

## DÉLIBÉRATION N°2025-273

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2025 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 2026

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

Les articles L. 452-1 à L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Le tarif d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit « tarif ATS3 », prévoit la mise à jour chaque année du revenu autorisé des opérateurs de stockage selon des modalités fixées dans la délibération de la CRE du 30 janvier 2024<sup>1</sup> (ci-après la « délibération ATS3 »).

La présente délibération a pour objet de faire évoluer le revenu autorisé des opérateurs de stockage de gaz naturel pour l'année 2026, de prendre en compte les charges additionnelles liées à la mise en œuvre du règlement (UE) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement (UE) 2019/942<sup>2</sup> (« Règlement méthane ») et de mettre à jour certains paramètres de la régulation incitative.

Les principales évolutions fixées dans la présente délibération sont présentées ci-après.

#### **Evolution du revenu autorisé des opérateurs de stockage et évolution des paramètres de la régulation incitative**

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 2026 est fixé à 862,1 M€, soit une hausse de 2,9 % par rapport au revenu autorisé 2025. Il est inférieur de 1,2 % au montant prévu pour 2026 par la délibération ATS3.

---

<sup>1</sup> [Délibération n°2024-21 du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane \(ATS3\)](#)

<sup>2</sup> [Règlement \(UE\) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement \(UE\) 2019/942](#)

Revenu autorisé en M€ <sub>courants</sub>	2025	2026	
		Délibération ATS3 <sup>3</sup>	Mis à jour
Storengy	601,9	637,2	627,6
Teréga	180,6	178	180,2
Géométhane	55,1	57,6	54,3
<b>Total</b>	<b>837,6</b>	<b>872,8</b>	<b>862,1</b>

La baisse des prix de l'énergie, le cyclage particulièrement bas de l'année 2024 (qui a pour effet de diminuer les charges d'énergie définitives de 2024 au CRCP) et l'inflation plus basse qu'estimé dans la délibération ATS3 sont les principaux facteurs expliquant cet écart.

La CRE fixera le niveau du terme tarifaire stockage applicable au 1<sup>er</sup> avril 2026 à l'issue de la campagne de commercialisation des capacités de stockage pour la saison 2026-2027, au début du mois de mars 2026.

### **Intégration des charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement méthane**

La délibération ATS3 prévoit une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges supplémentaires induites par le Règlement méthane qui est entré en vigueur après l'adoption de la délibération ATS3.

A l'issue d'une consultation publique du 19 juin 2025, la CRE donne des moyens additionnels aux opérateurs de stockage pour respecter leurs obligations vis-à-vis du Règlement méthane sur la période ATS3 :

- 25,5 M€ de charges nettes d'exploitation (CNE) sur les quatre années du tarif ATS3. Les charges seront intégrées forfaitairement en fin d'année via le compte de régularisation des charges et des produits ;
- 51,4 M€ d'investissements prévisionnels qui conduisent à 4,3 M€ de charges de capital normatives (CCN) sur les quatre années du tarif ATS3. Les investissements feront l'objet d'une approbation par la CRE lors des exercices annuels d'approbation des programmes d'investissements des opérateurs de stockage et les CCN réalisées seront couvertes à 100 % via le compte de régularisation de charges et de produits.

Au global, ces charges représentent 0,9 % du revenu autorisé des opérateurs de stockage sur la période tarifaire ATS3.

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

## **1. Cadre juridique et compétence 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 [...] ».

<sup>3</sup> Délibération n°2024-21 du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS3)

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 (PPE), 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 » et ajoute que « [c]es délibérations, qui peuvent avoir lieu à la demande [...] des opérateurs des installations de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1, peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances [...] ».

Le paragraphe 1 de l'article 3 du Règlement méthane dispose que les autorités de régulation tiennent compte des coûts supportés et des investissements réalisés par les opérateurs de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel pour se conformer au Règlement méthane dans la mesure où ils correspondent à ceux d'une entité efficace. La présente délibération inclut la prise en compte des charges additionnelles des opérateurs liées à la mise en œuvre du Règlement méthane et décrite dans la partie 3.

## **2. Cadre de l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2026**

### **2.1. Rappel des principes généraux en vigueur dans le tarif ATS3**

Le tarif ATS3 vise à couvrir les charges des années 2024 à 2027. La délibération ATS3 fixe pour cette période un certain nombre de paramètres, notamment :

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

Par ailleurs, la délibération ATS3 prévoit 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. Cependant, les opérateurs peuvent demander une révision de la trajectoire prévisionnelle fixée dans l'ATS3 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.

A la suite de la consultation publique du 19 juin 2025 portant sur la prise en compte des coûts additionnels liés à la mise en œuvre du règlement européen sur les émissions de méthane<sup>4</sup>, la CRE introduit un mécanisme de régulation incitative pour les charges d'exploitation des opérateurs de stockage (voir partie 3).

## **2.2. Modalités de mise à jour du revenu autorisé**

La délibération ATS3 prévoit une mise à jour annuelle du revenu autorisé des opérateurs de stockage.

Le revenu annuel autorisé évolue chaque année par rapport à la trajectoire initiale de revenu annuel autorisé de la manière suivante :

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

Où :

- $RA_N$  est le revenu autorisé pour l'année N lors de l'évolution annuelle ;
- $RA_{IN}$  est le revenu autorisé initial fixé par la CRE pour l'année N dans sa délibération ATS3 mis à jour de l'inflation ;

---

<sup>4</sup> [Consultation publique du 19 juin 2025 portant sur la prise en compte des coûts additionnels liés à la mise en œuvre du règlement européen sur les émissions de méthane par les gestionnaires de réseaux de transport \(NaTran et Teréga\) et de distribution \(GRDF\) et les opérateurs de stockage \(Storengy, Teréga et Géométhane\)](#)

- j est l'évolution du revenu autorisé, exprimé en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits ; j est compris entre +5 % et -5 %.

En outre, la CRE peut prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATS3, des évolutions, liées notamment aux dispositifs de régulation incitative à la commercialisation et à la qualité de service.

### **2.3. Mise à jour des trajectoires de référence pour certains postes spécifiques**

La délibération ATS3 prévoit une mise à jour annuelle de la référence des postes spécifiques « Charges d'énergie et achats et ventes de quotas de CO<sub>2</sub> », « 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.

### **2.4. Coûts additionnels liés à la mise en œuvre du Règlement méthane**

La délibération ATS3 prévoit une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges supplémentaires induites par le Règlement méthane.

La présente délibération inclut la prise en compte des charges additionnelles des opérateurs de stockage liées à la mise en œuvre du Règlement méthane, décrites dans la partie 3 de la présente délibération.

### **2.5. Evolution du cadre pour les recettes de Storengy dans le cadre du GIE Cansel Bresse**

Dans le cadre des travaux sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2025, la CRE a constaté que le cadre appliqué aux recettes et aux charges associées à une prestation de Storengy dans le cadre du GIE Cansel Bresse était asymétrique.

Dans sa consultation publique du 17 juillet 2025<sup>5</sup>, la CRE envisageait de corriger ce cadre de la manière suivante : pour les années 2026 et 2027 les charges d'énergie associées à la prestation de fourniture de saumure sur le site d'Etrez :

- seraient déduites de la trajectoire de recettes ; et
- ne seraient plus couvertes par le tarif dans le poste « charges énergies ».

La majorité des répondants à la consultation publique sont favorables à l'évolution envisagée par la CRE. Ils indiquent qu'elle permet une meilleure cohérence tarifaire et limite les effets d'aubaine ou les pertes injustifiées.

En conséquence, pour les années 2026 et 2027, les charges d'énergie associées à la prestation de fourniture de saumure sur le site d'Etrez :

- sont déduites de la trajectoire de recettes prévisionnelles de Storengy (les montants correspondants seront restitués au CRCP lors des mises à jour tarifaires (3,4 M€ en 2026 et 3,3 M€ en 2027)) ;
- ne sont plus couvertes par le tarif dans le poste « charges d'énergie » (les charges ne seront pas intégrées à la trajectoire de référence fixée au 5.1).

---

<sup>5</sup> [Consultation publique du 17 juillet 2025 portant sur l'évolution des modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel](#)

### 3. Prise en compte des charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement méthane

Le Règlement méthane définit des règles relatives à la mesure, à la quantification, à la surveillance, à la déclaration et à la vérification des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie dans l'Union européenne, ainsi qu'à la réduction de ces émissions.

La délibération ATS3 prévoit une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges additionnelles qui seraient liées à la mise en œuvre de ce règlement.

La CRE a recueilli les avis des acteurs de marché concernant la prise en compte des charges additionnelles liés à la mise en œuvre du Règlement méthane et le cadre de régulation applicable à ces charges dans une consultation publique du 9 juillet 2025 au 10 septembre 2025.

11 acteurs ont répondu à cette consultation, dont cinq gestionnaires de réseaux et d'infrastructures de gaz, quatre associations de professionnels et deux associations de consommateurs et d'utilisateurs de réseaux.

#### 3.1. Niveau des charges additionnelles

##### 3.1.1. Storengy

*Proposition de la CRE lors de la consultation publique*

Dans sa consultation publique, la CRE prévoyait de retenir un niveau de charges pour Storengy compris entre une borne haute et une borne basse. Ces bornes étaient constituées, d'une part, de la demande de Storengy pour la borne haute et, d'autre part, des conclusions d'un audit externe et des éventuels ajustements supplémentaires envisagés par la CRE, pour la borne basse.

k€ courants	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Borne haute – Demande de l'opérateur</b>	<b>304</b>	<b>5 695</b>	<b>8 325</b>	<b>9 679</b>	<b>24 003</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	304	5 563	7 354	7 337	20 557
<i>Charges de capital normatives</i>	0	133	970	2 342	3 445
<b>Borne basse – Ajustements de l'auditeur</b>	<b>304</b>	<b>5 150</b>	<b>7 652</b>	<b>9 120</b>	<b>22 226</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	304	5 017	6 679	6 813	18 813
<i>Charges de capital normatives</i>	0	133	972	2 308	3 413

##### *Synthèse des réponses à la consultation publique*

Huit acteurs ont répondu à la question concernant le niveau des charges additionnelles envisagé par la CRE pour Storengy dans sa consultation publique.

Trois acteurs (dont Storengy) sont défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE.

Un acteur considère que le poids des coûts hors molécules dans le prix final du gaz est de plus en plus important (coûts des infrastructures, taxes, certificats de production de biométhane (CPB), certificats d'économie d'énergie (CEE), *Emission Trading Scheme* (ETS)). Il considère à ce titre que la hausse de charges induite par le Règlement méthane risque de détériorer la compétitivité du gaz et de freiner la relocalisation d'activités industrielles en France. Un autre acteur souligne la nécessité d'adapter les ressources pour les pics de charge, l'activité de stockage de gaz étant saisonnière.

Cinq acteurs ne sont ni favorables, ni défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE pour Storengy.

### Analyse de la CRE

La CRE rappelle que la trajectoire soumise à consultation est issue de l'analyse menée par un cabinet d'audit externe, ainsi que de l'analyse de la CRE. La CRE considère que les ajustements en résultant sont limités (-7 %) et donnent les moyens appropriés à Storengy pour mettre en œuvre efficacement le Règlement méthane. En effet, les ajustements par rapport à la demande de l'opérateur sont fondés sur un historique des opérations à réaliser et sont ainsi dimensionnés pour répondre aux exigences du Règlement méthane sur la période tarifaire.

La CRE rappelle par ailleurs que la mise en œuvre du Règlement méthane est une obligation légale. Les opérateurs doivent s'y conformer. Le tarif ATS3 est fixé de manière à couvrir les coûts induits dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Par ailleurs, Storengy et NaTran ont décidé de mutualiser, dans une filiale commune, Trensitis, les moyens et l'expertise nécessaire à la mise en œuvre des solutions de compression mobile pour récupérer le gaz lors de travaux nécessitant la mise hors pression d'équipements. Cette mutualisation permet de réduire les coûts totaux des deux opérateurs, expliquant la nouvelle trajectoire de charges additionnelles suivante, retenue par la CRE :

k€ courants					
Trajectoire de charges additionnelles retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	<b>304</b>	<b>5 150</b>	<b>7 941</b>	<b>8 965</b>	<b>22 360</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	<i>304</i>	<i>5 017</i>	<i>6 997</i>	<i>6 829</i>	<i>19 147</i>
<i>Charges de capital normatives</i>	<i>0</i>	<i>133</i>	<i>944</i>	<i>2 136</i>	<i>3 213</i>

La trajectoire d'investissements retenue pour établir les CCN prévisionnelles dans la délibération ATS3 intégrait 19,2 M€ d'investissements pour la réduction des émissions de méthane. Pour calculer les CCN additionnelles, les montants des investissements d'ores et déjà intégrés dans la trajectoire prévisionnelle de l'ATS3 sont déduits de la trajectoire.

La trajectoire de charges de capital normatives est issue de la trajectoire d'investissements suivante. Les investissements feront l'objet d'une approbation par la CRE lors des exercices annuels d'approbation des programmes d'investissements des opérateurs de stockage.

Trajectoire d'investissements retenue par la CRE (k€ courants)					
	2024	2025	2026	2027	Total
Investissements pour la mise en conformité	4 582	12 981	15 262	18 760	<b>51 586</b>
Investissements prévisionnels intégrés dans la trajectoire prévisionnelle de CCN de l'ATS3	5 000	5 300	4 200	4 700	<b>19 200</b>
<b>Investissements complémentaires à prendre en compte pour le calcul des CCN additionnelles</b>	<b>- 418</b>	<b>7 681</b>	<b>11 062</b>	<b>14 060</b>	<b>32 386</b>

### 3.1.2. Teréga

#### Proposition de la CRE lors de la consultation publique

Dans sa consultation publique, la CRE prévoyait de retenir un niveau de charges pour Teréga compris entre une borne haute et une borne basse. Ces bornes, soumises à consultation, étaient constituées, d'une part, de la demande de Teréga pour la borne haute et, d'autre part, des conclusions d'un audit externe et des éventuels ajustements supplémentaires envisagés par la CRE, pour la borne basse.



k€ courants	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Borne haute – Demande de l'opérateur</b>	<b>231</b>	<b>1 243</b>	<b>1 435</b>	<b>2 018</b>	<b>4 927</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	231	1 233	1 255	1 278	3 997
<i>Charges de capital normatives</i>	0	10	180	740	930
<b>Borne basse – Ajustements de l'auditeur</b>	<b>167</b>	<b>997</b>	<b>1291</b>	<b>1790</b>	<b>4 245</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	167	987	1111	1050	3 315
<i>Charges de capital normatives</i>	0	10	180	740	930

#### Synthèse des réponses à la consultation publique

Neuf acteurs ont répondu à la question concernant le niveau des charges additionnelles envisagé pour Teréga pour ses activités de stockage par la CRE dans sa consultation publique.

Deux acteurs sont défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE. Un acteur considère que la suppression recommandée par l'auditeur de la majoration pour incertitude des charges nettes d'exploitation appliquée par Teréga ajoutée à l'incitation des charges par une trajectoire au CRCP accentue le risque porté par l'opérateur dans un contexte d'incertitude sur l'évaluation des coûts.

Un autre acteur considère que le poids des coûts hors molécules dans le prix final du gaz est de plus en plus important (coûts des infrastructures, taxes, certificats de production de biométhane (CPB), certificats d'économie d'énergie (CEE), *Emission Trading Scheme* (ETS)). Il considère à ce titre que la hausse de charges induite par le Règlement méthane risque de détériorer la compétitivité du gaz et de freiner la relocalisation d'activités industrielles en France.

Sept acteurs ne sont ni favorables, ni défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE pour Teréga.

#### Analyse de la CRE

La CRE rappelle que la trajectoire soumise à consultation est issue de l'analyse menée par un cabinet d'audit externe, ainsi que de l'analyse de la CRE. La CRE considère que les ajustements en résultant (-14 %) sont justifiés. En effet, une partie de ces ajustements repose sur la suppression de la majoration pour incertitude appliquée par Teréga sur ses charges. Du fait des devis fournis par Teréga, l'auditeur a considéré que les coûts seraient peu amenés à varier et que l'incertitude sur ces derniers restait limitée. Ainsi, la CRE considère que la trajectoire de la borne basse donne les moyens appropriés à Teréga pour mettre en œuvre efficacement le Règlement méthane.

La CRE rappelle par ailleurs que la mise en œuvre du Règlement méthane est une obligation légale. Les opérateurs doivent s'y conformer. Le tarif ATS3 est fixé de manière à couvrir les coûts induits dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

En conséquence, la CRE décide de retenir la trajectoire de charges additionnelles suivante :

k€ courants	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	<b>167</b>	<b>998</b>	<b>1291</b>	<b>1790</b>	<b>4 245</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	167	988	1111	1050	3 315
<i>Charges de capital normatives</i>	0	10	180	740	930

La trajectoire de charges de capital normatives est issue de la trajectoire d'investissement suivante. Les investissements feront l'objet d'une approbation par la CRE lors des exercices annuels d'approbation des programmes d'investissements des opérateurs de stockage.



k€ courants					
Trajectoire retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
Investissements	0	813	4 284	12 274	17 371

### 3.1.3. Géométhane

#### Proposition de la CRE lors de la consultation publique

Dans sa consultation publique, la CRE prévoyait de retenir un niveau de charges pour Géométhane compris entre une borne haute et une borne basse. Ces bornes, soumises à consultation, étaient constituées, d'une part, de la demande de Géométhane pour la borne haute et, d'autre part, des conclusions de l'audit externe et des éventuels ajustements supplémentaires envisagés par la CRE, pour la borne basse.

Charges additionnelles (k€ courants)	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Borne haute – Demande de l'opérateur</b>	<b>-5</b>	<b>834</b>	<b>1262</b>	<b>1379</b>	<b>3470</b>
Charges nettes d'exploitation	0	848	1208	1289	3345
Charges de capital normatives	-5	-14	54	90	125
<b>Borne basse – Ajustements de l'auditeur</b>	<b>-5</b>	<b>750</b>	<b>1167</b>	<b>1235</b>	<b>3147</b>
Charges nettes d'exploitation	0	765	1117	1129	3011
Charges de capital normatives	-5	-15	50	106	135

#### Synthèse des réponses à la consultation publique

Sept acteurs ont répondu à la question concernant le niveau des charges additionnelles envisagé pour Géométhane par la CRE dans sa consultation publique.

Trois acteurs, dont Géométhane, sont défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE. Un acteur considère que la trajectoire de charges, basée sur les devis fournis, ne tient pas compte de la volatilité des prix.

Un autre acteur considère que le poids des coûts hors molécules dans le prix final du gaz est de plus en plus important (coûts des infrastructures, taxes, certificats de production de biométhane (CPB), certificats d'économie d'énergie (CEE), *Emission Trading Scheme* (ETS)). Il considère à ce titre que la hausse de charges induite par le Règlement méthane risque de détériorer la compétitivité du gaz et de freiner la relocalisation d'activités industrielles en France.

Quatre acteurs ne sont ni favorables, ni défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE pour Géométhane.

#### Analyse de la CRE

La CRE rappelle que la trajectoire soumise à consultation est issue de l'analyse menée par un cabinet d'audit externe, ainsi que de l'analyse de la CRE. La CRE considère que les ajustements en résultant (-9 %) sont justifiés. En effet, une partie de ces ajustements repose sur l'ajustement des charges de Géométhane sur les devis fournis, l'auditeur ayant considéré que les coûts seraient peu amenés à varier et que l'incertitude sur ces derniers restait limitée. Ainsi, la CRE considère que la trajectoire de la borne basse donne les moyens appropriés à Géométhane pour mettre en œuvre efficacement le Règlement méthane.

La CRE rappelle par ailleurs que la mise en œuvre du Règlement méthane est une obligation légale. Les opérateurs doivent s'y conformer. Le tarif ATS3 est fixé de manière à couvrir les coûts induits dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

En conséquence, la CRE décide de retenir la trajectoire de charges additionnelles suivante :

k€ courants					
Trajectoire retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	<b>-5</b>	<b>750</b>	<b>1167</b>	<b>1235</b>	<b>3147</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	<i>0</i>	<i>765</i>	<i>1117</i>	<i>1129</i>	<i>3011</i>
<i>Charges de capital normatives</i>	<i>-5</i>	<i>-15</i>	<i>50</i>	<i>106</i>	<i>135</i>

La trajectoire d'investissements retenue pour établir les CCN prévisionnelles dans le tarif ATS3 intégrait 1,2 M€ d'investissements pour la réduction des émissions de méthane. Pour calculer les CCN additionnelles, les montants des investissements d'ores et déjà intégrés dans le tarif sont déduits de la trajectoire.

La trajectoire de charges de capital normatives est issue de la trajectoire d'investissement suivante. Les investissements feront l'objet d'une approbation par la CRE lors des exercices annuels d'approbation des programmes d'investissements des opérateurs de stockage.

Trajectoire d'investissements retenue par la CRE (k€ courants)					
	2024	2025	2026	2027	Total
Investissements pour la mise en conformité	0	1 045	893	870	<b>2 808</b>
Investissements prévisionnels intégrés dans la trajectoire prévisionnelle de CCN de l'ATS3	300	300	300	300	<b>1 200</b>
<b>Investissements complémentaires à prendre en compte pour le calcul des CCN additionnelles</b>	<b>-300</b>	<b>745</b>	<b>593</b>	<b>570</b>	<b>1 608</b>

### 3.2. Cadre de régulation

#### *Proposition de la CRE lors de la consultation publique*

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles, la CRE proposait dans sa consultation publique de maintenir l'évolution annuelle des tarifs des infrastructures de stockage de gaz dans une fourchette établie dans la délibération ATS3.

Concernant les modalités d'incitation des CNE et des CCN additionnelles, la CRE proposait dans sa consultation publique de les couvrir via le CRCP. A cet égard, elle proposait de maintenir le cadre de l'ATS3, sauf pour l'année 2024. Ainsi, la CRE proposait de couvrir entièrement les charges (CNE et CCN) dépensées en 2024. En revanche, pour les années 2025 à 2027 :

- concernant les CNE, la CRE proposait de les inciter entièrement, c'est-à-dire de ne couvrir que les CNE issues d'une trajectoire prévisionnelle, et de ne pas couvrir les écarts entre les dépenses réalisées et celles prévues par cette trajectoire ;
- concernant les CCN, la CRE proposait de couvrir à 100 % les écarts à la trajectoire de CCN initialement prévue dans la délibération ATS3.

La CRE proposait de couvrir ces nouvelles dépenses pour la mise en œuvre du Règlement méthane via le CRCP.

#### *Synthèse des réponses à la consultation publique*

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles :

- trois opérateurs de réseaux et d'infrastructures de gaz français, dont Storengy, ainsi qu'une association de professionnels sont défavorables à la proposition de la CRE. Les opérateurs proposent d'intégrer les charges supplémentaires directement dans le revenu autorisé de l'opérateur correspondant via, par exemple, la création d'un terme d'évolution tarifaire dédié. Ils justifient cette position en soulignant le risque de décalage temporel entre dépenses et recettes si la proposition de la CRE était mise en place ;

- Teréga n'est pas défavorable à la proposition de la CRE mais souligne tout de même l'existence du risque de décalage temporel entre dépenses et recettes associées ;
- 3 associations de professionnels sont favorables à la proposition de la CRE, en tant qu'elle permet de satisfaire aux exigences de visibilité et de stabilité tarifaire ;
- deux associations de professionnels ne se prononcent pas sur ce sujet. Cependant, l'une d'entre elles note que le report de charges potentiellement induit par la mise en place de la proposition de la CRE ne lui semble pas opportun, dans un contexte de diminution progressif de la demande de gaz et incidemment de hausse du coût unitaire d'utilisation des infrastructures.

Concernant les modalités d'incitation des CNE et des CCN :

- Teréga est défavorable à la proposition de la CRE et demande une couverture à 100 % au CRCP de l'ensemble de ses coûts, potentielles pénalités comprises, en raison d'incertitudes élevées liées à la mise en œuvre du Règlement méthane ;
- Storengy, Géométhane, et trois associations de professionnels sont favorables à la proposition de la CRE, rappelant l'importance d'avoir une incitation des opérateurs à l'efficacité.

#### *Analyse de la CRE*

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles, la CRE note les inquiétudes concernant le risque de décalage temporel entre dépenses et recettes. Elle note également que l'intégration au revenu autorisé des charges additionnelles représenterait une augmentation du revenu autorisé des opérateurs de 0,9 % en moyenne sur la période ATS3, ce qui reste modéré.

La CRE décide donc de maintenir la fourchette d'évolution des termes tarifaires prévue par le tarif ATS3.

Concernant les modalités d'incitation des CNE et des CCN, la CRE reconnaît l'existence d'incertitudes dans la mise en œuvre du Règlement méthane. Cependant, elle considère que le cadre actuel d'incitation des CNE et des CCN prévu par l'ATS3 est efficace et doit donc également être mis en œuvre pour la prise en compte des charges additionnelles dues au Règlement méthane.

En conséquence, la CRE décide que les charges additionnelles induites par le Règlement méthane sont couvertes au travers du CRCP :

- concernant les CNE, un poste au CRCP « Charges d'exploitation dues au Règlement méthane » est créé. Les trajectoires de référence retenues par la CRE et visées aux parties 5.3.1, 5.3.2 et 5.3.3 pour Storengy, Teréga et Géométhane respectivement sont intégrées au CRCP de chaque opérateur. Les écarts entre les dépenses effectivement réalisées par les opérateurs et la trajectoire de référence ne sont pas intégrés au CRCP. Les charges au titre des exercices 2024 et 2025 sont prises en compte dans le CRCP de l'exercice 2025 calculé lors de l'évolution annuelle de l'année 2026, tandis que les charges additionnelles d'exploitation des exercices 2026 et 2027 sont prises en compte respectivement dans les CRCP des exercices 2026 et 2027. Les trajectoires de charges sont mises à jour de l'inflation chaque année ;
- concernant les CCN, les trajectoires de références restent celles de l'ATS3. Conformément au cadre en vigueur de l'ATS3, tout écart à la trajectoire de référence est couvert à 100 % au CRCP. Ainsi, les CCN réellement induites par la mise en œuvre du Règlement méthane seront couvertes au titre de ces écarts.

Les premiers éléments sur les charges d'exploitation estimées pour l'année 2025 font apparaître, pour certains opérateurs, des dépenses inférieures à la trajectoire envisagée dans le cadre de la consultation publique. D'autres opérateurs n'ont pas encore fourni de suivi spécifique de ces dépenses à la CRE. En cas de sous-réalisation, la CRE s'assurera qu'il s'agit de report et, dans le cas contraire, pourra réviser la trajectoire de dépenses pour l'année 2025. La différence sera couverte par le biais du CRCP.

## **4. Paramètres et évolution du revenu autorisé au 1<sup>er</sup> janvier 2026**

### **4.1. Charges de capital**

La trajectoire de CCN est fixée pour la période tarifaire ATS3.

Les écarts éventuels entre les charges prévisionnelles et réalisées sont couverts à 100 % par le 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€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027
<b>Storengy</b> <i>dont CCN « hors infrastructures »</i>	<b>381,0</b> 17,8	<b>401,2</b> 20,3	<b>419,2</b> 19,3	<b>436,5</b> 18,4
<b>Teréga</b> <i>dont CCN « hors infrastructures –immobilier et véhicules »</i> <i>dont CCN « hors infrastructures – SI »</i>	<b>114,0</b> 6,3 3,4	<b>117,3</b> 5,5 3,5	<b>120,5</b> 5,1 3,9	<b>124,3</b> 5,2 4,0
<b>Géométhane</b> <i>dont CCN « hors infrastructures »</i>	<b>28,7</b> 1,9	<b>36,9</b> 1,8	<b>38,3</b> 1,8	<b>40,1</b> 1,8

## 4.2. Charges nettes d'exploitation

S'agissant des charges nettes d'exploitation (CNE), l'annexe 2 de la délibération ATS3 prévoit que le montant pris en compte lors de la mise à jour du revenu autorisé pour l'année 2026 est égal à la valeur de référence de l'année 2026 fixée par la délibération ATS3 :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année 2026 (11,76 %)
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2022 et 2024 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2024 et 2025, ou à défaut, sa meilleure estimation ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2026, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2026.

La CRE retient pour la mise à jour une inflation cumulée de 9,13 % :

- une inflation réalisée entre 2022 et 2024 de 6,76 % ;
- une hypothèse d'inflation provisoire 2025 de 0,91 %, calculée en tenant compte des derniers chiffres publiés par l'INSEE à la fin du mois d'octobre 2025 ;
- l'hypothèse d'inflation du projet de loi de finances pour 2026 de 1,3 %.

Les charges nettes d'exploitation mises à jour pour l'année 2026 sont les suivantes :

CNE prévisionnelles, en M€ <sub>courants</sub>	2026 Délibération ATS3	2026 Mise à jour de l'inflation
Storengy	214,7	209,7
Teréga	58,1	56,7
Géométhane	20,0	19,5

En application des modalités fixées par la délibération ATS3, 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 est couvert à 100 % par le CRCP.

### 4.3. 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 ATS3. La quote-part de cet écart versée au CRCP est fixée dans la délibération ATS3.

#### 4.3.1. Storengy

Dans son dossier tarifaire, Storengy a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2025 à +3,1 M€ à restituer à l'opérateur<sup>6</sup>. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 et le CRCP définitif 2024 (soit +6,3 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2025 (soit -3,2 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2024 estimé par la CRE s'élève à ce stade à -4,5 M€, à restituer aux utilisateurs. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 et le CRCP définitif 2024 (soit +0,8 M€), qui s'explique principalement par des recettes issues du terme tarifaire de compensation moins importantes qu'estimé (+1,3 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2025 (soit -5,3 M€), qui s'explique principalement par :
  - des recettes du terme de compensation plus faibles qu'estimé lors de la fixation du terme tarifaire stockage (+8,2 M€) ;
  - la couverture des charges nettes d'exploitation associées au Règlement méthane telle que décrite dans la partie 3 (+5,2 M€<sup>7</sup>) ;
  - le bonus de commercialisation (+3,6 M€, calculé en fonction des recettes de vente de capacité). Pour rappel, ce bonus a pour objectif d'inciter les opérateurs à assurer un fort niveau de souscription des stockages afin d'atteindre les objectifs de remplissage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et également de maximiser les revenus de commercialisation afin de diminuer l'assiette de compensation du consommateur final ;
  - des écarts liés à l'inflation (-1,8 M€) ;
  - des recettes de commercialisation de 2025 inférieures au tarif du fait des conditions de marché défavorables depuis la fin octobre 2024 (-2,0 M€) ;
  - des charges d'énergie estimées plus faibles que prévu par le tarif du fait de la baisse des prix de l'électricité et du gaz (-8,0 M€) ;
  - un malus lié au budget cible d'un projet de compression à Gournay (-1,3 M€) ;
  - de charges de capital normatives infrastructures plus faibles qu'estimé dans le tarif (- 9,7 M€).

---

<sup>6</sup> Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

<sup>7</sup> Montant actualisé en €<sub>2026</sub>

L'écart entre la demande de Storengy et le niveau retenu à ce stade par la CRE (-7,6 M€) s'explique par :

- la non-prise en compte des coûts échoués des complétions soudées d'un puit (-5,5 M€), en reportant l'analyse après la fin des recours judiciaires en cours ;
- en application du dispositif de régulation incitative de la maîtrise des coûts pour les investissements, la prise en compte du malus associé au coût à terminaison du projet de remplacement de compresseur sur le site de Gournay supérieur la cible fixée par la CRE<sup>8</sup> (-1,3 M€). La CRE note que Storengy a initié un recours contre l'un de ses prestataires. Le cas échéant, elle mettra à jour le montant de l'incitation pour tenir compte de l'issue de la procédure judiciaire en cours ;
- un ajustement sur le calcul des écarts de charges de l'avantage en nature énergie liées aux écarts du prix de l'électricité et du gaz (-0,6 M€) ;
- la mise à jour des données d'inflation estimées pour 2025 (-0,2 M€).

Storengy - CRCP au 31 décembre 2025		
En M€ <sub>2026</sub>	Montants actualisés au titre de l'écart entre le solde estimé et le CRCP définitif pour l'année 2024	Montants actualisés au titre du CRCP estimé de l'année 2025
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	1,2	8,2
Recettes issues de la commercialisation	0,3	-2,0
Charges de capital normatives « infrastructures »	0,0	-9,7
Ecarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	0,0	-0,2
Charges d'énergies, quotas de CO <sub>2</sub>	-0,9	-8,0
Charges de consommable et traitement des effluents	0,8	1,7
Ecarts de charges de l'avantage nature en énergie liées aux écarts du prix de l'électricité et du gaz	0,0	-0,4
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	-0,6	-0,7
Charges nettes d'exploitation relatives aux émissions de méthane	0,3	5,2
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	-0,3	2,3
Coûts échoués	0,0	0,0
Charges de R&D non consommées sur la période tarifaire	0,0	0,0
Ecarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	0,0	-1,8
<b>Total</b>	<b>0,8</b>	<b>-5,4</b>
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2025</b>	<b>-4,5</b>	

<sup>8</sup> Délibération n°2021-128 du 6 mai 2021 portant décision relative à la définition du budget cible du projet « Compression Gournay » de Storengy

#### 4.3.2. Teréga

Dans son dossier, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2025 à +2,5 M€ à restituer à l'opérateur<sup>9</sup>. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 et le CRCP définitif 2024 (soit +0,4 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2025 (soit -0,3 M€) ;
- le reliquat de CRCP actualisé restant à apurer (2,4 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2025 estimé par la CRE s'élève à ce stade à +3,5 M€, à restituer à l'opérateur. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 et le CRCP définitif 2024 (soit +0,6 M€), qui s'explique principalement par :
  - des charges d'énergies plus importantes qu'estimé (+0,7 M€) ;
  - des charges d'effluents plus faibles qu'estimé (-0,2 M€) du fait du fonctionnement en sous-régime de la station de traitement des eaux de process de Lussagnet ;
- le CRCP estimé pour 2025 (soit +0,4 M€), qui s'explique principalement par :
  - moins de mises en service qu'estimé (- 2,9 M€) ;
  - des recettes de commercialisation plus importantes que prévu dans le tarif (-2,0 M€) ;
  - des écarts liés aux hypothèses d'inflation (-0,5 M€) ;
  - la couverture des charges nettes d'exploitation associées au Règlement méthane telle que décrite dans la partie 3 (+1,0 M€<sup>10</sup>) ;
  - des recettes du terme de compensation plus faibles qu'estimé lors de la fixation du terme tarifaire stockage (+2,2 M€) ;
  - le bonus de commercialisation (+2,8 M€, calculé en fonction des recettes de vente de capacité). Pour rappel, ce bonus a pour objectif d'inciter les opérateurs à assurer un fort niveau de souscription des stockages afin d'atteindre les objectifs de remplissage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et également de maximiser les revenus de commercialisation afin de diminuer l'assiette de compensation du consommateur final ;
- le reliquat de CRCP actualisé restant à apurer (2,4 M€).

L'écart entre la demande de Teréga et le niveau retenu à ce stade par la CRE (+0,9 M€) s'explique principalement par la couverture des charges additionnelles liées à l'application du Règlement méthane sous la forme d'une trajectoire incitée et non d'une couverture des coûts au réel.

---

<sup>9</sup> Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

<sup>10</sup> Montant actualisé en €<sub>2026</sub>



Teréga - CRCP au 31 décembre 2025		
En M€ <sub>2026</sub>	Montants actualisés au titre de l'écart entre le solde estimé et le CRCP définitif pour l'année 2024	Montants actualisés au titre du CRCP estimé de l'année 2025
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	0,0	2,2
Recettes issues de la commercialisation	-0,1	-2,0
Charges de capital normatives « infrastructures »	0,0	-2,9
Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	0,0	-0,1
Charges d'énergies, quotas de CO <sub>2</sub>	0,6	0,3
Charges de consommable et traitement des effluents	-0,2	-0,3
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	0,0	-0,1
Charges nettes d'exploitation relatives aux émissions de méthane	0,2	1,0
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	0,1	2,8
Coûts échoués	0,0	0,0
Charges de R&D non consommées sur la période tarifaire	0,0	0,0
Ecart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	0,0	-0,5
<b>Total</b>	<b>0,6</b>	<b>0,4</b>
<b>Reliquat du CRCP actualisé restant à apurer</b>	<b>2,4</b>	
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2025</b>	<b>3,5</b>	

#### 4.3.3. Géométhane

Dans son dossier tarifaire, Géométhane a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2025 à -4,8 M€ à restituer aux utilisateurs<sup>11</sup>. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 et le CRCP définitif 2024 (soit +0,1 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2025 (soit -4,9 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2025 estimé par la CRE s'élève à ce stade à -5,7 M€, à restituer aux utilisateurs. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 et le CRCP définitif 2024 (soit +0,1 M€), qui s'explique principalement par des recettes issues du terme tarifaire de compensation plus faibles qu'estimé (+0,1 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2025 (soit -5,7 M€), qui s'explique principalement par :
  - des charges normatives infrastructures moins importantes que prévu du fait du report d'un projet de compression (-7,1 M€) ;
  - des recettes du terme de compensation plus faibles qu'estimé lors de la fixation du terme tarifaire stockage (+0,9 M€) ;

<sup>11</sup> Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

- la couverture des charges nettes d'exploitation associées au Règlement méthane telle que décrite dans la partie 3 (+0,8 M€<sup>12</sup>).

L'écart entre la demande de Géométhane à ce stade par la CRE (-0,9 M€) s'explique principalement par la non-couverture des coûts échoués d'études dans le cadre du projet de remplacement du comptage. En effet :

- d'une part ces études n'ont pas fait l'objet d'une approbation de la CRE, elles ont été décidées par Géométhane et réalisées entre 2012 et 2015 avant l'entrée en régulation du stockage ;
- d'autre part, les études portaient sur une configuration et des standards différents et ont dû être intégralement reprises pour le projet de remplacement du comptage.

Géométhane - CRCP au 31 décembre 2025		
En M€ <sub>2026</sub>	Montants actualisés au titre de l'écart entre le solde estimé et le CRCP définitif pour l'année 2024	Montants actualisés au titre du CRCP estimé de l'année 2025
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	0,1	0,9
Recettes issues de la commercialisation	0,0	0,0
Charges de capital normatives « infrastructures »	0,0	-7,1
Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	0,0	0,0
Charges d'énergies, quotas de CO <sub>2</sub>	0,0	-0,2
Charges de consommable et traitement des effluents	0,0	0,0
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	0,1	0,1
Charges nettes d'exploitation relatives aux émissions de méthane	0,0	0,8
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	0,0	0,0
Coûts échoués	0,0	0,0
Charges de R&D non consommées sur la période tarifaire	0,0	0,0
Ecart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	0,0	-0,2
<b>Total</b>	<b>0,1</b>	<b>-5,7</b>
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2025</b>	<b>-5,7</b>	

#### 4.4. 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.

<sup>12</sup> Montant actualisé en €<sub>2026</sub>

Les opérateurs ont communiqué à la CRE les résultats pour l'année 2024. Les indicateurs transmis pour l'année 2024 sont globalement satisfaisants et aboutissent aux résultats suivants :

- Respect des programmes de maintenance :

Storengy, Teréga et Géométhane ont respecté leur programme de travaux de maintenance au stockage lors de la campagne 2024/2025.

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

Les capacités de Storengy en gaz H n'ont pas fait l'objet de restrictions non planifiées lors de la campagne 2024/2025. Les restrictions non planifiées sur Sediane B ont fait l'objet d'une publication par Storengy avec un préavis moyen de 1,4 jour.

Les capacités Teréga n'ont pas fait l'objet de restriction lors de la campagne 2024/2025.

- Indicateurs environnementaux :

Indicateurs environnementaux pour l'année 2024	Storengy	Teréga
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz cyclé (tCO <sub>2</sub> e/TWh)	776	284
Emissions de méthane rapportées au volume de gaz cyclé (tCH <sub>4</sub> /TWh)	14,5	6,8

#### 4.5. Revenus autorisés des opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel pour l'année 2026

Le revenu autorisé pour l'année 2026 correspond à la somme :

- des charges de capital pour l'année 2026, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATS3<sup>13</sup> ;
- des charges nettes d'exploitation pour l'année 2026 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 2025, tel que fixé au 2.3 de la présente délibération, dans la limite du plafonnement du coefficient j.

##### 4.5.1. Storengy

Le revenu autorisé de Storengy mis à jour pour l'année 2026 s'élève à 627,6 M€, correspondant à un coefficient j de -0,7 %, et à une hausse de 4,3 % par rapport au revenu autorisé 2025.

Storengy, en M€ <sub>courants</sub>	2026
<b>Revenu autorisé</b>	<b>627,6</b>
<i>Coefficient j</i>	<i>-0,7 %</i>
Charges de capital normatives	419,2
Charges nettes d'exploitation	209,7
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATS2)	3,2
Apurement du CRCP tenant compte du plafonnement du coefficient j	-4,5

<sup>13</sup> Délibération n°2024-21 de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

#### 4.5.2. Teréga

Le revenu autorisé de Teréga mis à jour pour l'année 2026 s'élève à 180,2 M€, correspondant à un coefficient j de 2,0 %, et à une baisse de -0,3 % par rapport au revenu autorisé 2025.

Teréga, en M€ <sub>courants</sub>	2026
<b>Revenu autorisé</b>	<b>180,2</b>
<i>Coefficient j</i>	+2,0 %
Charges de capital normatives	120,5
Charges nettes d'exploitation	56,7
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATS2)	-0,5
Apurement du CRCP tenant compte du plafonnement du coefficient j	+3,5

#### 4.5.3. Géométhane

Le revenu autorisé de Géométhane mis à jour pour l'année 2026 s'élève, avant plafonnement de l'évolution du coefficient j, à 51,4 M€, correspondant à un coefficient j de -9,9 %, nécessitant donc de plafonner l'apurement du CRCP.

L'apurement du CRCP est en conséquence limité à -2,9 M€ à restituer aux utilisateurs (au lieu de -5,7 M€ hors plafond).

La CRE fixe le revenu autorisé de Géométhane pour l'année 2026 à 54,3 M€, soit une baisse de -1,5 % par rapport au revenu autorisé 2025.

Géométhane, en M€ <sub>courants</sub>	2026
<b>Revenu autorisé avant plafonnement de l'évolution du coefficient j</b>	<b>51,4</b>
<i>Coefficient j</i>	-9,9 %
Charges de capital normatives	38,3
Charges nettes d'exploitation	19,5
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATS2)	-0,7
Apurement de l'ensemble du solde du CRCP estimé à fin 2024	-5,7
<b>Revenu autorisé</b>	<b>54,3</b>
<i>Coefficient j</i>	-5,0 %
Charges de capital normatives	38,3
Charges nettes d'exploitation	19,5
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATS2)	-0,7
Apurement du CRCP tenant compte du plafonnement du coefficient j	-2,9
<b>Solde du CRCP restant à apurer</b>	<b>-2,8</b>

## 5. Mise à jour des trajectoires de référence des postes spécifiques pour le calcul du CRCP au titre de l'année 2026

Les trajectoires définies ci-après seront utilisées comme référence pour le calcul du CRCP de l'année 2026.

## 5.1. Poste énergie et quotas de CO<sub>2</sub>

### 5.1.1. Storengy

Storengy estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 30,2 M€ en 2025, à comparer au niveau prévisionnel de 30,6 M€ retenu dans la mise à jour annuelle du tarif ATS<sup>14</sup>. Storengy explique cette évolution par une consommation plus faible qu'estimé associée à un moindre cyclage des stockages ainsi que par l'arrivée tardive d'électrocompresseurs sur les sites de Gournay.

Pour l'année 2026, Storengy anticipe un niveau de charges de 32,3 M€, en baisse de 17,6 M€ par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATS<sup>15</sup>. Storengy justifie cette prévision par une baisse de la consommation d'électricité liée au retard de mise en service d'un électrocompresseur. Une partie de cette diminution se répercute néanmoins par une hausse de la consommation de gaz. La baisse des prix de l'énergie permet également de diminuer les charges par rapport au tarif.

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » Demande, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>6,5</b>	<b>8,2<sup>16</sup></b>	<b>+1,7</b>	<b>11,6</b>	<b>10,3</b>	<b>-1,3</b>
Volumes (GWh)	293,4	336,8	+43,4	301,7	349,2	+47,5
Prix (€/MWh)	22,2	23,3	+1,1	38,4	29,6	-8,8
<b>Electricité (M€)</b>	<b>17,9</b>	<b>14,8<sup>17</sup></b>	<b>-3,1</b>	<b>31,5</b>	<b>15,4</b>	<b>-16,1</b>
Volumes (GWh)	174,3	151,9	-22,4	184,4	158,4	-26,1
Prix (€/MWh)	102,9	96,4	-6,5	171,0	97,4	-73,6
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>2,7</b>	<b>3,6</b>	<b>+0,9</b>	<b>3,9</b>	<b>2,7</b>	<b>-1,2</b>
<b>Autres (taxes, dépréciation...)</b>	<b>3,4</b>	<b>3,6</b>	<b>+0,2</b>	<b>2,8</b>	<b>3,8</b>	<b>+1,0</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>30,6</b>	<b>30,2</b>	<b>-0,4</b>	<b>49,8</b>	<b>32,3</b>	<b>-17,6</b>

La CRE ajuste cette demande en supprimant le volume d'électricité couvert par le GIE Cansel Bresse, comme décrit au paragraphe 2.5 de la présente délibération ;

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie s'élève à 31,2 M€ (soit -1,1 M€ par rapport à la demande de Storengy) :

<sup>14</sup> Délibération n°2025-36 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2025

<sup>15</sup> Délibération n°2024-21 de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

<sup>16</sup> Dont 0,3 M€ de cut-off comptable

<sup>17</sup> Dont 0,2 M€ de cut-off comptable

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » Retenu par la CRE, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>6,5</b>	<b>8,2</b>	<b>1,7</b>	<b>11,6</b>	<b>10,3</b>	<b>-1,7</b>
Volumes (GWh)	293,4	336,8	43,4	301,7	349,2	33,9
Prix (€/MWh)	22,2	23,3	1,1	38,4	29,6	-8,8
<b>Electricité (M€)</b>	<b>17,9</b>	<b>14,8</b>	<b>-3,1</b>	<b>31,5</b>	<b>14,4</b>	<b>-17,2</b>
Volumes (GWh)	174,3	151,9	-22,4	184,4	147,3	-37,1
Prix (€/MWh)	102,9	96,4	-6,5	171	97,4	-73,6
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>2,7</b>	<b>3,6</b>	<b>0,9</b>	<b>3,9</b>	<b>2,7</b>	<b>-1,2</b>
<b>Autres (taxes, dépréciation...)</b>	<b>3,4</b>	<b>3,6</b>	<b>0,2</b>	<b>2,8</b>	<b>3,8</b>	<b>0,5</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>30,6</b>	<b>30,2</b>	<b>-0,4</b>	<b>49,8</b>	<b>31,2</b>	<b>-18,6</b>

### 5.1.2. Teréga

Teréga estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 13,1 M€ en 2025, à comparer au niveau prévisionnel de 11,5 M€ retenu dans la mise à jour annuelle du tarif ATS3<sup>18</sup>. Teréga explique cette évolution par une hausse des besoins de soutirage sur les mois de janvier et février 2025.

Pour l'année 2026, Teréga anticipe un niveau de charges « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » en baisse à 11,3 M€, par rapport à la trajectoire retenue de 14,9 M€ lors du tarif ATS3<sup>19</sup>. Teréga explique cette évolution par une baisse de consommation estimée au stockage et la baisse du prix du gaz.

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » Demande, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>0,7</b>	<b>0,5</b>	<b>-0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>-0,3</b>
Volumes (GWh)	20,8	15,1	-5,7	20,3	15,7	-4,6
Prix (€/MWh)	33,0	32,9	-0,1	40,2	32,7	-7,5
<b>Electricité (M€)</b>	<b>10,6</b>	<b>12,4</b>	<b>+1,8</b>	<b>14,0</b>	<b>10,6</b>	<b>-3,4</b>
Volumes (GWh)	85,5	81,9	-3,6	92,8	83,4	-9,4
Prix (€/MWh)	124,3	151,9	27,6	150,9	127,1	-23,8
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Autres (taxes, dépréciation...)</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>+0,1</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>11,5</b>	<b>13,1</b>	<b>1,6</b>	<b>14,9</b>	<b>11,3</b>	<b>-3,6</b>

<sup>18</sup> Délibération n°2025-36 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2025

<sup>19</sup> Délibération n°2024-21 de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

La CRE retient la trajectoire demandée par Teréga pour l'année 2026.

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » Retenu par la CRE, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Prév.	Tarif	Prév.	Est.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>0,7</b>	<b>0,5</b>	<b>-0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>-0,3</b>
Volumes (GWh)	20,8	15,1	-5,7	20,3	15,7	-4,6
Prix (€/MWh)	33,0	32,9	-0,1	40,2	32,7	-7,5
<b>Electricité (M€)</b>	<b>10,6</b>	<b>12,4</b>	<b>+1,8</b>	<b>14,0</b>	<b>10,6</b>	<b>-3,4</b>
Volumes (GWh)	85,5	81,9	-3,6	92,8	83,4	-9,4
Prix (€/MWh)	124,3	151,9	27,6	150,9	127,1	-23,8
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Autres (taxes, dépréciation...)</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>+0,1</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>11,5</b>	<b>13,1</b>	<b>1,6</b>	<b>14,9</b>	<b>11,3</b>	<b>-3,6</b>

### 5.1.3. Géométhane

Géométhane estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 1,3 M€ en 2025, à comparer au niveau prévisionnel de 1,3 M€ retenu dans la mise à jour annuelle du tarif ATS3<sup>20</sup>.

Pour l'année 2026, Géométhane anticipe un niveau de charges de 1,1 M€, en baisse de 0,6 M€ par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATS3<sup>21</sup>. Géométhane justifie cette prévision par la baisse des prix de l'énergie. Par ailleurs, la répartition entre consommation de gaz et d'électricité a été mise à jour pour tenir compte du décalage de la mise en service du nouvel électrocompresseur.

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » demande, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>
Volumes (GWh)	17,2	22,1	4,9	8,4	13,2	4,8
Prix (€/MWh)	48,6	38,8	-9,8	41,3	36,7	-4,6
<b>Electricité (M€)</b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,1</b>	<b>1,3</b>	<b>0,5</b>	<b>-0,8</b>
Volumes (GWh)	3,2	1,6	-1,6	6,6	5,1	-1,5
Prix (€/MWh)	102,9	100,9	-2	196,7	86,3	-110,4
<b>Autres (taxes, dépréciation...)</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>0</b>	<b>1,7</b>	<b>1,1</b>	<b>-0,6</b>

La CRE retient la trajectoire demandée par Géométhane pour l'année 2026.

<sup>20</sup> Délibération n°2025-36 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2025

<sup>21</sup> Délibération n°2025-36 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2025



Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » Retenu par la CRE, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Prév.	Tarif	Prév.	Est.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>
Volumes (GWh)	17,2	22,1	4,9	8,4	13,2	4,8
Prix (€/MWh)	48,6	38,8	-9,8	41,3	36,7	-4,6
<b>Electricité (M€)</b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,1</b>	<b>1,3</b>	<b>0,5</b>	<b>-0,8</b>
Volumes (GWh)	3,2	1,6	-1,6	6,6	5,1	-1,5
Prix (€/MWh)	102,9	100,9	-2	196,7	86,3	-110,4
<b>Autres (taxes, dépréciation...)</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>0</b>	<b>1,7</b>	<b>1,1</b>	<b>-0,6</b>

## 5.2. Postes « consommables » et « traitement des effluents »

### 5.2.1. Storengy

Storengy estime dans son dossier tarifaire que les postes « consommables » et « traitement des effluents » s'établiront au total à 7,5 M€ en 2025, en hausse par rapport au niveau prévisionnel de 7,4 M€ retenu lors de la mise à jour du tarif ATS3<sup>22</sup>. L'écart provient notamment de coûts de traitement d'un incident sur le site de Chémery.

Pour l'année 2026, Storengy anticipe un niveau de charges de 5,4 M€, inférieur à la trajectoire retenue lors des travaux ATS3<sup>23</sup> (5,9 M€). Cette évolution provient de la mise en place du traitement des effluents directement sur le site de Chémery, ce qui permet de diminuer les coûts liés au transport des effluents et à l'externalisation de leur traitement.

Demande de Storengy, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Postes « consommables » et « traitement des effluents »</b>	7,4	7,5	+0,1	5,9	5,4	-0,5

La CRE retient la trajectoire demandée par Storengy.

Trajectoire retenue, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Postes « consommables » et « traitement des effluents »</b>	7,4	7,5	+0,1	5,9	5,4	-0,5

<sup>22</sup> Délégation n°2025-36 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2025

<sup>23</sup> Délégation n°2024-21 de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

### 5.2.2. Teréga

Teréga estime dans son dossier tarifaire que les postes « consommables » et « traitement des effluents » s'établiront au total à 0,5 M€ en 2025, en baisse par rapport au niveau prévisionnel de 0,6 M€ retenu lors de la mise à jour du tarif ATS3<sup>24</sup>. Cette différence est due à un dysfonctionnement de la station de traitement des eaux de process de Lussagnet, qui entraîne ainsi une diminution dans l'utilisation et l'achat de produits chimiques.

Pour l'année 2026, Teréga retient une baisse des charges de consommables et de traitement des effluents par rapport à l'ATS3 (0,9 M€) en supposant que l'activité de soutirage sera légèrement inférieure aux projections tarifaires.

Postes « consommables » et « traitement des effluents » demande, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Consommables et traitement des effluents (M€)	0,6	0,5	-0,1	0,9	0,8	-0,1

La CRE retient la trajectoire demandée par Teréga pour l'année 2026.

Trajectoire retenue, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Postes « consommables » et « traitement des effluents »	0,6	0,5	-0,1	0,9	0,8	-0,1

### 5.2.3. Géométhane

Géométhane estime dans son dossier tarifaire que les postes « consommables » et « traitement des effluents » s'établiront au total à 0,3 M€ en 2025, en hausse par rapport au niveau prévisionnel de 0,2 M€ retenu dans la mise à jour du tarif ATS3<sup>25</sup>. L'écart est associé à une augmentation des coûts de traitement des effluents.

Pour l'année 2026, Géométhane anticipe un niveau de charges de 0,3 M€, supérieur à la trajectoire retenue lors des travaux ATS3<sup>26</sup> (0,2 M€). Cette évolution provient de la réévaluation des coûts de traitement des effluents.

Demande de Géométhane, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Postes « consommables » et « traitement des effluents »	0,2	0,3	+0,1	0,2	0,3	+0,1

<sup>24</sup> Délibération n°2025-36 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2025

<sup>25</sup> Délibération n°2025-36 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2025

<sup>26</sup> Délibération n°2024-21 de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

La CRE retient la trajectoire demandée par Géométhane pour l'année 2026.

Trajectoire retenue, en M€ <sub>courants</sub>	2025			2026		
	Prév	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Postes « consommables » et « traitement des effluents »</b>	0,2	0,3	+0,1	0,2	0,3	+0,1

### 5.3. Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane

La CRE fixe les trajectoires de charges nettes d'exploitation des opérateurs de stockage pour la période ATS3, qui sont couvertes via le CRCP.

#### 5.3.1. Storengy

Comme décrit au 3.1.1 de la présente délibération, la CRE retient la trajectoire de charges suivante pour la période de l'ATS3 pour Storengy.

k€ <sub>courants</sub>					
Trajectoire de charges retenue par la CRE 2024	2025	2026	2027	Total	
<b>Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane</b> <sup>304</sup>	5 017	6 997	6 829	<b>19 147</b>	

#### 5.3.2. Teréga

Comme décrit au 3.1.2 de la présente délibération, la CRE retient la trajectoire de charges suivante pour la période de l'ATS3 pour Teréga.

k€ <sub>courants</sub>					
Trajectoire de charges retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane</b>	167	987	1111	1050	<b>3 315</b>

#### 5.3.3. Géométhane

Comme décrit au 3.1.3 de la présente délibération, la CRE retient la trajectoire de charges suivante pour la période de l'ATS3 pour Géométhane.

k€ <sub>courants</sub>					
Trajectoire de charges retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane</b>	0	765	1117	1129	<b>3011</b>

## 6. Mise à jour des trajectoires de référence des dépenses de recherche et développement au titre des années 2026 et 2027

Le cadre tarifaire de l'ATS3 prévoit la possibilité de réviser à mi-période tarifaire la trajectoire des dépenses de recherche et développement afin d'offrir plus de souplesse aux opérateurs dans l'adaptation de leur programme.

En fin de période ATS3, les opérateurs présenteront à la CRE un bilan financier de recherche et développement, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux consommateurs (via le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur.

## 6.1. Storengy

La trajectoire initialement retenue dans la délibération ATS3 (mise à jour de l'inflation) est la suivante :

Trajectoire de dépenses de R&D mise à jour de l'inflation – M€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027
<b>Storengy</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>4,8</b>	<b>4,1</b>

Storengy a demandé la révision de sa trajectoire de coûts de recherche et développement.

Dans le cadre de sa demande, Storengy a fourni une mise à jour des dépenses réalisées et estimées pour 2024 et 2025 respectivement, ainsi que ses prévisions de dépenses pour 2026 et 2027.

Trajectoire de dépenses de R&D mise à jour de l'inflation – M€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027
Projets existants	5,7	7,3	4,5	4,0
Nouveaux projets	-	-	1,2	1,2
<b>Total</b>	<b>5,7</b>	<b>7,3</b>	<b>5,7</b>	<b>5,2</b>

La trajectoire demandée par Storengy est en hausse de 2,0 M€ par rapport à la trajectoire de dépenses initialement retenue par la CRE mise à jour de l'inflation :

- Les dépenses associées aux projets existants sont réduites de -0,4 M€ sur la période. Cette baisse est associée à un report de certaines dépenses au regard du planning revu de développement des installations de production de biométhane de seconde génération par rapport à l'attendu.
- Storengy demande d'intégrer dans la trajectoire de dépenses 2,4 M€ pour la mise en œuvre de projets additionnels en lien avec l'opérabilité et la sécurité des installations. Les travaux portent sur :
  - la caractérisation et le suivi de dépôts noirs sur des équipements en sous-sol et en surface (1,1 M€ de dépenses sur 2026-2027) ;
  - un pilote d'abandon de cavité saline afin de démontrer la faisabilité d'un abandon sécurisé de cavité saline conformément à la réglementation ICPE (1,3 M€ de dépenses sur 2026-2027).

La CRE considère que ces travaux additionnels sont nécessaires afin d'identifier les causes et la cinétique des dépôts noirs pour permettre si nécessaire de mettre en place des mesures pour éviter les risques de bouchage des équipements et afin que l'opérateur dispose des connaissances nécessaires à la mise en sécurité de ses installations.

La trajectoire révisée retenue par la CRE est la suivante :

Trajectoire de dépenses de R&D révisée – M€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027
<b>Total</b>	<b>5,7</b>	<b>7,3</b>	<b>5,7</b>	<b>5,2</b>

## 6.2. Teréga

Teréga n'a pas fait de demande de révision de sa trajectoire de dépenses.

### **6.3. Géométhane**

Géométhane n'a pas fait de demande de révision de sa trajectoire de dépenses.

## Projet de décision de la CRE

La présente délibération a pour objet de faire évoluer le revenu autorisé des opérateurs de stockage de gaz naturel pour l'année 2026, de prendre en compte les charges additionnelles liées à la mise en œuvre du règlement (UE) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement (UE) 2019/942 (« Règlement méthane ») et de mettre à jour certains paramètres de la régulation incitative.

### **Evolution du revenu autorisé des opérateurs de stockage et évolution des paramètres de la régulation incitative**

En application des dispositions de la délibération n°2024-21 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 30 janvier 2024 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 2026.

Le revenu autorisé des opérateurs de stockage pour l'année 2026 est fixé à :

- 627,6 M€ pour Storengy, soit une hausse de 4,3 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2025 ;
- 180,2 M€ pour Teréga, soit une baisse de -0,3 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2025 ;
- 54,3 M€ pour Géométhane, soit une baisse de -1,5 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2025.

Le revenu autorisé des opérateurs de stockage pour l'année 2026 est fixé à 862,1 M€, soit une hausse de 2,9 % par rapport au revenu autorisé 2025. Il est inférieur de 1,2 % au montant prévu pour 2026 par la délibération ATS3.

Les mises à jour des trajectoires de référence de certains postes spécifiques (charges d'énergie et quotas de CO<sub>2</sub>, consommables, et traitement des effluents) pour le calcul du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de 2026 sont détaillées en partie 5 de la présente délibération.

La mise à jour des trajectoires de référence des dépenses de recherche et développement au titre des années 2026 et 2027 est détaillée en partie 6 de la présente délibération.

### **Intégration des charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement méthane**

La présente délibération inclut la prise en compte des charges additionnelles des opérateurs liées à la mise en œuvre du Règlement méthane et décrite dans la partie 3.

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

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise au ministre chargé de l'énergie et de l'économie.

**Délibéré à Paris, le 17 décembre 2025.**

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

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**

## Annexe 1 : Références pour le calcul et l'apurement du solde du CRCP

Storengy, en M€ <sub>courants</sub>	Taux	2024	2025	2026	2027
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100%	Le montant de la compensation est calculé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Recettes issues de commercialisation des capacités de stockage	100%	Le montant est fixé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	363,2	380,8	399,9	418,2
Charges d'énergie et achats et ventes de quotas de CO <sub>2</sub>	100%	-	38,6	49,8	47,4
	90% <sup>27</sup>	34,0	30,6	31,2	Mis à jour chaque année
Charges de consommables et traitement des effluents	100%	-	5,9	5,9	5,9
	80%	5,3	7,4	5,4	Mis à jour chaque année
Ecart de charges de l'avantage nature en énergie liées aux écarts du prix par rapport aux références de prix de l'électricité et du gaz retenues par la CRE	100% de l'effet prix	5,5	5,0	5,3	4,9
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100%	17,8	20,3	19,3	18,4
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (produits)	100%	38,1	38,0	38,5	38,1
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

<sup>27</sup> La couverture est de 90 % pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle inférieure ou égale (en valeur absolue) à 50 % de la trajectoire prévisionnelle, et de 100 % au-delà.



Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	5,7	7,3	5,7	5,2
Charges d'exploitation nécessaires à la réalisation du projet de développement de capacité sur le site de Storengy à Etrez	100%	0	0	0	0
Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane	0 % (charges versées forfaitairement au CRCP)	304	5 017	6 997	6 829

Teréga, en M€ <sub>courants</sub>	Taux	2024	2025	2026	2027
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100%	Le montant de la compensation est calculé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Recettes issues de commercialisation des capacités de stockage	100%	Le montant est fixé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	104,3	108,3	111,5	115,1
Charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO <sub>2</sub>	100%		12,9	14,9	13,8
	90% <sup>28</sup>	14,2	11,5	11,3	Mis à jour chaque année
Charges de consommables et de traitement des effluents	100%		0,9	0,9	0,9
	80%	0,8	0,6	0,8	Mis à jour chaque année
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100%	9,7	9,0	9,0	9,2
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (produits)	100%	5,4	5,4	5,6	5,6
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	11,2	12,2	11,4
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 % des charges non utilisées en fin de période	1,0	1,0	0,8	0,8
Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane	0 % (charges versées forfaitairement au CRCP)	167	987	1111	1050

Géométhane, en M€ <sub>courants</sub>	Taux	2024	2025	2026	2027
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100%	Le montant de la compensation est calculé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Recettes issues de commercialisation des capacités de stockage	100%	Le montant est fixé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	26,8	35,0	36,5	38,3
Charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO <sub>2</sub>	100%	-	1,5	1,9	1,9
	90% <sup>29</sup>	1,7	1,3	1,1	Mis à jour chaque année
Charges de consommables et de traitement des effluents	100%	-	0,2	0,2	0,2
	80%	0,2	0,2	0,3	Mis à jour chaque année
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100%	1,9	1,8	1,8	1,8
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (charges)	100%	6,7	6,8	6,5	6,7
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 % des charges non utilisées en fin de période	1,0	0,2	0,2	0,2
Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane	0 % (charges versées forfaitairement au CRCP)	0	765	1117	1129

<sup>28</sup> La couverture est de 90 % pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle inférieure ou égale (en valeur absolue) à 50 % de la trajectoire prévisionnelle, et de 100 % au-delà.

<sup>29</sup> La couverture est de 90 % pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle inférieure ou égale (en valeur absolue) à 50 % de la trajectoire prévisionnelle, et de 100 % au-delà.