités financièrement, mais pourront le devenir lors d'une mise à jour tarifaire ultérieure.

Les opérateurs ont communiqué à la CRE les résultats pour l'année 2021. Pour les deux opérateurs les indicateurs transmis pour l'année 2021 sont globalement satisfaisants et aboutissent aux résultats suivants :

- Respect des programmes de maintenances :

Storengy : sur l'ensemble des groupements de stockages, la variation entre la capacité proposée dans le programme de maintenance prévisionnel et la capacité réellement mise à disposition en fin d'année n'a pas excédé -1,3%.

Teréga a respecté son programme de travaux de maintenance au stockage en 2021.

- Mise à disposition des informations en cas d'évènement :

Les capacités de Storengy et Teréga n'ont pas fait l'objet de restriction en 2021.

- Indicateurs environnementaux :

Indicateurs environnementaux	Storengy	Teréga
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz cyclé (tCO2e/TWh)	894	450
Emissions de méthane rapportées au volume de gaz cyclé (tCH4/TWh)	12,1	11,6

La CRE rappelle à Storengy que, conformément à la délibération ATS2, les opérateurs sont tenus de publier sur leur site internet un rapport d'analyse sur les résultats de l'ensemble des indicateurs au titre de la qualité de service.

2.4 Revenus autorisés des opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel pour l'année 2023

Le revenu autorisé pour l'année 2023 correspond à la somme :

- des charges de capital pour l'année 2023, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATS2 ;
- des charges nettes d'exploitation pour l'année 2023 mise à jour de l'inflation telles que fixées au 2.2 de la présente délibération ;
- de l'apurement du solde du CRCP estimé à fin 2022, tel que fixé au 2.3 de la présente délibération, dans la limite du plafonnement du coefficient k.

2.4.1 Storengy

Le revenu autorisé mis à jour s'élève à 541,4 M€, correspondant à un coefficient k de -0,5 %, soit une hausse de 5,2 % par rapport au revenu autorisé 2022.

Storengy, en M€ _{courants}	2023
Revenu autorisé	541,4
<i>Coefficient k</i>	-0,5 %
Charges de capital normatives	354,7
Charges nettes d'exploitation	193,0
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATS1)	-3,3
Apurement du CRCP tenant compte du plafonnement du coefficient k	-2,9

2.4.2 Teréga

Le revenu autorisé mis à jour s'élève, avant plafonnement de l'évolution du coefficient k, à 169,9 M€, correspondant à un k de +7,2 %, nécessitant donc de plafonner l'apurement du CRCP.

L'apurement du CRCP est en conséquence limité à +8,0 M€ à restituer à l'opérateur (au lieu de +10,2 M€ hors plafond).

La CRE fixe le revenu autorisé de Teréga pour l'année 2023 à 167,7 M€, soit une hausse de 6,8 % par rapport au revenu autorisé 2022.

Teréga, en M€ _{courants}	2023
Revenu autorisé avant plafonnement de l'évolution du coefficient k	169,9
<i>Coefficient k</i>	+7,2 %
Charges de capital normatives	111,3
Charges nettes d'exploitation	49,6
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATS1)	-1,2
Apurement de l'ensemble du solde du CRCP estimé à fin 2021	+10,2
Revenu autorisé	167,7
<i>Coefficient k</i>	+5,0 %
Charges de capital normatives	111,3
Charges nettes d'exploitation	49,6
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATS1)	-1,2
Apurement du CRCP tenant compte du plafonnement du coefficient k	+8,0
Solde du CRCP restant à apurer	2,2

2.4.3 Géométhane

Le revenu autorisé mis à jour s'élève à 53,1 M€, correspondant à un k de -1,5 %, soit une hausse de 21,3 % par rapport au revenu autorisé 2022.

Géométhane, en M€ _{courants}	2023
Revenu autorisé	53,1
<i>Coefficient k</i>	-1,5 %
Charges de capital normatives	32,7
Charges nettes d'exploitation	20,8
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATS1)	+0,3
Apurement du CRCP tenant compte du plafonnement du coefficient k	-0,8

3. MISE A JOUR DES TRAJECTOIRES DE REFERENCE DES POSTES SPECIFIQUES POUR LE CALCUL DU CRCP AU TITRE DE L'ANNEE 2023

Les trajectoires définies ci-après seront utilisées comme référence pour le calcul du CRCP de l'année 2023.

3.1 Poste « Energies et quotas de CO2 »

3.1.1 Storengy

Storengy estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 27,2 M€ en 2022, à comparer au niveau prévisionnel de 30,3 M€ retenu lors de la mise à jour du tarif ATS2. Storengy explique cette évolution par une baisse du prix de l'électricité dans le cadre du bouclier tarifaire et une moindre consommation associée à un maintien du gaz en stock en fin d'hiver 2022 dans un contexte incertain. La hausse du prix des quotas de CO₂ compense partiellement ces effets baissiers.

Pour l'année 2023, Storengy anticipe un niveau de charges de 32,8 M€, en hausse de 6,4 M€ par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATS2. Storengy justifie cette prévision par une hypothèse de soutirage/injection de 95 % du volume des capacités commercialisées et par la hausse des prix de l'énergie.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	7,9	6,9	-1,0	5,9	7,3	+1,4
Volumes (GWh)	432	378	-54	333	352	+19
Prix (€/MWh)	18	18	0	18	21	+3
Electricité (M€)	16,0	13,5	-2,5	16,5	18,7	+2,2
Volumes (GWh)	160	167	+7	172	191	+19
Prix (€/MWh)	100	81	-19	96	98	+2
CO₂	3,1	3,9	+0,8	1,7	3,9	+2,3
Autres (taxes, dépréciation...)	3,4	3,0	-0,4	2,3	2,9	+0,6
Total charges d'énergie	30,3	27,2	-3,1	26,4	32,8	+6,4

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- une hypothèse de cyclage de 85% des capacités commercialisées : ce scénario apparait plus probable que celui établi par Storengy en septembre dernier, compte tenu du contexte actuel et notamment le niveau élevé de gaz en stock.
- un prix des quotas de CO₂ correspondant à la moyenne des prix observés sur la première quinzaine de décembre 2022 soit 91,2 €/tCO₂.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie s'élève à 29,9 M€ (soit -2,9 M€ par rapport à la demande de Storengy) :

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	7,9	6,9	-1,0	5,9	6,6	0,7
Volumes (GWh)	432	378	-54	333	315	-18
Prix (€/MWh)	18	18	0	18	21	+3
Electricité (M€)	16,0	13,5	-2,5	16,5	16,7	+0,2
Volumes (GWh)	160	167	+7	172	171	-1
Prix (€/MWh)	100	81	-19	96	98	+2
CO₂	3,1	3,9	+0,8	1,7	4,0	+2,4
Autres (taxes, dépréciation...)	3,4	3,0	-0,4	2,3	2,7	+0,4
Total charges d'énergie	30,3	27,2	-3,1	26,4	29,9	+3,5

3.1.2 Teréga

Teréga estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 14,3 M€ en 2022, à comparer au niveau prévisionnel de 11,8 M€ retenu lors de la mise à jour du tarif ATS2. Selon Teréga, la hausse des charges énergies est liée, d'une part, à un prix de l'électricité supérieur au niveau retenu par la CRE⁹ et, d'autre part, une hausse de la consommation associée à un schéma de flux d'approvisionnement Sud→Nord¹⁰ observé sur certains mois en 2022 conduisant à un besoin accru de l'utilisation des compresseurs du site de Lussagnet¹¹.

Pour l'année 2023, Teréga anticipe un niveau de charges de 23,5 M€, et justifie cette prévision, en hausse de 17,7 M€ par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATS2, par la hausse du prix de l'électricité et par une hausse de la consommation d'énergie. Cette prévision de consommation accrue se base, d'une part, sur une hypothèse de cyclage de 100% des capacités commercialisées et, d'autre part, sur un schéma de flux d'approvisionnement Sud→Nord en 2023. Teréga construit ainsi sa consommation d'électricité en additionnant :

- la consommation de 2021, 85 GWh ;
- un surcroît de consommation de 5 GWh pour assurer 100 % du cyclage des stockages ;
- un surcroît de consommation de 25 GWh associé à l'utilisation des compresseurs du site de Lussagnet pour assurer le schéma d'approvisionnement avec des flux Sud→Nord.

⁹ Lors de la dernière mise à jour tarifaire, la CRE a considéré que les modalités de couverture des volumes électricité de Teréga pour 2022 ont conduit à un prix de l'électricité anormalement élevé. Elle a retenu pour la trajectoire un prix 15% inférieur à la demande de Teréga.

¹⁰ Ce schéma est caractérisé par des arrivées importantes de GNL aux terminaux méthaniers de Fos sur Mer et des importations de gaz depuis l'Espagne.

¹¹ En 2020, Teréga a fait évoluer ses règles d'allocation des charges d'énergie entre ses activités transport et stockage. Ainsi, depuis le début de la période tarifaire ATS2, Teréga affecte normativement l'ensemble des consommations électrique du site de Lussagnet à l'activité stockage.



Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	0,4	0,3	-0,1	0,5	0,5	0,0
Volumes (GWh)	23	19	-3	26	22	-5
Prix (€/MWh)	18,1	15,3	-2,8	18,1	23,0	5,0
Electricité (M€)	11,3	14,0	2,7	5,2	22,9	17,7
Volumes (GWh)	68	78	10	65	115	50
Prix (€/MWh)	167	180	13	80	199	119
CO₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres (taxes, dépréciation...)	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
Total charges d'énergie	11,8	14,3	2,5	5,8	23,5	17,7

L'année 2021 est caractérisée par un remplissage du stockage de 9% en fin d'hiver et des réinjections en cours d'hiver représentant 10% du volume du stockage. La CRE considère que le niveau de réinjections est exceptionnel et conduit à une consommation (85 GWh) nettement supérieure aux années précédentes.

L'année 2022 est plus représentative d'une utilisation probable des stockages. Toutefois le niveau de remplissage en fin d'hiver de 26% apparaît relativement élevé au regard du niveau que pourraient atteindre les stockages à la fin de l'hiver 2022-2023.

La CRE retient un niveau de consommation d'électricité socle égal à la consommation de 2022 soit 66,9 GWh, auxquels elle ajoute 5 GWh pour tenir compte d'un remplissage des stockages de 15% en fin d'hiver.

La CRE retient en plus surcroît de consommation d'électricité de 25 GWh demandé par Teréga pour permettre d'assurer un schéma de flux Sud-Nord permettant de faire remonter du gaz depuis l'Espagne et depuis les terminaux méthaniers de Fos sur Mer.

L'ajustement du niveau de consommation conduit à un ajustement mécanique du prix de l'électricité.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie s'élève à 18,9 M€ (soit -4,6 M€ par rapport à la demande de Teréga) :

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	0,4	0,3	-0,1	0,5	0,5	0,0
Volumes (GWh)	23	19	-3	26	22	-5
Prix (€/MWh)	18,1	15,3	-2,8	18,1	23,0	+5,0
Electricité (M€)	11,3	14,0	2,7	5,2	18,3	+13,1
Volumes (GWh)	68	78	10	65	97	+32
Prix (€/MWh)	167	180	13	80	189	+109
CO₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres (taxes, dépréciation...)	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
Total charges d'énergie	11,8	14,3	2,5	5,8	18,9	+13,1

3.1.3 Géométhane

Géométhane estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 2,9 M€ en 2022, à comparer au niveau prévisionnel de 1,9 M€ retenu lors de la mise à jour du tarif ATS2. Géométhane explique cette évolution par une hausse des prix du gaz¹².

¹² Dans le cadre du contrat d'exploitation avec Storengy, le gaz suit l'évolution du prix du gaz sur le marché français.



Pour l'année 2023, Géométhane anticipe un niveau de charges de 3,5 M€, et justifie cette prévision, en hausse par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATS2, par la hausse du prix du gaz. La trajectoire tarifaire prévoyait la mise en service d'un électrocompresseur dès 2023, le décalage de la mise en service explique la consommation électrique inférieure à la trajectoire tarifaire.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	1,6	2,7	+1,0	0,2	3,1	+2,9
Volumes (GWh)	28	22	-6	10	28	+18
Prix (€/MWh)	52	109	+57	21	109	+88
Electricité (M€)	0,2	0,2	0,0	0,6	0,2	-0,3
Volumes (GWh)	1,5	1,6	+0,1	5,2	1,6	-3,6
Prix (€/MWh)	115	86	-28	96	124	+28
CO₂	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes, dépréciation...)	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	+0,1
Total charges d'énergie	1,9	2,9	+1,0	0,8	3,5	+2,6

La CRE retient un cyclage des stockages à 85% des capacités commercialisées.

Par ailleurs, la CRE ajuste les prix du gaz et de l'électricité pour tenir compte des évolutions des prix sur lesquels sont indexés les contrats de Géométhane.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	1,6	2,7	+1,0	0,2	2,3	+2,0
Volumes (GWh)	28	22	-6	10	23	+13
Prix (€/MWh)	52	109	+57	21	97	+76
Electricité (M€)	0,2	0,2	0,0	0,6	0,2	-0,4
Volumes (GWh)	1,5	1,6	+0,1	5,2	1,6	-3,6
Prix (€/MWh)	115	86	-28	96	112	+16
CO₂	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes, dépréciation...)	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	+0,1
Total charges d'énergie	1,9	2,9	+1,0	0,8	2,6	+1,7

3.2 Postes « consommables » et « traitement des effluents »

3.2.1 Storengy

Storengy estime dans son dossier tarifaire que les postes « consommables » et « traitement des effluents » s'établiront au total à 6,7 M€ en 2022, en légère hausse par rapport au niveau prévisionnel de 6,4 M€ retenu lors de la mise à jour du tarif ATS2. L'écart est associé à un report d'une partie des dépenses de traitement des effluents 2021 en 2022. En sommant les deux années, le ratio est cohérent avec le ratio prévisionnel.

Pour l'année 2023, Storengy anticipe un niveau de charges de 7,0 M€, supérieur à la trajectoire retenue lors des travaux ATS2. Storengy retient une hypothèse de cyclage de 95% des capacités commercialisées.

Postes « consommables » et « traitement des effluents » (demande)	2022			2023		
	Prév	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Consommables (M€)	2,7	2,4	-0,4	2,8	3,0	+0,2
<i>Ratio (M€/Mm3 de gaz cyclés)</i>	0,37	0,34	-9%	0,37	0,37	0%
Traitement des effluents (M€)	3,6	4,3	+0,6	3,7	4,0	+0,3
<i>Ratio (M€/Mm3 de gaz cyclés)</i>	0,48	0,60	24%	0,49	0,49	0%

La CRE retient un cyclage des stockages à 85% des capacités commercialisées.

Postes « consommables » et « traitement des effluents » (retenu par la CRE)	2022			2023		
	Prév	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Consommables (M€)	2,7	2,4	-0,4	2,8	2,7	-0,1
<i>Ratio (M€/Mm3 de gaz cyclés)</i>	0,37	0,34	-9%	0,37	0,37	0%
Traitement des effluents (M€)	3,6	4,3	+0,6	3,7	3,6	-0,1
<i>Ratio (M€/Mm3 de gaz cyclés)</i>	0,48	0,60	24%	0,49	0,49	0%

3.2.2 Teréga

Teréga estime dans son dossier tarifaire que les postes « consommables » et « traitement des effluents » s'établiront au total à 0,25 M€ en 2022, à comparer au niveau prévisionnel de 0,47 M€ retenu lors de la mise à jour du tarif ATS2. Teréga explique cette évolution par un moindre cyclage des stockages conduisant à une baisse des charges de traitement des effluents.

Pour l'année 2023, Teréga anticipe une hausse des charges de traitement des effluents qui s'explique par le maintien en service de l'unité de traitement historique en parallèle de la mise en service de la nouvelle unité.

Postes « consommables » et « traitement des effluents » (demande)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Consommables (M€)	0,08	0,08	0,0	0,07	0,08	+0,01
Traitement des effluents (M€)	0,38	0,17	-0,22	0,36	0,47	+0,11

La CRE retient la trajectoire demandée par Teréga pour l'année 2023.

3.2.3 Géométhane

Géométhane estime dans son dossier tarifaire que les postes « consommables » et « traitement des effluents » s'établiront au total à 0,17 M€ en 2022 à comparer au niveau prévisionnel de 0,16 M€ retenu lors de la mise à jour du tarif ATS2. La hausse des ratios provient d'une prestation supplémentaire de traitement à la suite d'une pollution accidentelle du bassin de collecte des eaux de surface sur la station centrale.

Pour l'année 2023, Géométhane anticipe un niveau de charges de 0,28 M€, en hausse de 47 % par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATS2. Géométhane retient les ratios 2022 et prend une hypothèse de cyclage de 100% des capacités.

Postes « consommables » et « traitement des effluents » (demande)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Consommables (M€)	0,10	0,10	0,00	0,12	0,17	+0,05
<i>Ratio (M€/Gm3 de gaz cyclés)</i>	0,43	0,64	+49 %	0,52	0,61	+16 %
Traitement des effluents (M€)	0,07	0,07	0,00	0,07	0,11	+0,04
<i>Ratio (M€/Gm3 de gaz cyclés)</i>	0,29	0,43	+49 %	0,32	0,40	+26 %

La CRE retient un cyclage des stockages à 85% des capacités commercialisées.

Postes « consommables » et « traitement des effluents » (retenu par la CRE)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Consommables (M€)	0,10	0,10	0,00	0,12	0,14	+0,02
<i>Ratio (M€/Gm3 de gaz cyclés)</i>	0,43	0,64	+49 %	0,52	0,61	+16 %
Traitement des effluents (M€)	0,07	0,07	0,00	0,07	0,09	+0,02
<i>Ratio (M€/Gm3 de gaz cyclés)</i>	0,29	0,43	+49 %	0,32	0,40	+26 %

PROJET DE DECISION DE LA CRE

En application des dispositions de la délibération n° 2020-011 de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, la présente délibération définit les évolutions des revenus autorisés de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2023.

Le revenu autorisé des opérateurs de stockage pour l'année 2023 est fixé à :

- 541,4 M€ pour Storengy, soit une hausse de 5,3 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2022 ;
- 167,7 M€ pour Teréga, soit une hausse de 6,8 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2022 ;
- 53,1 M€ pour Géométhane, soit une hausse de 21,3 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2022.

Le total des revenus autorisés des opérateurs de stockage pour l'année 2023 s'élève à 762,2 M€, soit une hausse de 6,6 % par rapport au revenu autorisé 2022. Il est supérieur de +12,9% au montant prévu pour 2023 par la délibération ATS2.

Les mises à jour des trajectoires de référence de certains postes spécifiques (charges d'énergie et quotas de CO2, consommables, et traitement des effluents) pour le calcul du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de 2023 sont détaillées en partie 3 de la présente délibération.

Par ailleurs la CRE fait évoluer le cadre de régulation incitative des charges d'énergies afin de prendre en compte la hausse des prix et la volatilité des marchés de l'énergie et ajuste les modalités du calcul du bonus de commercialisation des capacités de stockage pour les capacités commercialisées pour l'hiver 2023-2024.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE, transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique et à chacun des opérateurs.

Elle sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 5 janvier 2023

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

ANNEXE : REFERENCES POUR LE CALCUL ET APUREMENT DU SOLDE DU CRCP

Storengy, en M€ courants	Taux	2020	2021	2022	2023
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100 %	199,1	265,0	406,9	Le montant est mis à jour chaque année au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).
Recettes de commercialisation des capacités	100 %	296,6	212,2	107,7	Le montant est mis à jour chaque année au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	309,1	317,0	329,3	338,4
Charges d'énergie et achats et ventes de quotas de CO ₂	100 %	-	24,0	25,7	27,6
	80 % et 90% pour 2023	23,7	24,0	30,3	29,9
Charges de consommables	100 %	-	2,7	2,8	2,9
	80 %	2,7	2,6	2,7	2,7
Charges de traitement des effluents	100 %	-	3,5	3,7	3,8
	80 %	3,5	3,5	3,6	3,6
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	11,8	12,2	14,7	16,4
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (produits)	100 %	46,7	40,8	41,4	42,8
Pénalités versées aux clients	100 % au-delà du seuil de 10 M€	0	0	0	0
Quote-part des provisions pour démantèlement constituées par l'opérateur	100 %	0	0	0	0
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	100 %	0	0	0	0
Plus-values de cession d'actifs immobiliers ou de terrains	80 %	0	0	0	0
Frais d'études sans suite et coûts échoués dont la CRE approuverait la couverture	100 %	0	0	0	0
Constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations réglementaires telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie	100 %	0	0	0	0
Charges de R&D	100 %	4,2	4,7	4,9	5,0
	100 % des charges non utilisées en fin de période	4,2	4,7	5,9	5,9



Teréga, en M€ courants	Taux	2020	2021	2022	2023
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100 %	24,6	55,0	89,2	Le montant est mis à jour chaque année au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).
Recettes de commercialisation des capacités	100 %	122,0	94,1	67,8	Le montant est mis à jour chaque année au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	94,9	96,3	97,6	100,0
Charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO ₂	100 %		5,7	5,9	6,0
	80 % et 90% pour 2023	5,8	6,2	11,8	18,9
Charges de consommables	100 %		0,1	0,1	0,1
	80 %	0,1	0,1	0,1	0,1
Charges de traitement des effluents	100 %		0,4	0,4	0,4
	80 %	0,4	0,4	0,4	0,5
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	8,6	9,6	11,2	11,3
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (produits)	100 %	6,7	6,6	6,8	7,1
Pénalités versées aux clients	100 % au-delà du seuil de 3 M€	0	0	0	0
Quote-part des provisions pour démantèlement constituées par l'opérateur	100 %	0	0	0	0
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	100 %	0	0	0	0
Plus-values de cession d'actifs immobiliers ou de terrains	80 %	0	0	0	0
Frais d'études sans suite et coûts échoués dont la CRE approuverait la couverture	100 %	0	0	0	0
Trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX » de Teréga	50 %	11,1	10,0	9,9	9,7
Constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations réglementaires telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie	100 %	0	0	0	0
Charges de R&D	100 %	0,46	0,46	0,47	0,48
	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,46	0,46	0,79	0,80

Géométhane, en M€_{courants}	Taux	2020	2021	2022	2023
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100 %	27,5	31,9	43,7	Le montant est mis à jour chaque année au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).
Recettes de commercialisation des capacités	100 %	12,5	8,7	6,4	Le montant est mis à jour chaque année au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	21,1	23,8	25,3	31,1
Charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO ₂	100 %	-	0,70	0,71	0,88
	80 %	0,70	0,68	1,95	2,6
Charges de consommables	100 %	-	0,11	0,12	0,12
	80 % et 90% pour 2023	0,11	0,12	0,10	0,14
Charges de traitement des effluents	100 %	-	0,07	0,07	0,08
	80 %	0,07	0,09	0,07	0,09
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	1,6	1,6	1,6	1,6
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (charges)	100 %	5,5	5,5	6,2	6,3
Quote-part des provisions pour démantèlement constituées par l'opérateur	100 %	0	0	0	0
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	100 %	0	0	0	0
Plus-values de cession d'actifs immobiliers ou de terrains	80 %	0	0	0	0
Frais d'études sans suite et coûts échoués dont la CRE approuverait la couverture	100 %	0	0	0	0
Constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations réglementaires telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie	100 %	0	0	0	0
Charges de R&D	100 %	0,69	0,73	0,78	0,83
	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,69	0,73	0,78	0,83